

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2014 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1^{er} avril 2014

Participaient à la séance : Olivier CHALLAN-BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOILLIERE, commissaires.

Vu le Code de l'énergie, notamment son article L.134-2.

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, dits « tarifs ATRT 5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une période d'environ quatre ans. Ils prévoient une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter du 1^{er} avril 2014 selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la CRE du 13 décembre 2012¹.

Les principales évolutions fixées dans la présente délibération sont les suivantes :

Evolution du niveau tarifaire moyen :

La hausse moyenne du tarif de GRTgaz au 1^{er} avril 2014 est de 3,9 %. Elle est cohérente avec la trajectoire prévue pour la période tarifaire ATRT5, soit une hausse annuelle moyenne de 3,8 %. Par rapport aux prévisions du tarif ATRT5, plusieurs effets se compensent :

- l'inflation est plus faible, ce qui entraîne une baisse d'environ 0,5 % ;
- les charges d'énergie sont plus faibles, ce qui entraîne une baisse d'environ 1 % ;
- les souscriptions de capacité sont plus faibles, ce qui entraîne une hausse d'environ 1,5%.

La hausse moyenne du tarif de TIGF au 1^{er} avril 2014 est de 7,7 %. Cette hausse est très supérieure à la trajectoire prévue pour la période tarifaire ATRT5, soit une hausse annuelle moyenne de 3,6 %. Par rapport aux prévisions du tarif ATRT5 :

- l'inflation est plus faible, ce qui entraîne une baisse d'environ 0,5 % ;
- les charges d'énergie sont plus élevées, ce qui entraîne une hausse d'environ 2,5 % ;
- les souscriptions de capacités sont plus faibles, ce qui entraîne une hausse d'environ 2 %.

Evolution de la structure tarifaire :

Les principales évolutions de la structure tarifaire retenues par la CRE sont les suivantes :

Au 1^{er} avril 2015, date de la création d'une place de marché commune aux zones d'équilibrage de TIGF et GRTgaz Sud, le tarif à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF devra être nul, et les tarifs aux points d'interface transport stockage (PITS) devront être mis en cohérence. En vue de cette échéance, la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2014 fait évoluer les termes tarifaires concernés.

De façon à favoriser l'intégration du marché français dans le marché européen, les tarifs des entrées en France, les coûts des transits depuis le nord vers l'Italie et l'Espagne et les tarifs des interfaces avec les stockages seront gelés en euros constants jusqu'à la fin de la période tarifaire ATRT5.

¹ Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

Régulation incitative de la qualité de service des transporteurs de gaz :

La CRE introduit une incitation financière sur la qualité des prévisions de consommation publiées par les GRT. Ces prévisions permettent aux expéditeurs de prendre les actions correctives en vue d'équilibrer au mieux leur portefeuille. L'amélioration de leur qualité est essentielle dans la perspective de l'évolution vers le système d'équilibrage cible et l'application du code de réseau européen sur l'équilibrage en 2015.

En outre, dans la perspective de la création d'une place de marché unique en France, la CRE introduit une incitation financière pour GRTgaz à maximiser les quantités de capacité commercialisées quotidiennement à la liaison Nord-Sud.

Cette délibération a été soumise pour avis au Conseil Supérieur de l'Energie le 28 janvier 2014.

