

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 novembre 2012 portant projet de décision tarifaire relatif à l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Frédéric GONAND, Jean-Christophe LE DUIGOU et Michel THIOLLIERE, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France), dits « ATRT4 », sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008 approuvant la proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 10 juillet 2008.

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. L'article L.452-2 dudit code prévoit que la CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. Par ailleurs, l'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que *« La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. [...] La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ses délibérations motivées relatives aux évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, [...] ainsi que les règles tarifaires et leur date d'entrée en vigueur. Ces délibérations sont publiées au Journal officiel de la République française. »*

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, et fixe les tarifs dits « ATRT5 », destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013.

Dans le cadre des travaux relatifs à la définition par la CRE de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) GRTgaz et TIGF ont formulé la demande de nouveaux tarifs respectivement les 20 avril et 9 juillet 2012. Les demandes finales des opérateurs conduisaient, à cadre de régulation inchangé, aux hausses suivantes :

- pour GRTgaz, une hausse de son tarif de 20,7% entre 2012 et 2013, puis de 4,4% par an, en euros courants, en moyenne entre 2013 et 2016 ;
- pour TIGF, une hausse de son tarif de 13,7% entre 2012 et 2013, puis de 8,7% par an, en euros courants, en moyenne entre 2013 et 2016.

Pour établir ces nouveaux tarifs, la CRE a tenu compte des évolutions législatives et réglementaires liées au 3^{ème} paquet énergie :

- les obligations d'indépendance qui s'imposent aux transporteurs dans le cadre de la mise en œuvre du modèle GTI (gestionnaire de transport indépendant) ou ITO (*Independent transmission operator*) ;
- le « Gas Target Model » adopté par les régulateurs européens ;
- le futur code de réseau sur l'allocation des capacités (CAM) et les lignes directrices sur la gestion des congestions (CMP) qui s'imposeront aux GRT français.

La CRE a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GRTgaz et TIGF et s'est appuyée sur différentes études confiées à des cabinets externes :

- une étude comparative internationale des mécanismes de régulation incitative ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques et gazières ;
- un audit des charges d'exploitation de GRTgaz et TIGF, hors impôts, taxes, achats d'énergie et, pour GRTgaz, système d'information ;
- un audit des systèmes d'information de GRTgaz.

La CRE a associé l'ensemble des acteurs du marché à la préparation de ces nouveaux tarifs, notamment en ce qui concerne l'évolution de la structure tarifaire et des services offerts par les GRT. En complément des travaux menés dans le cadre de la Concertation Gaz, la CRE a conduit cinq consultations publiques sur les sujets suivants :

- la création d'une zone d'équilibrage Nord unique pour les gaz H et B sur le réseau de GRTgaz (29 mars 2012) ;
- l'évolution des places de marché de gaz en France (31 mai 2012) ;
- le service de flexibilité intra-journalière sur le réseau de transport de GRTgaz (26 juin 2012) ;
- les orientations relatives au cadre de régulation, à la structure tarifaire et aux services des GRT (31 juillet 2012) ;
- les orientations relatives aux niveaux et aux grilles tarifaires des GRT (29 octobre 2012).

Elle a organisé deux ateliers (21 mars et 4 mai 2012) et une table ronde (10 juillet 2012) sur l'évolution des places de marché, ainsi qu'une table ronde (13 novembre 2012) sur les niveaux et les grilles tarifaires de GRTgaz et TIGF.

La CRE a auditionné à plusieurs reprises GRTgaz et TIGF, ainsi que leurs actionnaires en ayant formulé la demande.

Enfin, la CRE a tenu compte des orientations de politique énergétique transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie par courrier du 10 octobre 2012. Ces orientations portent sur l'efficacité économique du cadre tarifaire, la cohérence avec les futurs codes de réseau européens, l'intégration des places de marché nationales du gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le rôle des stockages souterrains, le développement de l'injection du bio-méthane dans les réseaux de gaz naturel et la promotion de l'usage du gaz naturel.

Sur la base de l'ensemble de ces éléments, la CRE reconduit, en le complétant, le cadre existant de régulation incitant les GRT à améliorer leur efficacité sur une période d'environ quatre ans, du point de vue de la maîtrise de leurs coûts et de la qualité du service rendu aux utilisateurs. Une incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissements est introduite, ainsi qu'une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et TIGF sur les années 2015 et 2016.

En ce qui concerne la structure tarifaire, la présente décision tarifaire apporte des changements importants, notamment sur l'organisation des places de marché du gaz en France (Points d'échange de gaz ou PEG) :

- au 1^{er} avril 2013, fusion des PEG H et B ;
- au 1^{er} avril 2015, un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF sera créé, le maintien d'une zone d'équilibrage distincte pour chacun des GRT étant possible.

Ces évolutions, qui font l'objet d'un large consensus parmi les acteurs du marché, visent à préparer la création d'une place de marché unique en France, à l'horizon 2018. Elles sont cohérentes avec les orientations de politique énergétique françaises et avec le « *Gas target model* » européen.

En ce qui concerne le niveau des tarifs des GRT, la CRE retient :

- pour GRTgaz, une augmentation de 8,3% en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 3,8%¹ par an à partir de 2014 ;
- pour TIGF, une augmentation de 8,1% en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 3,6%¹ par an, à partir de 2014.

Les hausses tarifaires fixées pour 2013 s'appliqueront à compter du 1^{er} avril 2013 jusqu'au 31 mars 2014 pour couvrir l'ensemble des charges prévisionnelles retenues par la CRE pour l'année 2013.

Les différences entre ce tarif et les demandes des GRT sont principalement liées aux paramètres suivants :

- le coût moyen pondéré du capital, fixé à 6,50% réel avant impôts ;
- les révisions des hypothèses retenues concernant certains postes de charges, notamment énergie, flexibilité gaz B, systèmes d'information pour GRTgaz et certaines provisions pour TIGF ;
- des objectifs de productivité fixés pour les deux GRT sur leur trajectoire de charges d'exploitation à périmètre d'activité constant par rapport à la période tarifaire précédente.

Les hausses tarifaires retenues pour la période ATRT5 par la CRE s'expliquent principalement par :

- la hausse des charges de capital, liée à la mise en service de projets d'investissement significatifs ;
- la hausse des coûts d'achat d'énergie, en raison de l'augmentation des prix du gaz et de l'électricité et de la hausse des consommations d'énergie motrice, dans une configuration des approvisionnements marquée par une baisse des arrivées de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la transposition de la Directive 2009/73/CE, qui exige que les GRT disposent en propre des moyens nécessaires à leurs activités et mettent en œuvre les codes de réseau européens, et les nouvelles règles de sécurité liées à l'arrêté multi-fluides et au décret anti-endommagement ;
- la hausse des impôts et charges sociales, notamment avec l'entrée en vigueur de l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER), l'augmentation du taux des cotisations sociales et l'élargissement de leur assiette de calcul.

Ces augmentations sont compensées partiellement par les principaux facteurs suivants :

- la hausse des souscriptions de capacité, du fait notamment des renforcements des capacités aux interconnexions ;
- la baisse du coût moyen pondéré du capital de 7,25% à 6,50% ;
- les objectifs de productivité fixés aux deux GRT qui permettent d'infléchir l'évolution des tarifs postérieurement à 2013.

Les principaux éléments explicatifs des hausses tarifaires au 1^{er} avril 2013 par rapport au tarif en vigueur sont synthétisés dans le tableau ci-dessous, pour les deux GRT.

¹ Cette valeur intègre une hypothèse d'inflation de 2% par an.

	GRTgaz	TIGF
Principaux facteurs de hausse		
Charges d'exploitation, dont :	+8%	+5%
• Mise en œuvre de la 3 ^{ème} directive et normes de sécurité liées à l'arrêté multi-fluides et au décret anti-endommagement	+4%	+2%
• Poste énergie	+3%	+1%
• Impôts et taxe	+1%	+2%
Charges de capital (<i>augmentation de la BAR consécutive aux installations mises en service</i>)	+4%	+11%
Apurement du CRCP	+2%	+8%
Principaux facteurs de baisse		
Baisse du CMPC de 7,25% à 6,50%	-4%	-4%
Hausse du volume de souscription	-2%	-12%

Postérieurement à 2013, les tarifs des deux GRT augmentent plus vite que l'inflation (+3,8% par an pour GRTgaz, +3,6% par an pour TIGF) du fait principalement de la hausse des charges de capital dues aux investissements décidés ces dernières années.

Ces investissements structurants permettront de renforcer la sécurité d'approvisionnement, de simplifier l'accès au marché et de maximiser le potentiel d'arbitrage entre les différentes sources d'approvisionnement. Ces développements, ainsi que les actions menées pour la création d'un marché intégré européen du gaz naturel, contribuent à l'amélioration de la liquidité et de la concurrence sur le marché, qui permet aux consommateurs de bénéficier de prix du gaz plus compétitifs.

L'effet de ces hausses sur la facture des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution et se chauffant au gaz reste modéré, dans la mesure où les tarifs de transport représentent environ 6% de leur facture globale de gaz. Ces hausses induiraient une augmentation d'environ 0,36€/MWh TTC, soit environ 0,5%, sur la facture finale d'un consommateur particulier moyen se chauffant au gaz.

Le présent projet de décision tarifaire de la CRE sera transmis au Conseil supérieur de l'énergie pour avis.

Table des matières

METHODOLOGIE	6
I - CADRE DE REGULATION.....	6
1. DUREE DES TARIFS	6
2. REGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS	6
3. REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION	8
4. EVOLUTIONS DU MECANISME DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE	8
5. COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS.....	9
6. CLAUSE DE RENDEZ-VOUS A MI-PERIODE.....	10
7. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE EN COURS DE PERIODE.....	10
II - NIVEAU DES TARIFS.....	12
1. CHARGES D'EXPLOITATION	12
2. CHARGES DE CAPITAL	16
3. SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES DE TRANSPORT.....	19
4. BILAN SUR LE NIVEAU DES TARIFS	21
III - STRUCTURE DES TARIFS.....	26
1. EVOLUTION DE L'ORGANISATION DES PLACES DE MARCHÉ	26
2. MISE EN ŒUVRE DE L'EVOLUTION DU CADRE EUROPEEN.....	28
3. COORDINATION ENTRE LES OPERATEURS D'INFRASTRUCTURES	30
4. EVOLUTION DE L'OFFRE DE SERVICE AUX UTILISATEURS DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ	31
5. FLEXIBILITE INTRA-JOURNALIERE	33
TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	
I - DEFINITIONS.....	34
II - TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ	36
1. TRAJECTOIRE DE REVENU AUTORISE	36
2. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ APPLICABLE AU 1 ^{ER} AVRIL 2013	36
3. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DE GRTGAZ A COMPTER DU 1 ^{ER} AVRIL 2014.....	46
III - TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF	48
1. TRAJECTOIRE DE REVENU AUTORISE	48
2. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF APPLICABLE AU 1 ^{ER} AVRIL 2013	48
3. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DE TIGF A COMPTER DU 1 ^{ER} AVRIL 2014	54
IV - CESSIION DES CAPACITES DE TRANSPORT SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF..	56
V - PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF.....	56
1. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE JOURNALIERE	56
2. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE HORAIRE	57
3. REDISTRIBUTION ANNUELLE DES PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE	57
VI - POINTS NOTIONNELS D'ECHANGE DE GAZ SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF...	57
VII - MECANISME DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	58
1. INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT DONNANT LIEU A INCITATION FINANCIERE	58
2. AUTRES INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	63
VIII - ANNEXES	66

METHODOLOGIE

I - Cadre de régulation

L'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel « [...] *peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité.* ».

1. Durée des tarifs

Les tarifs « ATRT4 » sont entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2009 et s'appliquent jusqu'au 31 mars 2013. La présente décision tarifaire comprend les tarifs de GRTgaz et de TIGF destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013, pour une période d'environ quatre ans.

2. Régulation incitative des investissements

La régulation incitative des investissements comprend, d'une part, une incitation à la réalisation des investissements nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché européen et, d'autre part, une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement.

2.1. Incitation à l'investissement

Dans le cadre du tarif actuellement en vigueur (ATRT4), une prime de 300 points de base (pdb) sur dix ans s'applique aux investissements permettant de créer de nouvelles capacités d'acheminement sur le réseau principal ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage.

Pour le tarif ATRT5, la CRE décide de maintenir le régime d'incitation à l'investissement, mais de limiter l'attribution de la prime de 300 pdb aux deux projets majeurs restant à réaliser pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché européen :

- le doublement de l'artère de Bourgogne, qui est un projet nécessaire à la fusion des zones Nord et Sud ;
- l'odorisation décentralisée du gaz naturel, permettant un flux physique de gaz de la France vers l'Allemagne ou vers la Belgique.

Les autres investissements seront rémunérés au coût moyen pondéré du capital.

Cette décision s'inscrit dans le cadre des dispositions précitées de l'article L.452-3 du code de l'énergie relative à la régulation incitative qui visent notamment à encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées à l'intégration du marché intérieur du gaz et à la sécurité d'approvisionnement. Ces dispositions sont rappelées par les orientations de politique énergétique transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie.

Cette évolution ne remet pas en cause les décisions antérieures relatives aux primes et majorations du taux de rémunération de base.

2.2. Incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement

L'article L.452-1 du code de l'énergie dispose que les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel doivent couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseau dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. L'article L.452-3 fixe le cadre d'une régulation incitative pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances. La CRE met en place des incitations pour les GRT à maîtriser les coûts de leurs programmes d'investissements.

a) Projets bénéficiant de la prime de 300 points de base

Les projets bénéficiant de la prime de 300 pdb pendant dix ans seront soumis à un régime d'incitation à la maîtrise des coûts similaire à celui défini par la CRE dans sa délibération du 22 décembre 2011 pour les investissements relatifs au raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz.

La rémunération pour les dépenses d'investissement en écart par rapport au budget cible approuvé par la CRE varie selon les modalités suivantes :

- dans la limite de 110% du budget cible, l'opérateur voit son investissement rémunéré au coût moyen pondéré du capital auquel s'ajoute la prime de 300 pdb pendant dix ans ;
- si les dépenses d'investissement sont supérieures à 110% du budget cible, l'opérateur ne bénéficie plus de la prime de 300 pdb pour la part excédant ce seuil :
 - la part du coût du projet comprise entre 110% et 130% du budget cible, est rémunérée au coût moyen pondéré du capital ;
 - la part du coût du projet supérieure à 130% du budget cible est rémunérée au taux des immobilisations en cours ;
- si les dépenses d'investissement sont inférieures à 90% du budget cible, le GRT recevra un bonus correspondant à l'application de la prime de 300 pdb pendant dix ans sur l'écart entre le budget réalisé et 90% du budget cible.

Ce mécanisme s'appliquera notamment au projet Eridan dont le budget cible est de 484 M€ courants.

Pour les projets qui seront décidés pendant la période ATRT5, un paramètre d'indexation sera pris en compte pour la part du budget d'investissement dépendant du coût de l'acier afin de tenir compte des évolutions du prix de l'acier qui s'imposent aux GRT. Ainsi :

- lors de l'approbation du budget cible, la part de ce budget correspondant aux achats de fourniture en acier sera identifiée, ainsi que l'indice HRC (*Hot Rolled Coil*) du mois de commande évalué lors de l'estimation ;
- pour le calcul des écarts entre le budget cible et les dépenses effectivement réalisées par le GRT, la CRE tiendra compte, pour les coûts d'achat des fournitures en acier, de la valeur de l'indice HRC constatée au moment des achats.

Le budget cible pourra être réévalué par la CRE, sur demande argumentée de l'opérateur, pour prendre en compte les surcoûts liés aux procédures administratives, dans la mesure où ces surcoûts ont des conséquences significatives sur le projet et sont indépendants de la gestion d'un opérateur efficace.

Si les GRT décident de modifier ou d'optimiser les spécifications fonctionnelles ou techniques des projets approuvés par la CRE, ils devront proposer ces évolutions à la CRE, pour approbation. La CRE pourra adapter les paramètres du mécanisme de régulation incitative si ces modifications conduisent à une évolution substantielle du budget du projet.

b) Grands projets ne bénéficiant pas de la prime de 300 points de base

Le dispositif concerne tout projet, hors sécurité, dont le budget dépasse 50 M€ ou représente au moins 20% du montant moyen annuel des investissements de la période ATRT 5. Il repose sur les principes suivants :

- lors de l'approbation du budget de chaque projet concerné, la CRE définira un budget cible qui pourra, si la CRE le juge nécessaire, faire l'objet d'un audit ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la base d'actifs régulée (BAR) à sa valeur réelle lors de sa mise en service ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90% et 110% du budget cible, aucun bonus ni pénalité n'est attribué ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90% du budget cible, le GRT bénéficiera d'un bonus correspondant à 25% de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 90% du budget cible ;

- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110% du budget cible, le GRT se verra appliquer une pénalité correspondant à 25% de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110% du budget cible ;
- ce bonus ou cette pénalité sera pris en compte via le CRCP.

En outre, le paramètre d'indexation relatif au prix de l'acier, les modalités particulières de gestion des surcoûts liés aux procédures administratives et des révisions substantielles des spécifications fonctionnelles ou techniques sont pris en compte dans les mêmes conditions que celles prévues pour le mécanisme décrit précédemment.

c) Autres projets d'investissement

Des indicateurs quantitatifs sont mis en place pour analyser les évolutions éventuelles des coûts et de la réalisation des autres projets d'investissements par rapport à la trajectoire retenue dans le tarif. Le suivi de ces indicateurs sera effectué par la CRE chaque année.

Un mécanisme incitant financièrement les GRT à respecter la trajectoire prévisionnelle de dépenses d'investissement prises en compte pour le tarif sera mis en œuvre dès que la fiabilité de ces indicateurs aura été éprouvée. Ce mécanisme ne concernera pas les investissements de sécurité ni les projets relevant des dispositifs décrits ci-dessus.

3. Régulation incitative des charges d'exploitation

La trajectoire des charges nettes d'exploitation des GRT est définie sur la période 2013-2016. Elle correspond à une évolution annuelle de ces charges à partir du niveau retenu pour 2013, selon l'inflation et un coefficient d'évolution annuel qui intègre un objectif de productivité portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période ATRT4.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par chaque GRT au-delà de cette trajectoire seront conservés intégralement par chaque GRT, alors qu'ils n'étaient conservés qu'à hauteur de 50% dans le cadre du tarif ATRT4. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les opérateurs. La CRE souhaite ainsi renforcer l'incitation pour les GRT à maîtriser leurs coûts.

4. Evolutions du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service

Le mécanisme d'incitation relatif à la qualité de service des GRT a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché. Le dispositif en place a donné des résultats satisfaisants.

Dans ce cadre, afin de tenir compte des progrès réalisés par les GRT et de conserver un caractère incitatif, la présente décision tarifaire fait évoluer le dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

4.1. Indicateurs en lien avec l'équilibrage

Dans la perspective d'évolution des systèmes d'équilibrage de GRTgaz et TIGF vers le système d'équilibrage cible, le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service évolue de la manière suivante :

- mise en place d'un nouvel indicateur pour GRTgaz et pour TIGF, portant sur la prévision de consommation pour la journée gazière (J), réalisée la veille (J-1) et mise à jour en cours de journée (J), à la maille de leurs zones d'équilibrage respectives ;
- pour TIGF, mise en place d'un nouvel indicateur portant sur la qualité des relèves intra-journalières des consommateurs industriels raccordés à son réseau. Cet indicateur est calculé de façon similaire à celui déjà mis en place pour GRTgaz. Pour GRTgaz, les modalités de calcul de l'indicateur correspondant sont adaptées afin de mieux tenir compte de l'ensemble des erreurs de mesure, notamment les erreurs ponctuelles ;

- adaptation des indicateurs existants portant sur la qualité des allocations journalières (transmises à J+1) aux PITD et aux points d'interface avec les consommateurs industriels raccordés aux réseaux de GRTgaz et de TIGF, afin de maintenir leur caractère incitatif.

4.2. Indicateurs de suivi des maintenances

Les évolutions suivantes sont apportées au mécanisme de régulation incitative portant sur les maintenances :

- compte tenu de l'importance de la liaison Nord-Sud pour l'approvisionnement du sud de la France, la CRE décide de renforcer le suivi des maintenances sur cette liaison. GRTgaz présentera au 1^{er} trimestre 2013 un bilan sur l'interruption à la liaison Nord-Sud, ainsi que ses causes, pour les années 2011 et 2012. De plus, GRTgaz travaillera en Concertation Gaz sur la définition d'un indicateur de la capacité interruptible de la liaison Nord-Sud ;
- les deux indicateurs de GRTgaz de respect à la hausse et à la baisse du programme de maintenance sont fusionnés en un seul indicateur par type de point du réseau ;
- en outre, GRTgaz examinera en Concertation Gaz les modalités d'une incitation financière sur l'indicateur existant de respect du programme de maintenances publié à J-60.

4.3. Indicateurs de suivi de la relation avec les clients

Un indicateur de suivi portant sur les raccordements aux réseaux de transport des gestionnaires de réseaux de distribution et des consommateurs industriels est mis en place afin de suivre le respect par les GRT des délais liés aux procédures de raccordement.

L'indicateur portant sur la disponibilité des portails des GRT intègre dorénavant la disponibilité des plateformes publiques *Smart GRTgaz* pour GRTgaz et *Data Gas* pour TIGF. En outre, la fiabilité des informations mises à disposition sur les portails utilisateurs *Transactions* et *Tetra* fait l'objet d'un nouvel indicateur recensant les réclamations des utilisateurs sur le sujet.

5. Compte de régularisation des charges et des produits

Le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) est un compte fiduciaire qui est alimenté à intervalle régulier par tout ou partie des écarts de coût ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs.

Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, les montants pris en compte dans le CRCP sont actualisés à un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente proposition tarifaire. Ce taux est fixé à 4,0% par an, nominal avant impôt.

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

- les revenus liés à l'acheminement sur le réseau de transport. Compte tenu du système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux points d'interface transport distribution (PITD), le revenu lié à l'acheminement sur le réseau aval de transport (sortie du réseau principal, réseau régional et livraison) est couvert à 100% par le CRCP. Il en est de même pour le revenu au niveau des entrées et sorties aux stockages (capacités allouées automatiquement en fonction des souscriptions auprès des gestionnaires de stockages souterrains) et pour le revenu lié à la vente de capacités à la liaison Nord-Sud via le mécanisme de couplage de marché. Afin d'inciter les GRT à offrir les meilleurs services aux utilisateurs, le revenu lié à l'acheminement sur le réseau amont de transport (autres points du réseau principal) est couvert :
 - à 50% par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision inférieur ou égal à +/- 10% du revenu prévu ;
 - à 100% par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision au-delà de +/- 10% du revenu prévu ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et les Turbines à combustion (TAC). Ces produits sont couverts à 100% par le CRCP ;

- les charges de capital supportées par les GRT. Le montant de ces charges est couvert à 100% par le CRCP, dans la limite des dispositifs de régulation incitative décrits ci-dessus ;
- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité) et l'écart entre les charges et les recettes liées aux quotas de CO₂ des GRT. Ces charges sont couvertes à 80% par le CRCP ;
- les charges pour GRTgaz et les recettes pour TIGF liées à l'accord entre GRTgaz et TIGF permettant l'utilisation par GRTgaz du réseau de TIGF. Le montant de ces charges et recettes est couvert à 100% par le CRCP ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour la mise à jour annuelle des charges d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée ;
- les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés, afin de permettre le reversement, aux utilisateurs des réseaux, des pénalités en cas de non atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement, aux GRT, des bonus en cas de dépassement des objectifs ;
- les incitations financières liées au dispositif de régulation incitative des coûts des projets d'investissement. Les bonus ou malus générés sont pris en compte à 100% dans le CRCP ;
- les charges consécutives à la fourniture d'une prestation de flexibilité pour le réseau B, sous réserve que la CRE ait approuvé préalablement les contrats concernés.

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

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

6. Clause de rendez-vous à mi-période

La présente décision tarifaire introduit une clause de rendez-vous activable à l'expiration d'un délai de deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2015.

Les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GRTgaz ou de TIGF se trouvait modifié d'au moins 1%. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATRT5 pourra être revue par la CRE après cet examen. Les conséquences financières induites par ces évolutions exogènes ne sont prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous, sous réserve qu'elles correspondent à une gestion efficace de l'opérateur.

7. Evolution de la grille tarifaire en cours de période

La grille tarifaire des deux GRT évolue le 1^{er} avril de chaque année à compter du 1^{er} avril 2014 selon les principes suivants :

- prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
 - la trajectoire de charges de capital définie par la CRE ;
 - la trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année selon l'inflation et un coefficient prédéfini ;
 - la mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » ;
- mise à jour des hypothèses de souscription de capacité ;
- apurement d'un quart du solde global du CRCP ;
- évolutions de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment pour réduire le nombre de places de marché et mettre en œuvre les codes de réseau européens.

Dans le cas où les charges éventuelles liées à la flexibilité du réseau de gaz B s'accroitraient au cours de la période tarifaire – en application de conventions conclues entre GRTgaz et GDF Suez, que la CRE aurait préalablement approuvées – ces charges additionnelles seront prises en compte lors de l'évolution annuelle suivant cette augmentation, et les charges au titre de la période comprise entre

l'entrée en vigueur de cette augmentation et l'évolution annuelle qui la prend en compte seront couvertes à 100% au CRCP.

II - Niveau des tarifs

1. Charges d'exploitation

L'article L.452-1 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, [...], sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. [...] 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 la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des distributeurs. »

Conformément aux dispositions de cet article du code de l'énergie, les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement des réseaux de transport, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité des opérateurs.

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

- la trajectoire proposée par les deux transporteurs
- les données issues des comptes sociaux de GRTgaz et des comptes dissociés de TIGF pour les années 2009, 2010 et 2011 ;
- les prévisions d'évolution des charges pour les années 2012 à 2016 communiquées par GRTgaz et TIGF ;
- les résultats des audits et des analyses menées sur les charges d'exploitation pour les années 2009 à 2016 de GRTgaz et de TIGF.

1.1. Achats d'énergie

Les charges des GRT liées à l'achat de gaz, d'électricité et de quotas CO₂ sont en forte hausse par rapport aux tarifs précédents. Pour GRTgaz, le poste « énergie et quotas de CO₂ » représente 125,3 M€ en 2013, soit une hausse d'environ 40% par rapport au montant pris en compte par le tarif en 2012. Pour TIGF, ce poste s'élève à 6,3 M€ en 2013, soit une hausse d'environ 50% par rapport au montant pris en compte par le tarif en 2012.

Les prix unitaires du gaz et de l'électricité retenus pour l'ATRT5 sont fondés, quand cela est possible, sur les prix à terme des marchés de gros (notamment PEG Nord ou à défaut le TTF augmenté du spread moyen constaté depuis 2009 entre le TTF et le prix PEG Nord pour le gaz) ou sur des estimations de la CRE, en l'absence de référence de marché pertinente.

a) GRTgaz

La hausse des charges d'énergie est due, d'une part, à l'augmentation des besoins en énergie liée à l'écart de bilan technique (EBT) et, d'autre part, à l'augmentation des prix du gaz et de l'électricité.

S'agissant de l'EBT, le plan d'action mis en œuvre par GRTgaz a permis de diminuer significativement les consommations liées à ce poste (2255 GWh en 2009, 1475 GWh en 2010, 735 GWh en 2011 et 125 GWh estimé pour 2012). Cette baisse est compensée par l'amélioration du comptage au point d'interface transport distribution (PITD) Paris, qui conduit à augmenter l'EBT d'un volume estimé à 1,3 TWh pour l'année 2013. En effet, GRTgaz a modifié sa méthode de comptage au PITD Paris depuis le 1^{er} novembre 2012 en s'appuyant sur 120 nouveaux postes de comptage en remplacement de la méthode par bilan appliquée précédemment.

Au total, la CRE retient une hypothèse d'EBT égale à 1425 GWh pour 2013 puis une décroissance de ce poste de 100 GWh par an à partir de 2014. L'EBT de GRTgaz est donc stable par rapport à la moyenne de la période tarifaire précédente. En conséquence, la CRE considère qu'il n'est pas nécessaire, à ce stade, de faire évoluer le volume de pertes retenu dans le tarif de GrDF.

Les consommations de gaz et d'électricité motrices sont en forte augmentation par rapport à celles retenues dans le tarif pour 2012. Ce niveau élevé est lié à la configuration des flux

d'approvisionnement : la baisse des importations de GNL est compensée par une hausse des importations de gaz depuis le nord et l'est de la France. En outre, les exportations vers l'Espagne sont à des niveaux importants depuis mi-2011. Ce schéma de flux conduit à l'augmentation des besoins de compression pour transporter davantage de gaz du nord vers le sud de la France. La CRE estime qu'aucun élément ne permet d'envisager une évolution de cette situation à court terme. Elle retient donc l'hypothèse d'une consommation d'énergie stable par rapport à 2012.

Enfin, dès 2013, les besoins de quotas de CO₂ de GRTgaz excèdent ses allocations gratuites en raison de la diminution progressive des quotas gratuits de CO₂.

<i>En M€</i>	2012 <i>Tarif</i>	2012 <i>Estimation</i>	2013 <i>Tarif</i>	2014 <i>Tarif</i>	2015 <i>Tarif</i>	2016 <i>Tarif</i>
Gaz carburant + EBT	76,1	64,7	102,1	98,2	94	90,2
Electricité	16,8	19,2	22,7	26,3	27,5	28,7
Quotas de CO₂	-3,1	-6,5	0,5	0,9	1,4	1,9
Autres charges et produits		-0,5				
Total	89,8	77,0	125,3	125,4	122,9	120,8

b) TIGF

Les charges d'énergie sont globalement stables sur la prochaine période tarifaire. Les prévisions pour le poste EBT sont, comme les années précédentes, nulles pour TIGF.

Malgré la diminution progressive des quotas gratuits de CO₂ à compter de 2013, ce poste reste nul pour TIGF, ce dernier disposant de stocks de quotas de CO₂.

<i>En M€</i>	2012 <i>Tarif</i>	2012 <i>Estimation</i>	2013 <i>Tarif</i>	2014 <i>Tarif</i>	2015 <i>Tarif</i>	2016 <i>Tarif</i>
Gaz carburant + EBT	4,4	5,1	5,5	4,5	4,7	4,7
Electricité	0,3	0,8	0,8	0,8	0,9	1,3
Quotas de CO₂	-0,5	0	0	0	0	0
Total	4,2	5,9	6,3	5,3	5,6	6,0

1.2. Actions de promotion de l'usage du gaz

La CRE a analysé en détail les actions de promotion du gaz proposées par GRTgaz, visant à inciter les consommateurs industriels à changer d'énergie au profit du gaz. Contrairement au programme présenté par GrDF dont la CRE a décidé de couvrir les charges dans le cadre du tarif ATRD4, les actions envisagées par GRTgaz n'auraient, selon les éléments fournis par l'opérateur, d'effet à la baisse sur le tarif de transport de gaz qu'à un horizon lointain et incertain (supérieur à dix ans). Par conséquent, la CRE estime que ces incertitudes ne permettent pas de considérer ces coûts comme ceux d'un gestionnaire efficace.

1.3. Mix énergétique du futur

La CRE est favorable, sur le principe, aux projets de GRTgaz concernant le « mix énergétique du futur », qui pourraient permettre aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz de diversifier l'utilisation de leurs infrastructures à long terme. Toutefois, ces projets ne concernent pas directement les utilisateurs actuels des réseaux de transport de gaz. Au vu de la hausse du tarif ATRT5, elle considère que ces dépenses ne doivent pas peser sur les utilisateurs du réseau et doivent donc être incluses dans le périmètre de charges faisant l'objet de la trajectoire de productivité.

1.4. Autres postes de charges

A la suite des audits externes et des analyses menées par la CRE, certains postes (notamment le poste de charges centrales pour GRTgaz, et des postes divers de provisions pour les deux GRT) ont été retraités à la baisse à hauteur des montants suivants :

<i>Retraitements en M€</i>	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	14,5	15,1	18,9	20,9

dont charges centrales	4,0	4,0	4,0	4,0
TIGF	1,9	1,7	1,6	1,6

Les charges centrales de GRTgaz sont composées des charges de statut (1% CCAS et tarif agent) et des charges de siège (« Management Fees »).

Conformément à sa décision de certification du 26 janvier 2012, la CRE limite la prise en compte des charges de siège aux seules charges strictement liées aux fonctions de communication financière, et d'audit et risques. En conséquence, la CRE retient un niveau de 2 M€ par an sur la prochaine période tarifaire, alors que GRTgaz demandait en moyenne 6 M€ par an.

1.5. Objectif de productivité

Les articles L.452-1 et L.452-3 fixent les principes d'une régulation incitative pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances notamment en recherchant des efforts de productivité.

Dans ce cadre, la CRE a analysé en détail la trajectoire d'évolution des charges nettes d'exploitation des gestionnaires de réseaux entre le réalisé 2011, dernière année pour laquelle des résultats définitifs étaient disponibles, et les prévisions pour la période 2012-2016.

La CRE a identifié pour chaque GRT un périmètre d'activité constant, excluant notamment les évolutions des impôts et taxes, les dépenses liées aux nouvelles contraintes réglementaires, les achats d'énergie et les charges liées à la 3^{ème} Directive, ainsi que les charges et recettes du contrat inter-opérateur conclu entre TIGF et GRTgaz.

Sur ce périmètre d'activité constant, la CRE a constaté que les charges d'exploitation demandées par GRTgaz et TIGF augmentent significativement sur la période 2011-2016 : respectivement +3,0% (+4,7% par an entre 2011 et 2013, et +1,8% par an entre 2013 et 2016) et +4,0% (+3,9% par an entre 2011 et 2013, et +4,2% par an entre 2013 et 2016) par an en moyenne, soit bien au-delà de l'évolution de l'inflation.

La CRE estime que les gestionnaires de réseaux doivent réaliser des efforts de productivité sur la prochaine période tarifaire concernant leurs charges d'exploitation à périmètre d'activité constant. Elle a fixé un niveau de charges pour ce périmètre d'activité constant pour 2013 à un niveau égal à celui constaté en 2011, augmenté de l'inflation. Pour les années suivantes elle a retenu, pour ce même périmètre constant, une évolution correspondant à un pourcentage annuel de variation égal à « inflation - 0,25% » en 2014, « inflation - 0,5% » en 2015, puis « inflation - 0,75% » en 2016. Ces objectifs sont progressifs afin de permettre aux opérateurs de s'organiser pour réaliser des efforts de productivité en tenant compte des efforts liés en 2013 à la mise en œuvre du modèle ITO.

Sur la base de cette analyse, la CRE a révisé à la baisse de 26 M€ en moyenne par an la demande de GRTgaz, et de 5,3 M€ en moyenne par an celle de TIGF, sur la période 2013-2016.

Il en résulte que, pour GRTgaz :

- le niveau des charges nettes d'exploitation à périmètre d'activité constant s'établit à 438,5 M€ en 2013, en hausse de 17 M€ par rapport au réalisé 2011. Le niveau de ce périmètre augmente par la suite de 6 M€ par an en moyenne sur la période 2013-2016 ;
- le niveau des charges nettes d'exploitation hors périmètre d'activité constant s'établit à 328 M€ en 2013, en hausse de 128 M€ par rapport au réalisé 2011 de GRTgaz. Cette augmentation s'explique principalement par l'augmentation des charges d'énergie (+65 M€) et de nouvelles charges (impôts et charges sociales, conséquences de la transposition de la directive 2009/73/CE, et dépenses de sécurité) décrites en § 1.6.

Pour TIGF :

- le niveau des charges nettes d'exploitation à périmètre d'activité constant s'établit à 76,8 M€ en 2013, en hausse de 3 M€ par rapport au réalisé 2011. Le niveau de ce périmètre augmente par la suite de 1,6 M€ par an en moyenne sur la période 2013-2016 ;
- les recettes de l'accord inter-opérateur conclu avec GRTgaz s'élèvent à 33,1 M€ en 2013 en hausse de 2,5 M€ par rapport aux recettes 2011 ;

- enfin, le niveau des autres charges nettes d'exploitation hors périmètre d'activité constant s'établit à 20,5 M€ en 2013, en hausse de 3 M€ par rapport au réalisé 2011 de TIGF. Cette augmentation s'explique principalement par de nouvelles charges (impôts et charges sociales, conséquences de la transposition de la directive 2009/73/CE, et dépenses de sécurité) décrites en § 1.6, qui sont partiellement compensées par une diminution des charges d'énergie (-2 M€) entre 2011 et 2013 pour TIGF.

1.6. Principaux facteurs de hausse

Malgré ces révisions, les trajectoires de charges d'exploitation retenues par la CRE pour les deux GRT sont en hausse importante par rapport à celles fixées pour l'ATRT4. Outre le poste énergie, les principaux facteurs de hausse sont liés à des charges nouvelles par rapport à la période antérieure.

a) Impôts et charges sociales

La prise en compte des évolutions fiscales dans les trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation des deux GRT occasionne une hausse des charges des opérateurs pour la prochaine période tarifaire.

A ce stade, la meilleure estimation par les opérateurs du surcoût total des évolutions fiscales sur leurs charges d'exploitation s'élève à 19 M€ et 4 M€ par an respectivement pour GRTgaz et TIGF, par rapport à la période tarifaire ATRT4. Ces hausses sont principalement liées à l'entrée en vigueur de l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER), l'augmentation du taux des cotisations sociales et l'élargissement de leur assiette de calcul.

b) Conséquences de la transposition de la directive 2009/73/CE

La transposition de la directive 2009/73/CE dans le code de l'énergie impose aux GRT des règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture au sein de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle ils appartiennent. Les principales obligations qui en découlent pour les GRT sont la séparation complète de leurs systèmes d'informations ainsi que le renforcement de leur autonomie vis-à-vis de leur maison-mère. Ces obligations ont contribué de manière significative aux hausses de charges d'exploitation des deux GRT français.

GRTgaz a internalisé des fonctions supports précédemment fournies par le groupe (achats, comptabilité, RH, services généraux, informatique). Cette modification de périmètre a conduit à l'intégration de 271 agents précédemment employés par la maison-mère ainsi qu'à l'embauche de 39 agents supplémentaires. Ces augmentations de charges sont en partie compensées par la diminution du recours aux prestations précédemment fournies par la maison-mère. GRTgaz a chiffré les conséquences de cette transposition (hors systèmes d'information) à environ 10 M€ par an sur la prochaine période tarifaire.

TIGF a renforcé son autonomie en créant 37 postes supplémentaires (y compris les créations de postes résultant d'une hausse de son activité). TIGF a chiffré l'impact de la mise en place de la directive 2009/73/CE, y compris la mise en œuvre des codes réseaux, à environ 2 M€ par an sur la prochaine période tarifaire.

GRTgaz et TIGF ont également lancé des programmes importants visant à séparer totalement leurs systèmes d'information de ceux de la maison-mère. Les gestionnaires de réseau ont chiffré les surcoûts induits à environ 10 M€ et 1,4 M€ par an en moyenne respectivement pour GRTgaz et TIGF.

c) Sécurité

Les contraintes réglementaires liées à la sécurité, notamment la réglementation sur les travaux à proximité des réseaux des GRT (plan anti-endommagement) et la mise en œuvre de l'arrêté multi-fluides, induisent des actions nouvelles pour les deux GRT. Il s'agit principalement d'investissements complémentaires à réaliser sur sollicitation des aménageurs, de travaux de rénovation de canalisations et d'une augmentation des inspections de surface.

GRTgaz a chiffré l'impact de ces travaux à environ 13 M€ par an sur la période 2013-2016. TIGF estime les surcoûts liés à ces actions à environ 3 M€ par an sur cette période.

1.7. Synthèse

Les charges d'exploitation des GRT à périmètre d'activité constant par rapport à la période tarifaire ATRT4 évoluent suivant la trajectoire de productivité fixée par la CRE, soit inflation – 0,4% par an en moyenne entre 2013 et 2016.

Les principaux postes de charges non inclus dans ce périmètre d'activité constant sont les achats d'énergie, les impôts et taxes, les nouvelles dépenses dues à la directive 2009/73/CE et à la sécurité, ainsi que les charges et recettes du contrat inter-opérateur conclu entre TIGF et GRTgaz. Chacun de ces postes évolue suivant sa propre trajectoire en fonction des besoins identifiés par les GRT et validés par la CRE.

La somme de ces deux périmètres conduit :

- pour GRTgaz, à un niveau de charges d'exploitation nettes de 766,7 M€ en 2013, en hausse de 142,3 M€ par rapport au tarif 2012, et à une évolution ultérieure de l'inflation -1,45% par an en moyenne entre 2013 et 2016 ;
- pour TIGF, à un niveau de charges d'exploitation nettes de 64,2 M€ en 2013, en hausse de 10,2 M€ par rapport au tarif 2012 (défini, pour TIGF, sur la base d'une moyenne entre les années 2011 et 2012), et à une évolution ultérieure de l'inflation + 2,45% par an en moyenne entre 2013 et 2016.

2. Charges de capital

Les charges de capital comprennent la rémunération et l'amortissement de la Base d'Actifs Régulée (BAR) ainsi que la rémunération des immobilisations en cours et, le cas échéant, les coûts échoués et les ajustements décidés par la CRE.

Le taux de rémunération de la BAR est fixé à 6,50%, réel avant impôt.

2.1. 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 composantes est établi à partir de la valorisation de la BAR, qui est effectuée sur la base d'une méthodologie de type "coûts courants économiques" dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

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

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

Les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice 641194 des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Depuis 2006, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service (au lieu du 1^{er} juillet de l'année de leur mise en service pour les actifs mis en service antérieurement).

2.2. Programmes d'investissement

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour l'ATRT5 prend en compte les prévisions d'investissement fournies par les opérateurs et révisées par la CRE.

Les trajectoires d'investissement retenues sont les suivantes :

Investissements nets des subventions en M€	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	896	647	784	582
TIGF	132	121	89	82

Pour GRTgaz, la CRE a retenu :

- la totalité des charges prévisionnelles liées aux investissements de fluidité décidés ;
- la totalité des charges liées au projet de doublement de l'artère de Bourgogne ainsi que 20% du montant des autres projets de fluidité non décidés (qui représentent un total de 204 M€ sur la période), afin de tenir compte de la probabilité que certains investissements ne soient pas réalisés ;
- les charges prévisionnelles liées aux investissements hors fluidité, à l'exception de certains investissements de comptage dont l'opérateur n'a pas démontré la nécessité.

Pour TIGF, la CRE a retenu :

- les charges prévisionnelles liées aux investissements de fluidité décidés ;
- 20% des charges prévisionnelles relatives aux projets de fluidité non décidés (qui représentent une enveloppe de 34,3 M€ sur la période) ;
- les charges prévisionnelles liées aux investissements hors fluidité.

La CRE rappelle que les écarts éventuels entre les prévisions d'investissements ci-dessus et les charges calculées sur la base des éléments effectivement constatés seront intégralement couverts par le mécanisme de CRCP, sous réserve des résultats d'audit éventuels et des effets des mécanismes incitatifs à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement.

2.3. Coût du capital

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

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

Comme pour chaque nouveau tarif, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle a également :

- confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières menée durant l'été 2011 ;
- mené régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du coût du capital ;
- auditionné les GRT qui ont commandité conjointement une étude auprès d'un consultant externe sur l'analyse de la rentabilité de l'activité de transport de gaz en France ;
- auditionné les actionnaires des GRT qui en ont fait la demande ;
- pris en compte les évolutions du cadre tarifaire.

Par la présente délibération tarifaire, la CRE fixe le coût moyen pondéré du capital pour le tarif ATRT5 à 6,50%, réel avant impôt, sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC. Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Taux sans risque réel ^(*)	2,0%
Spread dette	0,6%
Prime de marché	5,0%
Bêta des actifs	0.58
Bêta des fonds propres	0.96
Levier (dette/(dette + fonds propres))	50%
Taux de l'impôt sur les sociétés	34,43%
Coût de la dette ^(**)	2,6%
Coût des fonds propres ^(**)	10,4%
Coût moyen pondéré du capital ^(**)	6,50%

^(*) Soit un taux sans risque nominal de 4,0%

^(**) Réel avant impôt

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le tarif ATRT4, les principales modifications portent sur :

- la diminution du bêta des actifs. Cette diminution reflète la réappréciation par la CRE du niveau du risque relatif de l'activité de transport de gaz par rapport à l'ensemble du marché. Le transport de gaz reste en effet une activité à relativement faible risque, à flux de trésorerie prévisibles, décorrélée en partie du marché des actions alors même que la crise financière s'est traduite par une augmentation globale du risque sur ce marché. Cette évolution est également cohérente avec la diminution du profil de risque de l'activité de transport de gaz compte tenu de l'introduction d'une clause de rendez-vous à deux ans ;
- un taux sans risque réel de 2,0%, ce qui correspond à une baisse de l'hypothèse de taux sans risque nominal par rapport au tarif ATRT4 (4,2%) ;
- l'accroissement du *spread* de la dette et de la prime de risque marché ;
- une hypothèse de levier (dette / (dette + capitaux propres)) en ligne avec les pratiques européennes.

2.4. Rémunération du coût financier des investissements avant leur mise en service

Les charges de capital à couvrir par les tarifs de transport de gaz comprennent également le coût financier des immobilisations en cours. Le montant de ces immobilisations en cours est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre leur niveau estimé au 1^{er} janvier et celui au 31 décembre, compte tenu des dépenses engagées au cours de l'année. Cette rémunération, qui correspond au coût de la dette, est fixé à 4,6% dans le cadre du présent tarif.

2.5. Traitement des coûts échoués

Dans le cadre du tarif ATRT4, la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie (coûts échoués), ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont, qui ne pourraient être immobilisées si les projets concernés ne se réalisaient pas, sont intégrées dans les charges à couvrir par le tarif. La prise en compte de ces coûts se fait au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs à la CRE. Les produits de cession éventuels relatifs aux actifs sont déduits, le cas échéant, de la valeur nette comptable couverte par les charges de capital.

Ce mécanisme a été mis en place, notamment, afin de faciliter la prise de décision pour les nouveaux investissements, en réduisant le risque financier à long terme pour les opérateurs.

La CRE décide de maintenir ce dispositif en appliquant les modifications suivantes :

- seuls les coûts des études préalablement approuvées par la CRE et qui seraient abandonnées en cours de période tarifaire après approbation de la CRE seront pris en compte ;
- seuls les coûts échoués liés aux stations de compression et aux gros ouvrages retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie pourront être pris en compte.

La trajectoire prévisionnelle retenue pour l'ATR5 est d'environ 2 M€ par an en moyenne pour

GRTgaz. TIGF n'a prévu aucun coût échoué.

2.6. Activation de certaines dépenses

Dans sa délibération du 28 octobre 2010, la CRE a identifié des dépenses de sécurité et de mise en conformité (relatives à l'arrêté multi-fluides de 2006) traitées comptablement comme des investissements par l'opérateur, alors qu'elles avaient été couvertes comme des charges d'exploitation pour la période 2009-2010 lors de l'établissement de la trajectoire du tarif ATRT4. La CRE a corrigé les charges de capital de GRTgaz correspondantes dans la mesure où, sur le plan tarifaire, cela avait conduit à considérer une même charge à la fois comme une charge d'exploitation (dans la trajectoire prévisionnelle de l'ATRT4) et comme une charge de capital (via le CRCP).

La CRE décide de poursuivre le retraitement de ces dépenses, en neutralisant l'impact des charges de capital au titre de ces dépenses sur la période 2013-2016.

Les retraitements sont détaillés ci-après :

En M€	2013	2014	2015	2016
Correction des CCN	-14,4 M€	-13,8 M€	-10,4 M€	-10,3 M€

3. Souscriptions de capacités de transport

Pour établir les tarifs unitaires de transport, il est nécessaire de prévoir les volumes de capacités qui seront commercialisés par les GRT pendant la prochaine période tarifaire.

Du fait de la difficulté d'établir ces prévisions, le cadre de régulation prévoit :

- la mise à jour annuelle des hypothèses de souscriptions pour les deux GRT ;
- la couverture totale ou partielle au CRCP des revenus liés aux souscriptions de capacités.

La CRE a retenu des hypothèses de souscription pour l'ATRT5 en hausse du fait principalement du développement des interconnexions avec l'Espagne et la Belgique.

3.1. Réseau principal

Les hypothèses retenues pour le réseau principal sont établies à partir des capacités souscrites en 2011, des estimations de capacités souscrites pour l'année 2012 ainsi que des capacités déjà souscrites sur la prochaine période tarifaire relatives notamment aux engagements pris dans le cadre d'*open seasons*. Les hypothèses de souscription de capacités de sortie du réseau principal vers le réseau régional sont prises en cohérence avec celles retenues pour le réseau régional (cf point 2. ci-après). Les revenus liés aux hypothèses de souscriptions sont calculés à niveau tarifaire constant par rapport au tarif 2012 :

- les hypothèses de revenus liés aux souscriptions de capacités aux entrées du réseau principal depuis les interconnexions terrestres, les terminaux méthaniers ainsi que les points d'interface transport production conduisent, pour GRTgaz, à une stabilité des revenus associés passant de 249,2 M€ en 2012 à 250,1 M€ en 2013 (+ 0,4%) et pour TIGF, à une forte augmentation de 7,4 M€ en 2012 à 12,5 M€ (+ 69%). Cette forte hausse pour TIGF s'explique principalement par les résultats des *open seasons* organisées à Larrau (+ 6 M€). Les hypothèses de souscription relatives aux injections de bio-méthane sont estimées par GRTgaz à 300 MWh/j en fin de période tarifaire. Sur le réseau de TIGF, les souscriptions de capacités d'injection du champ de production de Lacq s'annulent en 2014 ;
- les hypothèses de revenus liés aux souscriptions de capacités de sortie du réseau principal aux interconnexions terrestres conduisent, pour GRTgaz, à une augmentation de 94,2 M€ en 2012 à 95,9 M€ en 2013 (+ 1,8%) et, pour TIGF, à une augmentation de 29,5 M€ en 2012 à 45,6 M€ (+55%). Ces hausses s'expliquent principalement par l'augmentation des souscriptions en sortie à Oltingue pour GRTgaz (+ 1,2 M€) et à Larrau pour TIGF (+ 14,4 M€) ;
- les hypothèses de revenus liés aux souscriptions de capacités à la liaison Nord-Sud de GRTgaz ainsi qu'à l'interface GRTgaz Sud-TIGF conduisent, pour GRTgaz, à une augmentation de 75,2 M€ en 2012 à 108,8 M€ en 2013 (+45 %) et, pour TIGF, à une

augmentation de 23,1 M€ en 2012 à 26,6 M€ (+15,2%). Ces hausses s'expliquent principalement par une hausse des souscriptions de capacités Nord vers Sud (+19,6 M€, dont 7,4 M€ de recettes liées au couplage de marché) ainsi que par l'augmentation des souscriptions à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF, en lien avec le développement des interconnexions (+16,5 M€ pour GRTgaz et TIGF) ;

- les hypothèses de revenus liés aux souscriptions aux PITS baissent de 36,2 M€ en 2012 à 30,4 M€ en 2013 (-16%) pour GRTgaz et de 21,9 M€ en 2012 à 18,7 M€ en 2013 (-14,6%) pour TIGF, du fait de la diminution des souscriptions de stockage ;
- l'arrêt de la commercialisation du service de conversion de base de gaz H en gaz B consécutif à la fusion des périmètres H et B de la zone Nord au 1^{er} avril 2013 engendre une baisse de recette d'environ 6 M€ en 2013 pour GRTgaz par rapport aux hypothèses retenues pour 2012 ;
- les hypothèses concernant les revenus annexes (vente de capacité quotidiennes, accès et transactions aux PEG, rabais de proximité, etc.) sont en hausse de 4,4 M€ entre 2012 et 2013 pour GRTgaz et en hausse de 1,9 M€ pour TIGF.

3.2. Réseau régional et livraison

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

3.3. Souscriptions normalisées des capacités de livraison aux PITD

Le système de souscriptions normalisées permet de garantir que les capacités de transport nécessaires pour alimenter les réseaux de distribution en cas de pointe de froid sont souscrites. Il consiste en une attribution automatique par les GRT des capacités de livraison aux PITD, en fonction du portefeuille de clients finaux alimentés par chaque expéditeur en aval de chaque PITD. Son fonctionnement détaillé est décrit dans le document « Système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux PITD » publié sur le site Internet du groupe de travail gaz 2007 (<http://www.gtg2007.com>).

En application de ce système, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

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

Les coefficients d'ajustement « A » applicables à compter du 1^{er} avril 2013 sont définis pour chaque zone d'équilibrage et chaque gestionnaire de réseau de distribution (GRD), dans le tableau suivant :

Zone d'équilibrage	Nord		Sud	TIGF
	gaz B	gaz H		
GrDF	1,184	1,074	1,027	1,110
Régaz	Sans objet	Sans objet	Sans objet	1,118
Autres GRD	1	1	1	1

Une évolution des coefficients A est possible au 1^{er} avril de chaque année pour prendre en compte la mise à jour de la consommation de pointe au risque 2 % calculée par les GRT pour chaque zone d'équilibrage, ainsi que la mise à jour du système de profilage et des consommations annuelles de référence des PDL « non à souscription » calculés par les GRD.

Le niveau des souscriptions normalisées de capacités de livraison aux PITD retenu pour GRTgaz est défini à partir de la moyenne des résultats des trois dernières analyses de l'hiver, à laquelle est appliqué le coefficient d'évolution des consommations retenu par GRTgaz dans son plan à dix ans,

soit -0,4%. En application de cette méthode, l'hypothèse de souscription retenue aux PITD pour 2013 diminue de 0,5% par rapport au niveau retenu pour 2012 dans l'ATRT4 et de 0,4% par rapport au niveau estimé pour 2012. Ces souscriptions diminuent ensuite d'environ 0,2% par an entre 2013 et 2016.

Pour TIGF, le niveau prévu de souscription de capacités aux PITD en 2013 est égal à celui estimé pour 2012, et en hausse de 1% par rapport au niveau retenu dans le tarif ATRT4 pour 2012. Ce niveau reste stable entre 2013 et 2016.

3.4. Souscriptions de capacités de livraison pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport et les PIRR

Les souscriptions de capacités prévues pour ces points sont établies à partir des capacités réellement souscrites en 2011 et 2012 et des prévisions d'évolution pour les années suivantes.

Les hypothèses de souscriptions de capacités de livraison pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport, hors sites fortement modulés, ainsi que pour les PIRR augmentent en 2013 de 1,9% pour GRTgaz alors qu'elles diminuent de 9,4% pour TIGF par rapport aux hypothèses retenues pour 2012. Ces écarts s'expliquent, pour GRTgaz, par la sous-estimation des hypothèses 2012 (réalisées fin 2011) et pour TIGF, par le caractère trop optimiste des hypothèses d'évolution des souscriptions sur son réseau (établies en octobre 2010).

Les hypothèses d'évolution de ces souscriptions retenues sont, en moyenne, stables pour GRTgaz (-0,1% par an) et TIGF (0%) de 2013 à 2016.

Les hypothèses de souscriptions des sites fortement modulés sont en forte hausse de 2012 à 2013 (+12,9%) et continuent à croître à un rythme soutenu jusqu'en 2016 (+9,3% par an) en raison de la mise en service courant 2012 de centrales de production d'électricité à partir de gaz et en prévision de la mise en service de nouvelles centrales en 2015 et 2016. Aucun projet de construction de centrale électrique n'est pris en compte dans les hypothèses de souscription retenues pour TIGF.

3.5. Evolution des revenus liés aux souscriptions sur le réseau régional

Les hypothèses de revenus liés aux souscriptions sur le réseau régional sont en très léger recul sur la prochaine période tarifaire (-1,8 M€ cumulés entre 2012 et 2016).

	entre 2012 et 2013	de 2013 à 2016 (cumul)
GRTgaz	+ 0,3 M€ (0%)	-1,8 M€ (-0,1%)
TIGF	- 0,3 M€ (-0,4%)	0

3.6. Evolution globale des souscriptions

Les hypothèses de souscription de capacités retenues pour GRTgaz et TIGF conduisent, en moyenne, aux évolutions suivantes par rapport aux hypothèses de souscriptions de capacités retenues pour l'année 2012 dans le tarif ATRT4 :

Evolution des hypothèses de revenus liés aux souscriptions de capacités	entre 2012 et 2013	de 2013 à 2016 (en moyenne par an)
GRTgaz	+ 30,2 M€ (+2%)	+15,2 M€ (+1%)
TIGF	+23,8 M€ (+12%)	+5,2 M€ (+2,5%)

4. Bilan sur le niveau des tarifs

4.1. Charges d'exploitation

- GRTgaz :

M€	2013
Charges d'exploitation brutes	960,5
Produits d'exploitation	-193,8
Total charges d'exploitation (OPEX) nettes	766,7

Pour la période 2014-2016, hors variation significative du prix de l'énergie et clause de rendez-vous, les OPEX nettes évoluent chaque année en appliquant aux OPEX de l'année précédente un coefficient égal à inflation -1,45%.

- TIGF :

M€	2013
Charges d'exploitation brutes	104,9
Produits d'exploitation	40,7
Total charges d'exploitation nettes	64,2

Pour la période 2014-2016, hors variation significative du prix de l'énergie et clause de rendez-vous, les OPEX nettes évoluent chaque année en appliquant aux OPEX de l'année précédente un coefficient égal à inflation +2,45%.

4.2. Charges de capital

- GRTgaz : montant prévisionnel de la BAR

M€	2013	2014	2015	2016
BAR au 1/1/n	7 079,5	7 567,4	7 957,8	8 873,4
Mises en service ^(*)	702,8	635,4	1 172,8	805,0
Amortissement	353,5	390,3	420,1	459,0
Réévaluation	138,6	145,3	162,8	173,0
BAR au 31/12/n	7 567,4	7 957,8	8 873,4	9 392,3

^(*) Investissements entrant dans la BAR

Les mises en service de la prochaine période tarifaire concernent principalement le développement du réseau avec notamment la réalisation des ouvrages pour le raccordement du terminal de Dunkerque et le doublement de l'artère de Rhône.

- TIGF : montant prévisionnel de la BAR

M€	2013	2014	2015	2016
BAR au 1/1/n	1 117,6	1 210,1	1 248,0	1 365,5
Mises en service ^(*)	123,9	72,8	153,4	100,2
Amortissement	53,1	57,4	60,5	64,6
Réévaluation	21,8	22,5	24,7	25,9
BAR au 31/12/n	1 210,1	1 248,0	1 365,5	1 427,0

^(*) Investissements entrant dans la BAR

La hausse de la BAR est due à la mise en service de projets structurants décidés lors de l'ATRT4, tels que le renforcement des capacités aux interconnexions France-Espagne.

- GRTgaz : montant prévisionnel des charges de capital

M€	2013	2014	2015	2016
Amortissement des actifs en service	353,5	390,3	420,1	459,0
Rémunération des actifs en service	498,4	538,6	573,2	654,3
Rémunération des immobilisations en cours	54,1	56,6	59,9	36,9
Coûts échoués (à la valeur nette comptable)	2,0	2,0	2,0	2,0
Retraitement tarifaire ^(*)	-14,4	-13,8	-10,4	-10,3
Total Charges de Capital	893,6	973,8	1 044,8	1 142,0

^(*) Cf. paragraphe 2.6 Activation de certaines dépenses.

- TIGF : montant prévisionnel des charges de capital

M€	2013	2014	2015	2016
Amortissement des actifs en service	53,1	57,4	60,5	64,6
Rémunération des actifs en service	83,3	92,4	94,9	106,3
Rémunération des immobilisations en cours	7,8	7,9	9,3	6,2
Retraitement tarifaire ^(*)	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Total Charges de Capital	143,8	157,3	164,5	176,8

^(*) Cf. délibération de la CRE du 28 octobre 2010 relative à l'audit du projet artère de Guyenne.

4.3. Prise en compte du CRCP 2011-2012

Le bilan définitif du CRCP pour l'année 2011 est le suivant :

M€	Solde du CRCP 2011 (Réalisé – Prévu dans le tarif)
GRTgaz :	-7,4
• Revenus acheminement aval, couverts à 100%	+4,9
• Revenus acheminement amont, couverts à 50%	0
• Poste énergie	+4,1
• Charges de capital	+0,7
• Recettes de raccordement (CCCG)	-11
• Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	-5,1
• Ecart IPC	+0,3
• Reversements liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	-1,3
TIGF :	3,6
• Revenus acheminement aval, couverts à 100%	-0,8
• Revenus acheminement amont, couverts à 50%	-0,4
• Poste énergie	-3,5
• Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF intégrant le retraitement de ce poste ^(*)	+7,5
• Charges de capital	+1
• Reversements liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	-0,2

Pour l'année 2012, le solde du CRCP est estimé à -7,6 M€ pour GRTgaz et -1,8 M€ pour TIGF :

M€	CRCP 2012 estimé (Estimé – Prévu dans le tarif)
GRTgaz :	-7,6
• Revenus acheminement aval, couverts à 100%	+7,9
• Revenus acheminement amont, couverts à 50%	+3,5
• Poste énergie	+10,2
• Charges de capital	-19
• Recettes de raccordement (CCCG)	-11,9
• Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	+1
• Bilan coûts échoués ATRT4	+0,9
• Ecart IPC	+0,3
• Reversements liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	-0,5
TIGF :	-1,8
• Revenus acheminement aval, couverts à 100%	-0,6
• Revenus acheminement amont, couverts à 50%	-1,2
• Poste énergie	-1,4
• Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF intégrant le retraitement de ce poste ^(*)	+1,8
• Charges de capital	0
• Reversements liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	-0,4

^(*) A la suite des échanges avec TIGF relatifs au calcul du CRCP pour les années 2011 et 2012 et d'un audit, la CRE a relevé une erreur matérielle dans la délibération portant proposition tarifaire de la CRE du 28 octobre 2010, concernant le montant de recettes à prendre en compte au CRCP pour le contrat inter-opérateur avec GRTgaz. En l'état, cette erreur conduirait à couvrir deux fois une même charge. En conséquence, la CRE décide de la neutraliser en retraitant le poste correspondant du CRCP de TIGF à hauteur de +2,4 M€ pour 2011 et +2,8 M€ pour 2012.

Ces montants ainsi que le reliquat du CRCP au titre des années 2009-2010 seront apurés sur la période ATRT5 avec des annuités constantes. Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4% nominal avant impôt, s'applique annuellement à ces montants.

Ces résultats se traduisent par une augmentation des charges à recouvrer par les tarifs ATRT5 de 2,2 M€ par an pour GRTgaz et une diminution de 3,2 M€ par an pour TIGF.

4.4. Revenu autorisé

Le niveau de charges à recouvrer par le tarif pour chaque GRT est le suivant :

- GRTgaz :

M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	893,6	973,8	1044,8	1142,0
Charges d'exploitation nettes	766,7	IPC – 1,45% ^(*)		
CRCP ATRT 4	2,2	2,2	2,2	2,2
Total revenu autorisé	1662,4			

^(*) Hors variation significative du prix de l'énergie et clause de rendez-vous.

- TIGF :

M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	143,8	157,3	164,5	176,8
Charges d'exploitation nettes	64,2	IPC + 2,45% ^(*)		
CRCP ATRT 4	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2
Total revenu autorisé	204,9			

^(*) Hors variation significative du prix de l'énergie et clause de rendez-vous.

4.5. Grille tarifaire

Compte tenu des trajectoires de charges et des hypothèses de souscriptions de capacités retenues par la CRE, les tarifs des GRT évoluent selon les modalités suivantes :

	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	+8,3%	+3,8%		
TIGF	+8,1%	+3,6%		

Sur la base d'une hypothèse d'inflation à 2% et hors évolution des paramètres pris en compte lors de chaque révision annuelle, les grilles tarifaires de GRTgaz et TIGF évolueront de respectivement +3,8% et 3,6% par an en moyenne à partir de 2014.

III - Structure des tarifs

Au 1^{er} janvier 2009, la fusion des trois PEG Ouest, Nord et Est de GRTgaz en un grand PEG Nord H a permis de simplifier l'accès au marché et de renforcer le potentiel d'arbitrage des fournisseurs entre diverses sources de gaz, tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement.

Si la concurrence sur les marchés de gros et de détail s'est fortement développée dans le Nord de la France, permettant aux consommateurs, notamment industriels, de bénéficier de prix compétitifs, les PEG GRTgaz Sud et TIGF restent en revanche peu liquides. De ce fait, les consommateurs, notamment industriels, présents dans le sud de la France ne bénéficient pas de conditions de marché aussi attractives qu'en zone Nord.

Sur la base de travaux de consultation approfondis associant l'ensemble des parties prenantes, la CRE, dans sa délibération du 19 juillet 2012², a fixé l'objectif de disposer en France, au plus tard en 2018, d'une seule place de marché et donc d'un seul prix du gaz. Une telle évolution est indispensable pour parvenir à un marché de gros du gaz efficace, permettant aux fournisseurs d'équilibrer leurs portefeuilles de façon optimale au bénéfice des consommateurs de gaz. Elle passe par des étapes intermédiaires pendant la période du tarif ATRT5 : fusion des PEG Nord H et Nord B en 2013 et création d'un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF en 2015.

Ces évolutions 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, avec une indépendance complète des souscriptions en entrée et des souscriptions en sortie ;
- un tarif fonction de la distance sur le réseau régional (coût du réseau régional jusqu'au pied de branchement), avec un système de souscriptions normalisées des capacités aux points d'interface transport distribution (PITD) et de souscriptions automatiques des capacités aux points d'interface transport stockage (PITS) et aux points d'interface transport terminaux méthaniens (PITTM).

1. Evolution de l'organisation des places de marché

Au cours de la prochaine période tarifaire, le schéma d'ensemble des réseaux de GRTgaz et de TIGF évoluera de la façon suivante.

Au 1^{er} avril 2013 un PEG Nord unique est créé par agrégation des anciens PEG Nord B et Nord H. Cette évolution rend possible les échanges de gaz B et de gaz H sans distinction de qualité sur le PEG Nord.

Au 1^{er} avril 2015, les PEG GRTgaz Sud et TIGF sont fusionnés. Ce PEG commun pourra être mis en œuvre en s'inspirant du modèle de « trading region », qui permet le maintien de deux zones d'équilibrage indépendantes GRTgaz Sud et TIGF au sein d'une même place de marché.

Ces décisions s'inscrivent dans le cadre du modèle cible pour le marché européen du gaz (Gas target model) qui préconise la mise en œuvre de places de marché efficaces et leur interconnexion. Ces objectifs sont rappelés par les orientations de politique énergétique transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie.

1.1. Création d'une place de marché commune (PEG Nord) pour les gaz H et B

La perte de revenu liée à l'arrêt de la facturation par GRTgaz aux expéditeurs du service de conversion de gaz H en gaz B, estimée à environ 8 M€ par an sur la période ATRT5, sera répercutée sur l'ensemble des termes du tarif de GRTgaz.

Le tarif de conversion contractuelle de gaz B en gaz H appliqué aux expéditeurs émettant sur le réseau B une quantité de gaz B supérieure à la consommation totale de leurs clients raccordés au réseau B, est fixé à 1 €/MWh. Il s'applique au-delà d'une tolérance journalière fixée dans la partie

² Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France

tarifaire de la présente décision tarifaire, sur la base des travaux menés en Concertation Gaz. Il ne s'applique pas au(x) expéditeur(s) fournissant à GRTgaz la prestation de conversion de gaz H en gaz B. Par ailleurs, il ne s'applique pas aux quantités de gaz produites sur le réseau B.

GRTgaz devra définir des règles de gestion du bilan gaz B pour le(s) expéditeur(s) fournissant la prestation de conversion de gaz H en gaz B. Les autres orientations présentées par la CRE dans sa délibération du 29 mai 2012 sont reprises dans la partie « Tarif » de la présente décision tarifaire.

1.2. Création d'une place de marché commune (PEG Sud) aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF

Les analyses présentées par GRTgaz et TIGF en Concertation Gaz ne font pas apparaître de difficulté technique majeure pour créer un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF au 1^{er} avril 2015. Les modalités de gouvernance du PEG commun doivent toutefois faire l'objet d'analyses complémentaires, qui seront menées au 1^{er} semestre 2013 avec les deux GRT et en concertation avec les acteurs de marché.

Pour préparer cette évolution, le terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud diminuera progressivement pour atteindre 0 au 1^{er} avril 2015. Au 1^{er} avril 2013, la somme de ces termes est fixée à 100 €/MWh/jour/an au lieu de 140 €/MWh/jour/an précédemment. La baisse de 40 €/MWh/jour/an est répartie de façon égale entre GRTgaz et TIGF.

Le tarif de sortie vers l'Espagne aux points d'interconnexion de Larrau et Biriartou est fixé de façon à ce que le prix du transport de gaz du nord de la France jusqu'à l'Espagne augmente autant que le tarif moyen de transport au 1^{er} avril 2013, soit +8,1%.

La création au 1^{er} avril 2015 du PEG commun conduira à une mise en concurrence directe des opérateurs de stockage présents sur les zones GRTgaz Sud et TIGF. Cette évolution est cohérente avec le régime négocié en vigueur en France pour l'accès aux stockages souterrains.

Les termes tarifaires aux PITS sur les réseaux des deux GRT présentent aujourd'hui un écart très important, ce qui pourrait limiter la concurrence effective entre les différents opérateurs de stockage. La CRE mènera au 1^{er} semestre 2013 une étude approfondie avec les opérateurs de transport et de stockage pour définir la cible la plus pertinente à l'horizon 2015 pour ces termes tarifaires, au regard des coûts générés par les infrastructures de stockage pour les GRT, des caractéristiques du service rendu par les GRT et du bon fonctionnement du marché.

La CRE procède au 1^{er} avril 2013 à un rapprochement modéré des tarifs aux PITS des zones GRTgaz Sud et TIGF, soit, toutes choses égales par ailleurs, +10% aux PITS de la zone GRTgaz Sud et -10% aux PITS de la zone TIGF. Ces évolutions n'augmentent pas, globalement, les coûts d'accès aux réseaux de transport pour les utilisateurs des stockages souterrains en France.

Cette décision tient compte des orientations de politique énergétique françaises transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, selon lesquelles, pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement, les évolutions structurelles du réseau de transport ne devraient pas entraîner de dégradation de l'attractivité des stockages souterrains.

Les écarts de revenus liés aux évolutions décrites précédemment sont compensés de façon homogène sur l'ensemble des autres termes tarifaires de GRTgaz et TIGF.

1.3. Prise en compte de la création à terme d'un PEG France unique

Pour préparer la mise en place, à l'horizon 2018, d'une seule place de marché en France, le tarif de la liaison Nord-Sud de GRTgaz est maintenu à son niveau actuel en euros courants. Conformément à la délibération du 19 juillet 2012 précitée, la CRE a retenu dans la trajectoire tarifaire les coûts d'étude et d'investissement du projet de doublement de l'artère de Bourgogne.

En outre, la mise en œuvre éventuelle par GRTgaz d'outils contractuels destinés à réduire la congestion entre les zones Nord et Sud fera l'objet d'une délibération spécifique de la CRE qui définira notamment les modalités de couverture des coûts induits.

1.4. Service de transfert proposé par Storengy

Storengy a procédé au cours de l'été 2012 à la commercialisation d'un service de transfert de quantités de gaz en stock du groupement Sediane Littoral, situé en zone GRTgaz Nord, vers celui de

Serene Sud, situé en zone GRTgaz Sud. A la suite de la délibération de la CRE du 26 juillet 2012³, GRTgaz et Storengy ont proposé, en Concertation Gaz, un indicateur permettant de quantifier l'impact du service de transfert sur la disponibilité des capacités interruptibles sur la liaison Nord vers Sud. Les résultats de cet indicateur pour l'été 2012 indiquent que le recours au service de transfert n'a conduit à aucune réduction des capacités interruptibles sur la liaison Nord – Sud.

Le service de transfert peut donc être maintenu, sans incidence sur la structure tarifaire du transport de gaz en France. Il pourra être interrompu si l'indicateur de suivi proposé par GRTgaz et Storengy montre une réduction des capacités interruptibles à la liaison Nord vers Sud.

2. Mise en œuvre de l'évolution du cadre européen

La présente décision tarifaire prévoit des mesures d'accompagnement ou d'anticipation de la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices européens. Ces mesures tiennent compte des orientations de politique énergétique transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, selon lesquelles les futurs tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz doivent être élaborés dans un souci de cohérence avec les futurs codes de réseau européens.

2.1. Code de réseau portant sur les mécanismes d'allocation de capacité (CAM)

a) Commercialisation des capacités aux enchères

Rédigé par l'ENTSOG sur la base de l'orientation-cadre préparée par l'ACER, le code de réseau sur l'allocation des capacités (« *capacity allocation mechanisms* » : CAM) sera soumis à l'approbation des Etats membres début 2013, au travers de la procédure de comitologie. Sa publication au Journal Officiel de l'Union Européenne devrait intervenir à l'été 2013, ce qui porterait l'échéance de mise en œuvre du code au printemps 2015.

Le projet de code de réseau prévoit que les capacités aux points d'interconnexion entre zones entrée-sortie de l'Union européenne sont commercialisées aux enchères. Il prévoit également que le prix de réserve de ces enchères correspond au tarif régulé.

En anticipation des prochaines échéances, la CRE autorise GRTgaz et TIGF à commercialiser aux enchères des produits de capacité aux interconnexions transfrontalières et aux liaisons entre zones entrée-sortie, à compter du 1^{er} avril 2013.

La mise en œuvre des enchères s'effectuera en cohérence avec le développement de la plateforme d'allocation commune créée à l'initiative de seize GRT du nord-ouest de l'Europe, dont GRTgaz, et qui s'ouvrira aux autres GRT de l'Union Européenne dès janvier 2013.

Les premières allocations aux enchères concerneront des produits de court terme aux interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne, puis elles seront progressivement étendues à tous les types de produits. L'initiative régionale Sud a exprimé son soutien aux efforts de TIGF et des GRT espagnols et portugais pour rejoindre au plus vite la plateforme commune et permettre ainsi la mise en œuvre du code de réseau CAM dans les meilleurs délais.

Les modalités de mise en vente aux enchères feront l'objet de travaux en Concertation Gaz et avec les GRT et régulateurs des pays voisins. Les propositions des GRT seront soumises à la CRE pour approbation.

Conformément à la délibération du 15 novembre 2012⁴ et compte tenu de la congestion constatée sur les capacités à la liaison Nord-Sud, les capacités Nord-Sud disponibles à compter du 1^{er} avril 2014 seront commercialisées aux enchères.

³ Délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative au service de transfert de quantités de gaz en stock du groupement Sediane Littoral vers le groupement Serene Sud commercialisé par Storengy

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 novembre 2012 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

b) Fin de la commercialisation des capacités saisonnières et introduction de capacités trimestrielles

Le code de réseau CAM prévoit que les produits de capacité vendus seront de durée annuelle, trimestrielle, mensuelle et journalière. En revanche, il exclut la commercialisation de produits de capacités saisonniers.

En conséquence, les capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2014 à l'interface GRTgaz Sud-TIGF et à l'interconnexion avec l'Espagne ne seront plus commercialisées sous forme de produits saisonniers. A cette date, des produits trimestriels pourront être introduits aux points d'interconnexion transfrontaliers et aux liaisons entre zones d'équilibrage. Les modalités de mise en œuvre de ces évolutions, et notamment la définition des tarifs pour ces produits de capacités, feront l'objet de travaux en Concertation Gaz et avec les GRT des pays voisins et seront soumises par les GRT à l'approbation de la CRE.

2.2. Lignes directrices portant sur les procédures de gestion de la congestion

Les lignes directrices portant sur les procédures de gestion de la congestion (CMP)⁵ ont été publiées au Journal Officiel de l'Union Européenne le 28 août 2012, sous forme d'annexe au règlement 715/2009. Elles sont destinées à optimiser l'utilisation de la capacité sur le réseau de transport en cas de congestion contractuelle. Quatre mécanismes sont introduits dans le but de libérer la capacité non utilisée et de la réattribuer dans le cadre des processus d'allocation usuels :

- trois mécanismes doivent être mis en œuvre à partir du 1^{er} octobre 2013 :
 - « *Use it or lose it* » (UIOLI) pour les capacités souscrites à long terme (dispositif très proche de l'UIOLI long terme en vigueur en France) ;
 - restitution de capacités contractuelles ;
 - surréservation et rachat de capacités.
- le mécanisme UIOLI pour les capacités souscrites à court terme doit être mis en œuvre à partir du 1^{er} juillet 2016.

Ces mécanismes doivent s'appliquer aux points d'interconnexion physiques ou virtuels entre systèmes entrée-sortie au sein de l'Union européenne. Leur application aux points d'entrée et de sortie en provenance et à destination des pays tiers est laissée à l'appréciation du régulateur.

a) Mécanismes de restitution, de surréservation et de rachat de capacités

- L'annexe au règlement prévoit que les GRT sont tenus d'accepter toute restitution de capacités fermes souscrites par un expéditeur à un point d'interconnexion, à l'exception des produits de capacité d'une durée d'un jour ou moins. L'expéditeur conserve ses droits et obligations au titre du contrat de capacité jusqu'à ce que la capacité soit réattribuée par le GRT. Ces capacités restituées sont revendues au travers du processus d'allocation standard et ne peuvent être allouées que lorsque toute la capacité disponible a été attribuée.
- L'annexe au règlement prévoit également que les GRT offrent de la capacité ferme additionnelle au-delà de la capacité technique sur la base de scénarios statistiques d'utilisation de la capacité. Ces capacités additionnelles ne sont allouées que si toutes les autres capacités, y compris les capacités résultant de l'application d'autres procédures de gestion de la congestion, ont été attribuées. Lorsque les nominations sont supérieures à la capacité technique disponible, le GRT est conduit à appliquer une procédure de rachat fondée sur le marché. Ce système de surréservation et de rachat s'appuie sur un régime incitatif tenant compte des risques encourus par le GRT.

Les modalités de mise en œuvre de ces dispositifs feront l'objet de travaux en Concertation Gaz et avec les GRT des pays voisins avant approbation de la CRE.

⁵ Décision de la Commission du 24 août 2012 modifiant l'annexe I du règlement (CE) n°715/2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

b) Suppression des capacités restituables

Un mécanisme de capacités restituables a été mis en œuvre dans les précédents tarifs afin d'améliorer l'accès des nouveaux entrants sur les points congestionnés contractuellement. Dans le tarif en vigueur, ce dispositif s'applique aux points d'interconnexion Obergailbach, Taisnières B et Dunkerque. La mise en œuvre des lignes directrices CMP vise à répondre au même objectif. En conséquence, l'introduction des dispositifs de restitution, surréservation et rachat de capacités doit s'accompagner de l'extinction du mécanisme de capacités restituables.

Les points d'interconnexion Taisnières B et Obergailbach n'étant plus congestionnés, les capacités restituables ne sont plus commercialisées sur ces points à partir d'avril 2013, en anticipation de l'entrée en vigueur des lignes directrices CMP au 1^{er} octobre 2013.

Le point d'interconnexion Dunkerque ne fait pas l'objet d'une obligation de mise en œuvre des lignes directrices CMP. Après travail en Concertation Gaz et sur la base d'une proposition de GRTgaz, la CRE déterminera si les mécanismes de surréservation et de rachat doivent s'appliquer au point d'interconnexion Dunkerque. En fonction de ce choix, les capacités restituables seront ou non maintenues au point d'interconnexion Dunkerque.

2.3. Gestion des surcoûts et des excédents de revenus liés à la mise en œuvre de réglementations européennes

Les excédents de revenus des enchères de capacité démarrant au 1^{er} avril 2013 seront versés au CRCP. Les règles de gestion de ces excédents pour les capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2014, ainsi que les règles de gestion des surcoûts liés aux rachats de capacité seront définies par la CRE après proposition des GRT et travail en Concertation Gaz.

3. Coordination entre les opérateurs d'infrastructures

Il est nécessaire que l'ensemble des utilisateurs du réseau ne supporte pas, via les tarifs de transport, les coûts de développement des capacités créées spécifiquement pour les besoins des utilisateurs d'une infrastructure particulière. Il revient ainsi aux opérateurs de stockages et de terminaux méthaniers de coordonner leurs investissements avec les GRT afin d'offrir aux expéditeurs des capacités cohérentes.

En conséquence, tout souscripteur de capacités sur un terminal méthanier ou un stockage a l'obligation de souscrire les capacités de transport correspondantes en volume et en durée au point d'interface considéré.

En outre, pour tout projet de développement des capacités d'entrée sur les réseaux de transport depuis un terminal méthanier ou d'entrée / sortie à partir d'un stockage souterrain ou de nouvelles offres de stockage impliquant un usage non climatique des capacités aux PITS, l'impact financier pour les réseaux de transport de gaz sera analysé. Dans le cas où un projet entraînerait des coûts d'investissements élevés sur le réseau de transport non couverts par des engagements de long terme, le terme tarifaire correspondant sera augmenté ou une participation financière sera demandée à l'opérateur d'infrastructure concerné.

3.1. Interface entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers

a) Règles d'allocation des capacités aux points d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM) Fos et Montoir

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 ayant souscrit des capacités de regazéification que l'accès au réseau de transport ne leur posera pas de difficulté ;
- 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.

La CRE maintient le principe de souscription des capacités aux PITTM, qui permet de ne pas facturer l'intégralité des capacités aux PITTM lorsque les terminaux ne sont pas complètement souscrits.

En outre, le principe de répartition *ex ante* de la capacité au PITTM Fos entre les terminaux de Fos Tonkin et de Fos Cavaou conduirait à une allocation des capacités qui ne reflète pas l'utilisation effective du PITTM par les expéditeurs. En conséquence, la CRE ne retient pas ce principe.

La CRE retient la proposition de GRTgaz de ne plus facturer de dépassements mensuels sur la base du dépassement maximum du mois précédent. En effet, les utilisateurs des terminaux ne disposent que d'un contrôle limité de leurs émissions sur le réseau de transport. Les dépassements quotidiens constatés seront facturés comme des capacités journalières fermes dont le tarif sera égal à $1/240^{\text{ème}}$ du tarif des capacités annuelles fermes.

b) Création d'un PITTM Dunkerque et d'un nouveau point d'interconnexion à Veurne

L'opérateur du terminal méthanier de Dunkerque, d'une capacité annuelle de regazéification de 13 Gm^3 , prévoit qu'il sera mis en service fin 2015. L'arrêté ministériel du 18 février 2010⁶ a autorisé la société Dunkerque LNG à bénéficier d'une exemption à l'accès régulé des tiers. Conformément aux résultats du test économique prévu dans le tarif ATRT4, le tarif au PITTM Dunkerque sera fixé, avant la mise en service du terminal, à un niveau égal à celui des autres termes d'entrée aux PITTM. Les règles d'allocation des capacités au PITTM Dunkerque seront proposées à la CRE par GRTgaz après travail en Concertation Gaz.

La nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne, dont la mise en service est prévue fin 2015, permettra d'exporter physiquement du gaz non odorisé vers la Belgique. Le prix applicable aux capacités de sortie à Veurne sera fixé selon les orientations tarifaires prévues par la délibération de la CRE du 12 juillet 2011.

c) Capacités rebours quotidiennes aux PITTM

Des capacités rebours quotidiennes aux PITTM sont introduites afin de simplifier les modalités de partage des émissions entre utilisateurs des terminaux ayant souscrit le service continu. Ces capacités quotidiennes sont facturées conformément aux autres capacités rebours sur le réseau, soit $1/1200^{\text{ème}}$ du prix de la capacité ferme annuelle aux PITTM dans le sens direct.

3.2. Interface entre les réseaux de transport et les stockages

a) Règles d'allocation des capacités aux points d'interface transport stockage (PITS)

La détention de capacités de stockage de soutirage et d'injection, quels qu'en soient la durée et le niveau, entraîne le droit et l'obligation de souscrire sur le réseau de transport les capacités correspondantes d'entrée et de sortie.

Cette règle garantit à tout expéditeur la disponibilité des capacités de transport correspondant aux capacités d'injection et de soutirage qu'il détient sur un groupement de stockage, dans la limite des capacités des réseaux de GRTgaz ou de TIGF.

b) Capacités mensuelles d'entrée et de sortie aux PITS

TIGF a proposé d'introduire un produit de capacité mensuel aux PITS. La CRE retient cette proposition. Les termes tarifaires appliqués aux produits mensuels pour les PITS sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF seront égaux à $1/8^{\text{ème}}$ des termes tarifaires annuels correspondants, en cohérence avec le ratio applicable aux PIR et afin de privilégier les réservations annuelles de capacités.

4. Evolution de l'offre de service aux utilisateurs des réseaux de transport de gaz

La CRE fait évoluer certains services offerts par les GRT pour prendre en compte les propositions des GRT, les travaux menés dans le cadre de la Concertation Gaz et les évolutions du cadre réglementaire européen.

⁶ Arrêté du 18 février 2010 autorisant la société Dunkerque LNG à bénéficier d'une exemption à l'accès régulé des tiers pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque

4.1. Prise en charge d'une partie des coûts de raccordement

Afin de faciliter le raccordement de nouveaux clients, les GRT ont proposé de faire supporter, pour partie, par les utilisateurs existants des réseaux les coûts de raccordement des nouvelles distributions publiques et des nouveaux clients industriels.

Au vu de la hausse du tarif ATRT5, la CRE considère que ces dépenses ne doivent pas peser sur les utilisateurs actuels du réseau et ne retient donc pas la proposition des GRT.

4.2. Capacités quotidiennes sur le réseau principal de GRTgaz et de TIGF

a) Capacités quotidiennes fermes

Les capacités quotidiennes fermes sont commercialisées, jusqu'au jour précédent, selon un mécanisme de « premier arrivé, premier servi ». Le terme tarifaire appliqué à ces capacités est fixé à $1/240^{\text{ème}}$ du terme tarifaire appliqué aux capacités annuelles fermes correspondantes, au lieu de $1/160^{\text{ème}}$ dans le tarif ATRT4. Cette évolution est cohérente avec les orientations envisagées dans le futur code de réseau européen sur les tarifs, qui prévoit un facteur maximal de 1,5 entre le tarif des capacités court terme et celui des capacités annuelles.

Les éventuelles capacités invendues sont ensuite commercialisées aux enchères avec un prix de réserve, prix minimum de vente, fixé à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la capacité annuelle ferme. Ce mécanisme d'enchères est destiné à préparer l'entrée en vigueur du code de réseau CAM.

b) Mécanisme Use-it-and-buy-it (UBI)

Dans le tarif ATRT4, les capacités souscrites et non nominées par leur détenteurs sont commercialisées par l'intermédiaire du mécanisme de « use-it-or-lose-it » (UIOLI) interruptible court terme. Pour la prochaine période tarifaire, les GRT commercialiseront de façon indifférenciée, sous l'appellation *use-it-and-buy-it* (UBI), les capacités quotidiennes restées invendues à l'issue des processus de commercialisation des capacités quotidiennes (premier arrivé premier servi, enchères, couplage de marché), ainsi que les capacités souscrites et non nominées. Le terme tarifaire appliqué à ces capacités est fixé à $1/240^{\text{ème}}$ du terme tarifaire appliqué aux capacités annuelles fermes correspondantes. Ces capacités vendues en *use-it-and-buy-it* sont facturées à l'usage.

L'égalité des termes tarifaires appliqués aux capacités quotidiennes, quels qu'en soient la nature et le mode de commercialisation, est destinée à éviter les arbitrages entre les différents processus de commercialisation.

Si des capacités s'avèrent invendues à l'issue du mécanisme de couplage mis en place sur la liaison Nord Sud, elles seront proposées à la commercialisation par l'intermédiaire du mécanisme UBI.

4.3. Capacités mensuelles interruptibles aux points d'interconnexion et à la liaison entre les zones d'équilibrage de GRTgaz

Des capacités mensuelles interruptibles sont commercialisées sur les points contractuels suivants :

- en entrée depuis les points d'interconnexion réseau (PIR) Dunkerque, Obergailbach, Taisnières H et Taisnières B ;
- en sortie vers le PIR Oltingue ;
- à la liaison entre les zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz dans les deux sens.

Le terme tarifaire applicable aux capacités mensuelles interruptibles est fixé à $1/8^{\text{ème}}$ du terme annuel correspondant, comme pour les capacités fermes.

4.4. Commercialisation de capacités annuelles interruptibles en sortie du réseau principal

GRTgaz et TIGF commercialisent des capacités de sortie du réseau principal annuelles interruptibles. Pour chaque expéditeur, les souscriptions de ces capacités devront être égales aux souscriptions annuelles de capacités interruptibles de livraison. Les capacités annuelles interruptibles de sortie du réseau principal seront commercialisées à 50% du terme tarifaire de la capacité annuelle ferme correspondante, par cohérence avec le prix des capacités interruptibles sur le réseau régional.

4.5. Terme de capacité d'injection pour les sites de production de bio-méthane

Les analyses menées par les GRT montrent que les coûts de transport dus aux sites de production de bio-méthane sont très faibles. Compte tenu du petit nombre de projets et de la faiblesse des coûts identifiés pendant la prochaine période tarifaire, la CRE décide de fixer à 0, pour la période du tarif ATRT5, le terme de capacité d'injection pour les sites de production de bio-méthane.

Cette décision tient compte des orientations de politique énergétique françaises transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, selon lesquelles il est primordial de créer les conditions favorables au bon développement de la filière de production de bio-méthane.

5. Flexibilité intra-journalière

Un service spécifique pour fournir en flexibilité intra-journalière les sites fortement modulés a été mis en œuvre à partir du 1^{er} avril 2011. Ce service est interruptible et s'applique à tous les sites présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement. Il est facturé à l'usage en fonction de l'amplitude et du volume modulé constatés chaque jour au regard de la consommation horaire relevée du site.

Pour fournir ce service, GRTgaz utilise les sources de flexibilité à sa disposition par ordre de préséance économique.

Le service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés (SFM) introduit le 1^{er} avril 2011 a donné satisfaction. La CRE le fait évoluer au 1^{er} avril 2013, tout en prenant en compte une affectation plus fine des coûts de flexibilité intra-journalière entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport.

5.1. Evolution du service de flexibilité intra-journalière

Le recours aux sources de flexibilité intra-journalière et la gestion opérationnelle horaire du réseau engendrent des charges internes pour GRTgaz d'environ 3,8 M€ par an. Ces charges portent sur des frais d'études, du personnel supplémentaire, des dépenses en matière de systèmes d'information et des coûts de compression. Les évolutions réalisées par GRTgaz en matière de gestion horaire de son réseau vont désormais bénéficier à l'ensemble des utilisateurs, en particulier pour ce qui concerne la mise en œuvre de l'équilibrage cible. A ce titre, la CRE décide de mutualiser dans le tarif les charges internes nécessaires à la gestion horaire du réseau, alors qu'elles étaient précédemment supportées par les sites fortement modulés.

En conséquence, le tarif du service de flexibilité intra-journalière couvre uniquement les charges externes de flexibilité intra-journalière de GRTgaz.

5.2. Cas des consommateurs industriels

Les consommateurs industriels raccordés aux réseaux de transport ont en moyenne des besoins de flexibilité intra-journalière très faibles. Leurs profils de consommation facilitent la gestion opérationnelle horaire du réseau.

En conséquence, le terme de capacité de livraison de ces consommateurs est réduit de façon à ce qu'ils ne supportent pas les coûts internes de GRTgaz pour la gestion de la flexibilité intra-journalière.

TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

I - Définitions

Point d'Interconnexion des Réseaux (PIR) :

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

Point d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR) :

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

Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM) :

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

Point d'Interface Transport Stockage (PITS) :

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

Point d'Interface Transport Production (PITP) :

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

Point d'Interface Transport Distribution (PITD) :

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

Termes d'entrée sur le réseau principal :

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

Termes de sortie du réseau principal :

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

Terme de liaison entre zones d'équilibrage :

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

Terme de transport sur le réseau régional :

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

Terme de livraison :

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

Capacité ferme :

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

Capacité ferme saisonnière :

Capacité de transport de gaz dont le GRT garantit par contrat, en fonction de la saison, le caractère non interruptible. Cette définition s'applique notamment aux capacités d'injection et de soutirage aux PITS commercialisées par GRTgaz.

Capacité à rebours sur le réseau principal :

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

Capacité interruptible :

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

Capacité restituable :

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

Expéditeur :

Personne physique ou morale qui conclut avec un GRT un contrat d'acheminement sur le réseau de transport de gaz. L'expéditeur est, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire.

PDL « à souscription » :

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

PDL « non à souscription » :

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

Revenu autorisé :

Somme des charges de capital prévisionnelles et des charges d'exploitation prévisionnelles, augmentée ou minorée de l'annuité du CRCP, retenue pour fixer la grille tarifaire de chaque GRT.

II - Tarif d'utilisation du réseau de GRTgaz

Le tarif d'utilisation du réseau de GRTgaz défini ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ quatre ans.

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de GRTgaz pour la période ATRT5 est la suivante :

M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	893,6	973,8	1044,8	1142
Charges d'exploitation nettes <i>dont poste « énergie et quotas de CO₂ »</i>	766,7 125,3	IPC – 1,45% 125,4 122,9 120,8		
CRCP	2,2	2,2	2,2	2,2
Revenu autorisé	1662,4			

2. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1^{er} avril 2013

2.1. Acheminement sur le réseau principal

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

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

A l'interface entre le réseau de GRTgaz et celui de TIGF :

- jusqu'au 31 mars 2014, les souscriptions se font par saison :
 - saison d'été, d'avril à octobre inclus ;
 - saison d'hiver, de novembre à mars inclus.
- à partir du 1^{er} avril 2014, les produits saisonniers ne sont plus commercialisés.

a) Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal

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

Point d'entrée	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an ou saison) Souscriptions fermes		TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
Taisnières B	Nord	87,68		50 %
Taisnières H	Nord	112,73		50 %
Dunkerque	Nord	112,73		50 %
Obergailbach	Nord	112,73		50 %
Montoir	Nord	106,46		Sans objet
Fos	Sud	106,46		Sans objet
TIGF	Sud	55,00		75 %
		Été : 32,08	Hiver : 22,92	

Aux PITTM Montoir et Fos :

- la détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants ;
- tout expéditeur souscrivant un service continu auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se verra attribuer une capacité journalière ferme (C), pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes, égale à :

$$C = (Q_{Aexp} / Q_{TM}) * C_{PITTM}$$

Avec :

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

Q_{TM} = capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Montoir pour le PITTM Montoir ou somme de la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Fos Cavaou et de la capacité souscrite ferme totale annuelle de regazéification du terminal de Fos Tonkin pour le PITTM Fos ;

C_{PITTM} = capacité journalière ferme d'entrée au PITTM ;

- toute réservation de capacité au PITTM consécutive à la souscription d'un service continu de regazéification ne pourra être réalisée que sur un nombre entier de mois ;
- tout expéditeur souscrivant un service « bandeau » ou « spot » auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer une capacité mensuelle ferme (C) de base égale à 1/30^{ème} de la capacité de regazéification souscrite auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers. Le prix applicable est égal à 1/12^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme ;
- au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières du mois précédent. Si elles excèdent la capacité C calculée selon les modalités définies ci-dessus, alors il facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire égale à la somme des différences positives entre les émissions journalières du mois précédent et la capacité C, à un prix égal à 1/240^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

b) Terme de capacité de liaison entre zones d'équilibrage

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

Liaison entre zones d'équilibrage	TCLZ (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCLZ (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
Nord → Sud	208,04	50 %
Sud → Nord	50	50 %

c) Terme de capacité de sortie aux PIR

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

Sortie vers PIR	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an ou saison) Souscriptions fermes	TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
TIGF	Sud	55,00	90 %
		Eté : 32,08 Hiver : 22,92	
Oltingue	Nord	393,30	75 %
Jura	Sud	87,68	75 %

d) Terme de capacité de sortie du réseau principal

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

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie, la souscription annuelle ferme, respectivement interruptible, de capacités de sortie du réseau principal doit être supérieure ou égale à

la somme des souscriptions annuelles fermes, respectivement interruptibles, de capacités de livraison dans cette zone de sortie.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes, respectivement interruptibles, de capacités journalières de sortie du réseau principal de GRTgaz est égal pour toutes les zones de sortie à 83,36 €/MWh/jour par an, respectivement 41,68 €/MWh/j par an.

e) Terme de proximité

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

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

Zone d'équilibrage	Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
Nord	Taisnières B	Région Taisnières B	0,19
Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,25
Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,25
Nord	Obergailbach	Région Obergailbach	0,25

f) Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages

Chaque zone d'équilibrage de GRTgaz comprend plusieurs PITS :

- la zone d'équilibrage Nord comprend quatre PITS : Nord-Atlantique, Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B (gaz B) ;
- la zone d'équilibrage Sud comprend deux PITS : Sud-Atlantique et Sud-Est.

Les termes (TCES et TCSS) applicables au 1^{er} avril 2013 aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie aux PITS sont définis dans le tableau suivant :

Pour les PITS en zone GRTgaz Nord :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
	16,29	3,26

Pour les PITS de la zone GRTgaz Sud :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
	17,91	3,59

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

Des capacités annuelles interruptibles d'entrée et de sortie aux PITS sont commercialisées aux PITS Nord Atlantique et Sud Atlantique. Ces capacités annuelles interruptibles ne sont commercialisées que lorsque toutes les capacités annuelles fermes ont été souscrites. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles de capacité journalière d'entrée à partir des PITS Nord Atlantique et Sud Atlantique est égal à 75 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles de capacité journalière de sortie aux PITS Nord Atlantique et Sud Atlantique est égal à 50 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière.

Pour les produits de durée inférieure à une année commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités mensuelles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités journalières nominales de

soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par GRTgaz. Le prix applicable à des souscriptions mensuelles de capacité aux PITS est égal à 1/8^{ème} du prix de la souscription annuelle correspondante.

g) Capacités à rebours sur le réseau principal

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

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

Points d'entrée	Taisnières H
	Obergailbach
Sortie vers PIR	Oltingue

h) Capacités restituables sur le réseau principal

Au PIR Dunkerque, sont définies des capacités fermes dites « restituables », que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment en cas de demande de GRTgaz, pour une durée de un, deux, trois ou quatre ans.

Pour tout expéditeur ayant souscrit plus de 20% des capacités annuelles fermes commercialisables au PIR Dunkerque, une fraction de 20% de la part de sa souscription au-delà de 20% des capacités annuelles fermes commercialisables en ce point 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 et de souscription de ces capacités sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

2.2. Acheminement sur le réseau régional

a) Souscription annuelle ferme

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 60,12 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	60,12 x NTR

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

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

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

b) Souscription annuelle interruptible

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

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

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

2.3. Livraison du gaz

a) Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport et les PIRR

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

- d'un terme fixe égal à 4 759,59 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable à des souscriptions de capacité journalière de livraison.

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

	TCL (€/MWh/jour par an)
Consommateurs fortement modulés*	25,79
Consommateurs industriels	24,66
PIRR	31,66

** Consommateurs présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement (cf. paragraphe 2.15)*

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

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

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

b) Pour les PITD

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

	TCL (€/MWh/jour par an)
PITD	31,66

En application du système de souscription normalisée de capacités de transport aux PITD, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

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

Les évolutions des coefficients A sont fixées par la CRE, sur proposition des GRT.

2.4. Synthèse de la grille tarifaire de GRTgaz au 1^{er} avril 2013

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/lj par an
PITTM Montoir, Fos	106,46
Entrées PIR Taisnières H, Dunkerque, Obergailbach Taisnières B	112,73 87,68
Sorties PIR Oltingue Jura	393,30 87,68
PITS Zone GRTgaz Nord Entrée Sortie	16,29 3,26
PITS Zone GRTgaz Sud Entrée Sortie	17,91 3,59
Liaison Nord→Sud Liaison Sud→Nord	208,04 50
Interface Sud↔TIGF	55
Sortie du Réseau Principal	83,36
Transport Réseau Régional	60,12
Livraison Clients industriels Sites fortement modulés PITD, PIRR	24,66 25,79 31,66

2.5. Souscription de capacités trimestrielles

Des produits trimestriels de capacité pourront être commercialisés par GRTgaz à partir du 1^{er} avril 2014 pour tous les PIR, à la liaison Nord-Sud et à la liaison GRTgaz Sud-TIGF. Le niveau des tarifs correspondants sera fixé par la CRE à l'occasion de la prochaine mise à jour tarifaire.

2.6. Souscription de capacités mensuelles

- Aux points d'entrée hors PITTM, aux sorties aux PIR et sur la liaison Nord-Sud :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d'entrée hors PITTM et hors point d'entrée depuis TIGF, aux sorties vers les PIR, hors sortie vers TIGF, ainsi qu'à la liaison Nord-Sud sont égaux à 1/8^{ème} des termes annuels correspondants.

Jusqu'au 31 mars 2014, les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d'entrée et de sortie à l'interface avec TIGF sont égaux à 1,5/7^{ème} du terme correspondant en saison d'été et à 1,5/5^{ème} du terme correspondant en saison d'hiver.

A compter du 1^{er} avril 2014, les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d'entrée et de sortie à l'interface avec TIGF démarrant après le 1^{er} avril 2014 sont égaux à 1/8^{ème} du terme annuel correspondant.

Des capacités mensuelles interruptibles sont commercialisées par GRTgaz aux points contractuels suivants :

- en entrée depuis les PIR Dunkerque, Obergailbach, Taisnières H et Taisnières B ;
- en sortie vers le PIR Oltingue ;
- à la liaison entre les zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz dans les deux sens.

Le tarif de ces capacités est égal à $1/8^{\text{ème}}$ des termes annuels interruptibles correspondants.

- Au PITS :

Des capacités mensuelles au PITS sont commercialisées selon les modalités définies au point 3.1. ci-dessus.

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

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

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

2.7. Souscription de capacités quotidiennes

- Aux points d'entrée hors PITTM, aux sorties aux PIR et sur la liaison Nord-Sud :

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux points d'entrée, hors PITTM, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud sont égaux à $1/30^{\text{ème}}$ du prix de la souscription mensuelle ferme correspondante.

- Aux PITS :

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

Le terme applicable aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme de capacité en ces points.

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

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

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

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes interruptibles de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à 50% du terme tarifaire des capacités fermes correspondantes.

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

2.8. Modalités de commercialisation de court terme des capacités quotidiennes

• “Use it and buy it” (UBI)

Aux points d'entrée hors PITTM, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud, les capacités invendues et les capacités souscrites mais non nominées la veille pour le lendemain sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par GRTgaz, à un prix égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme ou à $1/240^{\text{ème}}$ de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

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

Les capacités à l'interface GRTgaz et TIGF sont commercialisées et allouées de façon coordonnée par les deux GRT.

• Vente aux enchères

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

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet. Le prix de réserve utilisé pour le mécanisme d'enchères est égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription de capacité annuelle ferme correspondant.

2.9. Souscription de capacités horaires de livraison

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

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

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

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

Avec :

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

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

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

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

2.10. Offre d'acheminement interruptible à préavis court

Une offre optionnelle d'acheminement interruptible est proposée pour les clients raccordés au réseau de gaz H de GRTgaz, qui remplissent simultanément les conditions suivantes :

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

Pour bénéficier de cette offre, le client concerné doit s'engager auprès de GRTgaz, avant la signature du contrat de raccordement, à souscrire ou faire souscrire cette offre par un expéditeur.

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

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

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

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

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

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

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

La résiliation de cette offre optionnelle fait l'objet d'un préavis minimum de quatre ans.

2.11. Offre de souscription quotidienne de capacités journalières de livraison à préavis court

Une offre optionnelle de souscription de capacités journalières de livraison à préavis court est proposée pour les clients raccordés au réseau de transport de GRTgaz.

Cette offre prévoit que GRTgaz s'engage à répondre à une demande de souscription de capacités journalières de livraison avec un préavis minimum plus court que celui stipulé dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz.

L'accès à cette offre est contractualisée entre le client et GRTgaz pour une année à un prix de 2 000 € par an. La mise en œuvre de cette offre est réalisée dans les conditions tarifaires suivantes.

Lorsque la demande de souscription parvient à GRTgaz avec un préavis :

- compris entre le préavis standard stipulé dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz et 9 heures le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande, alors le tarif applicable est celui prévu dans le présent tarif ;
- après 9 heures le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande, alors le tarif applicable est majoré de 20%.

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

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

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure à 5 GWh/j, le terme applicable est de 8,76 €/MWh/jour par an ;
- pour les autres PITP, la définition du terme applicable fait l'objet d'une étude spécifique.

Ces conditions ne s'appliquent pas aux capacités d'injection de bio-méthane.

2.13. Conversion de qualité de gaz

a) Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B

Un service annuel ferme de conversion de « pointe » de gaz H en gaz B est commercialisé par GRTgaz. Ce service est accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H dans la zone d'équilibrage Nord.

Le niveau de ce tarif est défini dans le tableau suivant :

	Terme de capacité (€/MWh/jour/an)	Terme de quantité (€/MWh)
Service « pointe »	161,6	0,02

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

b) Service de conversion de gaz B en gaz H

Le service de conversion de gaz B en gaz H est accessible aux expéditeurs apportant leur propre gaz B depuis le PIR Taisnières B ou un PITP, dans la limite des quantités physiques de gaz B concernées.

Le tarif du service de conversion de qualité de gaz B en gaz H est le suivant :

- pour l'offre annuelle, d'un terme proportionnel à la souscription annuelle de capacité égal à 25,25 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 3,15 €/MWh/jour par an.

Un contrôle *a posteriori* des quantités de gaz B converties physiquement en gaz H est effectué sur la base du calcul de l'écart journalier entre les quantités converties et les quantités allouées à Taisnières B et aux PITP du réseau de gaz B, entre le 1^{er} avril de l'année N et le 31 mars de l'année N+1.

Les quantités converties, desquelles sont déduites les quantités allouées à Taisnières B et aux PITP du réseau de gaz B, entre le 1^{er} avril de l'année N et le 31 mars de l'année N+1, sont comptabilisées dans un compte journalier cumulé :

- chaque jour, en cas de solde positif de ce compte cumulé, l'expéditeur se voit facturer une pénalité de 1 €/MWh à hauteur du déséquilibre journalier cumulé constaté, jusqu'à résorption de ce dernier ;
- en cas de solde positif au 31 mars de l'année N+1, le solde est reporté sur la période du 1^{er} avril de l'année N+1 au 31 mars de l'année N+2 ;
- en cas de solde négatif ou nul au 31 mars de l'année N+1, le compte est remis à zéro au 1^{er} avril de l'année N+1.

c) Tarif de conversion contractuelle *a posteriori* B vers H

Un tarif de conversion contractuelle de gaz B en gaz H est facturé *a posteriori* à tout expéditeur dont l'utilisation du PIR Taisnières B, du PITS Sédiane B et des outils physiques de conversion (convertisseur de pointe H vers B) conduirait à émettre sur le réseau B une quantité de gaz B supérieure à la consommation totale de ses clients raccordés au réseau B.

Ce tarif s'applique à la différence calculée quotidiennement, pour chaque expéditeur, entre la quantité de gaz B injectée sur le réseau et la consommation totale de ses clients raccordés au réseau B. Toutefois, ce tarif ne s'applique ni aux quantités de gaz B injectées aux PITP, ni à(ux) l'expéditeur(s) fournissant à GRTgaz une prestation d'échange de gaz H en gaz B.

Ce tarif ne s'applique pas aux déséquilibres de gaz B imputables à une révision des nominations par suite d'une demande de GRTgaz telle que décrite au point d) ci-dessous.

Le niveau de ce tarif est fixé à 1 €/MWh après application du niveau de tolérance suivant :

Capacités de livraison souscrites	≤ 0,5 GWh/j	> 0,5 GWh/j	> 1 GWh/j
-----------------------------------	-------------	-------------	-----------

sur le réseau de gaz B		et ≤ 1 GWh/j	
Tolérance avant application du tarif de conversion	15%	10%	2,5%

d) Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B

GRTgaz peut, dans les circonstances où l'équilibrage physique du réseau B le nécessite, imposer aux expéditeurs qui détiennent des capacités sur les infrastructures physiques du réseau de transport B, de revoir leurs nominations sur ces infrastructures à la hausse ou à la baisse.

2.14. Tolérance optionnelle d'équilibrage

GRTgaz commercialise un service optionnel d'équilibrage proportionnel aux capacités de livraison, dont le tarif est égal à 21,28 €/MWh/jour par an.

2.15. Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés

Le service de flexibilité intra-journalière s'applique aux clients raccordés au réseau de transport qui présentent un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh.

Pour les sites existants, GRTgaz évalue ce critère sur la base de l'historique des consommations de l'année précédente. Pour les sites nouvellement raccordés, ce critère est évalué à partir du volume modulé journalier sur les jours de fonctionnement déclaré par le site, puis sur la base d'un bilan trimestriel, avec rétroactivité sur la période passée dès lors que le critère est atteint.

L'opérateur du site pour lequel le service de flexibilité intra-journalière est souscrit déclare au GRT un profil horaire de consommation la veille pour le lendemain et le cas échéant, un nouveau profil en cours de journée en respectant les délais de prévenance publiés. Pour toute modification de la consommation horaire du site inférieure de $\pm 10\%$ à sa capacité horaire souscrite, le site bénéficie d'une tolérance lui permettant de ne pas notifier à GRTgaz son nouveau profil horaire de consommation.

Le service de flexibilité est facturé sur la base du profil de consommation horaire mesuré, en fonction du volume modulé dans la journée et de l'amplitude de débit horaire constatés (écart entre le débit horaire minimum et le débit horaire maximum dans la journée).

Les termes tarifaires facturés à partir du 1^{er} avril 2013 sont les suivants :

Terme d'amplitude de débit horaire	1,00	€/MWh/h
Terme de volume modulé dans la journée	0,20	€/MWh

3. Evolution de la grille tarifaire de GRTgaz à compter du 1^{er} avril 2014

En plus des évolutions en structure qui peuvent être décidées par la CRE, la grille tarifaire de GRTgaz est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter du 1^{er} avril 2014 selon les modalités ci-dessous :

3.1. Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2014 à 2016, les charges de capital prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année sont celles définies dans le tableau du paragraphe 1 « Trajectoire de revenu autorisé ».

3.2. Mise à jour des charges d'exploitation nettes

Pour les années 2014 à 2016, les charges d'exploitation (OPEX) nettes évoluent ainsi :

- les OPEX nettes de l'année 2014 (respectivement 2015 et 2016) sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2013 (respectivement 2014 et 2015) un pourcentage de variation égal à IPC – 1,45%, où l'IPC correspond à la variation annuelle moyenne réellement constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière⁷. Si la valeur constatée de l'IPC n'est pas disponible au moment de la mise à jour tarifaire, la CRE utilisera la prévision d'IPC retenue dans le projet de loi de finances. L'écart entre l'inflation réellement constatée et la prévision du projet de loi de finances sera couvert à 100% par le CRCP ;
- à ce montant d'OPEX nettes pour l'année 2014 (respectivement 2015 et 2016) est ajouté l'écart entre la prévision du poste « énergie et quotas de CO₂ » retenue dans la trajectoire d'OPEX nettes (définie dans le tableau du paragraphe 1 « Trajectoire de revenu autorisé ») et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2014 (respectivement 2015 et 2016) ;
- à ce montant d'OPEX nettes, pour les années 2015 et 2016, sont ajoutés, le cas échéant, les montants retenus par la CRE au titre de la clause de rendez-vous.

Dans le cas où les charges éventuelles liées à la flexibilité du réseau de gaz B s'accroîtraient au cours de la période tarifaire – en application de contrats, s'ils sont conclus entre GRTgaz et GDF Suez, que la CRE aurait préalablement approuvés – ces charges additionnelles seront prises en compte lors de l'évolution annuelle suivant cette augmentation.

3.3. Prise en compte du solde du CRCP

Pour les années 2014 à 2016, la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année prend en compte l'apurement d'un quart du solde global du CRCP.

Le solde global du CRCP correspond au montant du CRCP calculé pour l'année écoulée, auquel s'ajoute le CRCP non-apuré au titre des années antérieures.

Le CRCP est calculé par la CRE pour chaque année écoulée en tenant compte, pour chaque poste concerné, des montants de référence et des taux de couverture définis ci-dessous :

M€	GRTgaz			
	2013	2014	2015	2016
Revenus acheminement, couverts à 100%	1 149,4			
Revenus acheminement, couverts à 50%	481,4			
Produits de raccordement des CCCG et TAC, couverts à 100%	0,9	3,3	12,3	14,5
Charges de capital, couvertes à 100%	893,6	973,8	1044,8	1142
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80%	125,3	125,4	122,9	120,8
Charges liées au contrat interopérateur, couvertes à 100%	33	33,6	34,2	34,8
Charges liées à la flexibilité du réseau de gaz B, couvertes, le cas échéant, à 100%	0	0	0	0

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4%, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3.4. Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Pour les années 2014 à 2016, les hypothèses annuelles de souscriptions de capacités sont revues pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année.

⁷ La variation annuelle moyenne sur l'année A-1 est égale au taux d'évolution en pourcentage de l'indice moyen annuel, correspondant à la moyenne arithmétique simple des 12 indices mensuels de l'année, soit de janvier à décembre, des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (série n°641194), entre les années A-2 et A-1.

III - Tarif d'utilisation du réseau de TIGF

Le tarif d'utilisation du réseau de TIGF défini ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ quatre ans.

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de TIGF pour la période ATRT5 est la suivante :

M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	143,8	157,3	164,5	176,8
Charges d'exploitation nettes <i>dont poste « énergie et quotas de CO₂ »</i>	64,2 6,3	5,3	IPC + 2,45% 5,6	6
CRCP	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2
Revenu autorisé	204,9			

2. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1^{er} avril 2013

2.1. Acheminement sur le réseau principal

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

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

A l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF ainsi qu'à l'interconnexion avec l'Espagne :

- jusqu'au 31 mars 2014, les souscriptions se font par saison :
 - saison d'été, d'avril à octobre inclus ;
 - saison d'hiver, de novembre à mars inclus.
- à partir du 1^{er} avril 2014, les produits saisonniers ne sont plus commercialisés.

a) Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal

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

Point d'entrée	TCE (€/MWh/jour par saison) Souscriptions fermes		TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Eté	Hiver	Eté et Hiver
GRTgaz Sud	26,25	18,75	90%
Lacq	20,19	22,95	75%
Biriatou	62,16	44,40	75%
Larrau	62,16	44,40	75%

b) Terme de capacité de sortie aux PIR

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

PIR	TCST (€/MWh/jour par saison) Souscriptions fermes		TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Été	Hiver	Été et Hiver
GRTgaz Sud	26,25	18,75	75%
Biriatou	225,96	161,40	75%
Larrau	225,96	161,40	75%

c) Terme de capacité de sortie du réseau principal

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

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

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de TIGF est égal pour toutes les zones de sortie à 84,19 €/MWh/jour par an.

En outre, TIGF commercialise des capacités de sortie du réseau principal annuelles interruptibles. Pour chaque expéditeur, les souscriptions de ces capacités devront être égales aux souscriptions annuelles de capacités interruptibles de livraison. Les capacités annuelles interruptibles de sortie du réseau principal seront commercialisées à 50% du terme tarifaire de la capacité annuelle ferme correspondante, par cohérence avec le prix des capacités interruptibles sur le réseau régional.

d) Terme de proximité

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

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

Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
GRTgaz Sud	Région Hérault / Région Dordogne	0,37
Lacq	Région Lacq	0,37

e) Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages

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

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

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Stockage du Sud-ouest	20,65	46,47

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

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

Pour les produits de durée inférieure à une année commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités mensuelles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités journalières nominales de soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par TIGF. Le prix applicable à des

souscriptions mensuelles de capacité aux PITS est égal à $1/8^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle correspondante.

2.2. Acheminement sur le réseau régional

a) Souscription annuelle ferme

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 43,50 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
TIGF	43,50 x NTR

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

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

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

b) Souscription annuelle interruptible

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

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

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

2.3. Livraison du gaz

a) Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport

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

- d'un terme fixe égal à 1816,77 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable aux souscriptions de capacité journalière de livraison.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes ou interruptibles de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	11,47

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

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

b) Pour les PITD

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

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	15,34

En application du système de souscription normalisée des capacités de transport aux PITD, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

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

Les évolutions des coefficients A sont fixées par la CRE, sur proposition des GRT.

2.4. Synthèse de la grille tarifaire de TIGF au 1^{er} avril 2013

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an
Entrées PIR Larrau, Biriato	106,56
Sorties PIR Larrau, Biriato	387,36
PITS Zone TIGF Entrée Sortie	20,65 46,47
Interface Sud↔TIGF	45
Sortie du Réseau Principal	83,19
Transport Réseau Régional	43,50
Livraison Clients industriels PITD	11,47 15,34

2.5. Souscription de capacités trimestrielles

Des produits trimestriels de capacité pourront être commercialisés par TIGF à partir du 1^{er} avril 2014 pour tous les PIR et à l'interface avec le réseau de GRTgaz. Le niveau des tarifs correspondants sera fixé par la CRE à l'occasion de la prochaine mise à jour tarifaire.

2.6. Souscription de capacités mensuelles

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

Jusqu'au 31 mars 2014, les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière d'entrée et de sortie vers les PIR de TIGF sont égaux à $1,5/7^{\text{ème}}$ du terme saisonnier été ferme correspondant et à $1,5/5^{\text{ème}}$ du terme saisonnier hiver ferme correspondant. Des capacités mensuelles interruptibles sont commercialisées par TIGF au point d'entrée Larrau et en sortie vers le PIR Biriato. Le tarif de ces capacités en été est égal à $1,5/7^{\text{ème}}$ du terme saisonnier été interruptible correspondant, et en hiver à $1,5/5^{\text{ème}}$ du terme saisonnier hiver interruptible correspondant.

A compter du 1^{er} avril 2014, les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d'entrée et de sortie à l'interface avec TIGF démarrant après le 1^{er} avril 2014 sont égaux à $1/8^{\text{ème}}$ du terme annuel correspondant.

- Au PITS :

Des capacités mensuelles au PITS sont commercialisées selon les modalités définies au point 2.1.e) ci-dessus.

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

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

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

2.7. Souscription de capacités quotidienne

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

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR sont égaux à $1/30^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelle ferme correspondante.

Des capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par TIGF au point d'entrée Larrau et en sortie vers le PIR Biriato à un prix égal à $1/30^{\text{ème}}$ du prix de la souscription mensuelles interruptibles correspondantes en ces points.

- Aux PITS :

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

Le terme applicable aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme en ces points.

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

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

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

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

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

2.8. Modalités de commercialisation de court-terme des capacités quotidiennes

- “Use it and buy it” (UBI)

Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR, les capacités invendues et les capacités souscrites mais non nominées la veille pour le lendemain sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par TIGF, à un prix égal à 1/240^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme ou à 1/240^{ème} de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

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

Les capacités à l'interface GRTgaz et TIGF sont commercialisées et allouées de façon coordonnée par les deux GRT.

- Vente aux enchères

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

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet. Le prix de réserve utilisé pour le mécanisme d'enchères est égal à 1/240^{ème} du prix de la souscription de capacité annuelle ferme correspondant.

2.9. Souscription de capacités horaires de livraison

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

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

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

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

Avec :

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

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

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

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

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

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de TIGF à partir des PITP sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure à 5 GWh/j, le tarif applicable est de 8,76 €/MWh/jour par an ;
- pour les autres PITP, la définition du tarif applicable fait l'objet d'une étude spécifique.

Ces conditions ne s'appliquent pas aux capacités d'injection de bio-méthane.

3. Evolution de la grille tarifaire de TIGF à compter du 1^{er} avril 2014

En plus des évolutions en structure, la grille tarifaire détaillée de TIGF est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter du 1^{er} avril 2014 selon les modalités ci-dessous :

3.1. Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2014 à 2016, les charges de capital prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année sont celles définies dans le tableau du paragraphe 1 « Trajectoire de revenu autorisé ».

3.2. Mise à jour des charges d'exploitation nettes

Pour les années 2014 à 2016, les charges d'exploitation (OPEX) nettes évoluent ainsi :

- les OPEX nettes de l'année 2014 (respectivement 2015 et 2016) sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2013 (respectivement 2014 et 2015) un pourcentage de variation égal à IPC + 2,45%, où l'IPC correspond à la variation annuelle moyenne réellement constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière⁸. Si la valeur constatée de l'IPC n'est pas disponible au moment de la mise à jour tarifaire, la CRE utilisera la prévision d'IPC retenue dans le projet de loi de finances. L'écart entre l'inflation réellement constatée et la prévision du projet de loi de finances sera couvert à 100% par le CRCP ;
- à ce montant d'OPEX nettes pour l'année 2014 (respectivement 2015 et 2016) est ajouté l'écart entre la prévision du poste « énergie et quotas de CO₂ » retenue dans la trajectoire d'OPEX nettes (définie dans le tableau du paragraphe 1 « Trajectoire de revenu autorisé ») et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2014 (respectivement 2015 et 2016) ;
- à ce montant d'OPEX nettes, pour les années 2015 et 2016, sont ajoutés, le cas échéant, les montants retenus par la CRE au titre de la clause de rendez-vous.

3.3. Prise en compte du solde du CRCP en fin de période tarifaire

Pour les années 2014 à 2016, la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année prend en compte l'apurement d'un quart du solde global du CRCP.

Le solde global du CRCP correspond au montant du CRCP calculé pour l'année écoulée, auquel s'ajoute le CRCP non-apuré au titre des années antérieures.

Le CRCP est calculé par la CRE pour chaque année écoulée en tenant compte, pour chaque poste concerné, des montants de référence et des taux de couverture définis ci-dessous :

M€	TIGF			
	2013	2014	2015	2016
Revenus acheminement, couverts à 100%	112,1			
Revenus acheminement, couverts à 50%	89,5			
Produits de raccordement des CCCG et TAC, couverts à 100%	0	0	0	0
Charges de capital, couvertes à 100%	143,8	157,3	164,5	176,8
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et	6,3	5,3	5,6	6

⁸ La variation annuelle moyenne sur l'année A-1 est égale au taux d'évolution en pourcentage de l'indice moyen annuel, correspondant à la moyenne arithmétique simple des 12 indices mensuels de l'année, soit de janvier à décembre, des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (série n°641194), entre les années A-2 et A-1.

charges lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80%				
Revenus liés au contrat interopérateur, couvertes à 100%	33,1	33,8	34,4	35,1

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4%, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3.4. Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Pour les années 2014 à 2016, les hypothèses annuelles de souscriptions de capacités sont revues pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année.

IV - Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

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

En cas de cession complète, l'acquéreur récupère tous les droits et obligations liés à ces souscriptions.

En cas de cession de droit d'usage, le propriétaire initial conserve ses obligations vis-à-vis du GRT. Le droit d'usage échangé peut descendre jusqu'à un pas de temps quotidien, quelle que soit la durée de la souscription initiale.

Le droit d'usage des capacités de transport aval, entre le PEG et le point de livraison à un site industriel directement raccordé au réseau de transport, est cessible dans le cas où l'industriel concerné a souscrit ces capacités auprès du GRT.

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

V - Pénalités pour dépassement de capacité sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

1. Pénalités pour dépassement de capacité journalière

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

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

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

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

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

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

1.2. Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière

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

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

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

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

- la valeur de la différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de livraison correspondante, si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative ;

- la valeur de la différence entre la somme des quantités journalières livrées aux PDL « non à souscription » et la somme des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative.

c) Dépassement de capacité journalière de sortie du réseau principal

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

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

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

2. Pénalités pour dépassement de capacité horaire

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

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

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

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

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

3. Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité

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

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

VI - Points notionnels d'échange de gaz sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

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

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

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

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

Les échanges de gaz réalisés sur une plateforme électronique peuvent faire l'objet de livraisons en un point d'échange de gaz par une entité en charge de réaliser la compensation entre les échanges opérés sur la dite plateforme électronique. Les nominations aux PEG d'une telle entité à des fins de compensation, neutres vis-à-vis du marché, ne sont pas soumises au terme proportionnel aux quantités échangées.

VII - Mécanisme de régulation incitative de la qualité de service des GRT

En application des principes définis dans la partie méthodologie de la présente décision tarifaire, un mécanisme de suivi de la qualité de service est mis en place pour les deux GRT sur les domaines clés de leur activité. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet.

Certains indicateurs particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché sont soumis à un système d'incitation financière.

En outre, le dispositif de suivi de la qualité de service des GRT pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à incitation financière

Cinq indicateurs font l'objet d'une incitation financière. Ces derniers concernent la mise à disposition de données aux utilisateurs.

1.1. Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires

Calcul :	Nombre de jours non conformes⁽¹⁾ par zone d'équilibrage et par mois (une valeur suivie par zone d'équilibrage : soit deux valeurs suivies par GRTgaz et une valeur suivie par TIGF)
Périmètre :	- tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	GRTgaz : - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois TIGF : - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois

Incitations :	GRTgaz : - pénalités : • 25 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 12,5 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme. - bonus : 25 k€ si l'objectif cible est atteint. - plafond : le montant total annuel, correspondant à la valeur absolue de la somme algébrique des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à 300 k€ par an par zone d'équilibrage. TIGF : - pénalités : • 25 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 12,5 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme. - bonus : 25 k€ si l'objectif cible est atteint. - plafond : le montant total annuel, correspondant à la valeur absolue de la somme algébrique des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à 300 k€ par an.
Date de mise en œuvre des modifications apportées	- 1^{er} avril 2013

(1) : Pour une zone d'équilibrage (ZET) donnée, le jour J du mois M est non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 2 % :

- la mesure provisoire de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le jour J+1 du mois M ;
- la mesure définitive de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le 20 du mois M+1.

1.2. Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain

Calcul :	Nombre de comptages de points de livraison industriels télé-relevés sur le mois conformes⁽²⁾ / Nombre total de comptages de points de livraison industriels télé-relevés sur le mois (une valeur suivie par chaque GRT)
Périmètre :	- tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous points de livraison industriels télé-relevés confondus
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	GRTgaz : - objectif de base : 97 % par mois - objectif cible : 98 % par mois TIGF : - objectif de base : 97 % par mois - objectif cible : 98 % par mois

Incitations :	GRTgaz : - pénalités : 25 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base - bonus : 50 k€ par point de pourcentage au-dessus (strictement) de l'objectif cible - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à 1 M€ par an. TIGF : - pénalités : 12,5 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base - bonus : 25 k€ par point de pourcentage au-dessus (strictement) de l'objectif cible - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à 500 k€ par an.
Date de mise en œuvre des modifications apportées	- 1^{er} avril 2013

(2) : Pour un mois donné M, un comptage est conforme s'il n'y a pas plus de 3 jours du mois M pour lesquels l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 1 % et à 100 kWh :

- la mesure provisoire de l'énergie du jour J transmise le jour J+1 du mois M ;
- la mesure définitive de l'énergie du jour J transmise le 20 du mois M+1.

1.3. Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT

Calcul :	Nombre d'heures de disponibilité du portail utilisateurs et de la plateforme publique de données publiques sur le mois / Nombre total d'heures d'ouverture prévues sur le mois pour les deux interfaces (une valeur suivie par chaque GRT)
Périmètre :	- calcul sur une plage d'utilisation de 7h00-23h00, 7j/7 - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	- objectif de base : 99 % par mois - objectif cible : 100 % par mois
Incitations :	GRTgaz : - pénalité : 30 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base - bonus : 15 k€ si l'objectif cible est atteint TIGF : - pénalité : 15 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base - bonus : 7,5 k€ si l'objectif cible est atteint
Date de mise en œuvre des modifications apportées	- 1^{er} avril 2013

1.4. Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de TIGF et transmises en cours de journée

Calcul :	Nombre de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télé-relevés conformes⁽³⁾ sur le mois / Nombre total de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télé-relevés sur le mois (une valeur suivie par TIGF par plage horaire)
Périmètre :	- tous expéditeurs confondus - tous points de livraison industriels télé-relevés confondus - calcul pour les plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h 7j/7 - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	- objectif de base 6h-10h : 65 % par mois - objectif de base 6h-14h : 70 % par mois - objectif de base 6h-18h : 75 % par mois - objectif de base 6h-22h : 80 % par mois - objectif de base 6h-01h : 85 % par mois - objectif cible pour chaque plage horaire : 90 % par mois
Incitations :	- pénalité : 1 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base pour chaque plage horaire - bonus : 1 k€ par point de pourcentage en dessus (strictement) de l'objectif cible pour chaque plage horaire - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à 300 k€ par an
Date de mise en œuvre	- 1^{er} avril 2013

(3) : Pour un mois donné M, un comptage est conforme s'il n'y a pas plus de 5 jours du mois M pour lesquels l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 3 % et à 100 kWh :

- la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J ;
- la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J+1.

1.5. Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de GRTgaz et transmises en cours de journée

Calcul :	- Taux d'information de très bonne qualité⁽⁴⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'informations de mauvaise qualité (Ces trois taux sont calculés pour chacune des plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h)
Périmètre :	- tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - Chaque compteur fournit une information par jour et pour chacune des plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	- pénalités : 15 k€ par point de pourcentage d'information de mauvaise qualité - bonus : 1 k€ par point de pourcentage d'information de très bonne qualité Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à 0,6 M€ par an.
Date de mise en œuvre des modifications apportées	- 1^{er} avril 2013

(4) : une information est dite de très bonne (respectivement de bonne et de mauvaise) qualité si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement inférieur à 1% (respectivement compris entre 1% et 3% et strictement supérieur à 3%) et supérieur à 100 kWh :

- la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J ;
- la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J+1.

2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT

2.1. Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée

Calcul :	- Taux d'information de très bonne qualité⁽⁵⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'informations de mauvaise qualité (Ces trois taux sont calculés pour chacune des zones d'équilibrage et pour les valeurs publiées la veille et en cours de journée)
Périmètre :	- arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
Date de mise en œuvre des modifications apportées	- 1^{er} avril 2013

(5) : concernant la prévision réalisée la veille, une information est dite de très bonne, respectivement de bonne et de mauvaise, qualité si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement inférieur à 4%, respectivement compris entre 4% et 7% et strictement supérieur à 7% :

- la prévision de consommation du jour J publiée la veille à 17h ;
- la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J transmise le 20 de M+1.

Concernant la prévision réalisée en cours de journée, une information est dite de très bonne, respectivement de bonne et de mauvaise, qualité si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement inférieur à 3%, respectivement compris entre 3% et 5% et strictement supérieur à 5% :

- la prévision de consommation du jour J publiée le jour J à 17h ;
- la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J transmise le 20 de M+1.

Les prévisions globales de consommation de fin de journée gazière utilisées pour calculer l'indicateur concernent les clients industriels, hors sites fortement modulés, et les distributions publiques raccordés au réseau du GRT.

2.2. Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités disponibles	Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme technique (une valeur par type de points du réseau ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)	Mensuelle Indicateur calculé pour les mois de janvier à décembre	1 ^{er} avril 2009
Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié en début d'année et le programme de maintenance réalisé (une valeur par type de points du réseau ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)		1 ^{er} avril 2009
Respect du programme de maintenance publié en M-2 par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié à M-2 et le programme de maintenance réalisé (une valeur par type de points du réseau ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)		GRTgaz : mi-2009 TIGF : 1 ^{er} avril 2009
Respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud publié en M-2 par GRTgaz	Exemple : Variation (en pourcentage) entre le programme de maintenance prévisionnel portant sur la capacité interruptible publié en M-2 et le programme de maintenance réalisé sur la liaison Nord-Sud <i>Modalités précises à définir en Concertation Gaz</i>		Date de mise en œuvre à définir en Concertation Gaz

(6) : cinq types de points sont retenus :

- la liaison Nord / Sud dans les deux sens ;
- les PIR dans le sens dominant ;
- l'entrée aux PITTM ;
- l'entrée et la sortie aux PITS ;
- l'interface GRTgaz Sud / TIGF dans les deux sens.

2.3. Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Objectif / Date de mise en œuvre
Suivi des délais de réalisation des raccordements	Ratio du nombre de jours de retard pour la mise en gaz des ouvrages de raccordement par rapport au délai inscrit dans le contrat avec le client (Chaque GRT suit une valeur pour les GRD, une pour les consommateurs industriels et une pour les producteurs de biométhane)	trimestrielle	Objectif : 0% Date de mise en œuvre : 1 ^{er} avril 2013
Fiabilité des informations sur les interfaces clients	Nombre de réclamations portant sur la fiabilité de l'information (une valeur suivie par GRT)	Mensuelle	Objectif : 0 réclamation Date de mise en œuvre : 1 ^{er} avril 2013
Délai de traitement des demandes de réservation de capacités sur le réseau principal	Délai moyen de traitement des demandes de réservation (une valeur suivie par GRT)	Mensuelle	Objectif : 2 jours ouvrés par mois Date de mise en œuvre des modifications apportées : 1 ^{er} avril 2010

2.4. Indicateurs relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emissions de gaz à effet de serre	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂) (une valeur suivie par GRT)	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2009
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz acheminé (une valeur suivie par GRT)		1 ^{er} janvier 2009

2.5. Indicateur relatifs aux délais de transmission des données

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Objectif / Date de mise en œuvre
Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD	Nombre de jours par mois pour lesquels le GRT a transmis aux GRD le fichier relatif aux enlèvements provisoires journaliers aux PITD hors délai convenu entre le GRT et les GRD (une valeur suivie par GRT, tous expéditeurs, toutes ZET, tous GRD confondus)	Mensuelle	<i>Objectif</i> : un fichier envoyé hors délai par mois <i>Date de mise en œuvre</i> : 1 ^{er} janvier 2009

VIII - Annexes

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

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

Fait à Paris, le 28 novembre 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président

Philippe de LADOUCETTE