METHODOLOGIE	6
I. CADRE DE REGULATION : RAPPEL DES DISPOSITIONS DES TARIFS ATRT5	6
II. REVENU AUTORISE DE GRTGAZ	7
A. Charges d'exploitation (OPEX)	7
1. Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie	7
2. Révision des charges d'énergie	7
3. Charges nettes d'exploitation	8
B. Charges de capital	8
C. Apurement du CRCP en 2013	8
D. Revenu autorisé	9
III. REVENU AUTORISE DE TIGF	9
A. Charges d'exploitation (OPEX)	9
1. Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie	9
2. Révision des charges d'énergie	9
3. Charges nettes d'exploitation	10
B. Charges de capital	10
C. Apurement du CRCP en 2013	10
D. Revenu autorisé	11
IV. HYPOTHESES DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES DE TRANSPORT	11
A. GRTgaz	11
1. Réseau principal	11
2. Réseau régional	11
3. Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités	11
B. TIGF	12
1. Réseau principal	12
2. Réseau régional	12
3. Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités	12
V. EVOLUTION MOYENNE DES TARIFS DE GRTGAZ ET DE TIGF	12
VI. STRUCTURE TARIFAIRE	12
A. Réduction du nombre de places de marchés	13
1. Création d'une place de marché commune GRTgaz Sud-TIGF	13
2. Création d'un PEG unique France	14
B. Mise en œuvre des codes de réseau et intégration des marchés européens du gaz	15
1. Maintien des termes tarifaires aux entrées et sorties des réseaux des GRT	15
2. Création d'un point virtuel d'interconnexion avec l'Espagne	15
3. Tarif de la capacité trimestrielle	15
4. Remplacement des produits saisonniers par les produits de capacité standards définis dans le code CAM	16
5. Redistribution des excédents de recettes d'enchères	16
C. Autres éléments de structure	17
1. Service de flexibilité intra-journalière	17

2.	Tarification du point d'entrée sur le réseau de GRTgaz à partir du terminal méthanier de Dunkerque	17
3.	Tarification du point d'interconnexion de Veurne entre la France et la Belgique	17
4.	Capacités de rebours interruptibles au PIR Jura	18
5.	Produits de capacité trimestriels aux PITS	18
D.	Synthèse sur l'évolution de la grille tarifaire de GRTgaz et TIGF	18
E.	Mise à jour de la régulation incitative de la qualité de service des GRT	19
1.	Indicateurs en lien avec l'équilibrage	20
2.	Indicateurs de suivi des maintenances	20
3.	Incitation à maximiser la capacité ferme proposée à la liaison Nord-Sud	20
TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL		21
I. DEFINITIONS		21
II. TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ		23
A.	Trajectoire de revenu autorisé	23
B.	Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1 ^{er} avril 2014	23
1.	<i>Acheminement sur le réseau principal</i>	23
2.	<i>Acheminement sur le réseau régional</i>	27
3.	<i>Livraison du gaz</i>	27
4.	<i>Synthèse de la grille tarifaire de GRTgaz au 1er avril 2014</i>	29
5.	<i>Souscription de capacités trimestrielles</i>	29
6.	<i>Souscription de capacités mensuelles</i>	30
7.	<i>Souscription de capacités quotidiennes</i>	30
8.	<i>Modalités de commercialisation de court terme des capacités quotidiennes</i>	31
9.	<i>Souscription de capacités horaires de livraison</i>	31
10.	<i>Offre d'acheminement interruptible à préavis court</i>	31
11.	<i>Offre de souscription quotidienne de capacités journalières de livraison à préavis court</i>	32
12.	<i>Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz</i>	32
13.	<i>Conversion de qualité de gaz</i>	33
14.	<i>Tolérance optionnelle d'équilibrage</i>	34
15.	<i>Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés</i>	34
C.	Evolution de la grille tarifaire de GRTgaz à compter du 1 ^{er} avril 2015	34
1.	<i>Mise à jour des charges de capital</i>	34
2.	<i>Mise à jour des charges d'exploitation nettes</i>	34
3.	<i>Prise en compte du solde du CRCP</i>	35
4.	<i>Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités</i>	36
III. TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF		36
A.	Trajectoire de revenu autorisé	36
B.	Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1 ^{er} avril 2014	36
1.	<i>Acheminement sur le réseau principal</i>	36
2.	<i>Acheminement sur le réseau régional</i>	38
3.	<i>Livraison du gaz</i>	39
4.	<i>Synthèse de la grille tarifaire de TIGF au 1^{er} avril 2014</i>	40
5.	<i>Souscription de capacités trimestrielles</i>	40
6.	<i>Souscription de capacités mensuelles</i>	40
7.	<i>Souscription de capacités quotidienne</i>	41
8.	<i>Modalités de commercialisation de court-terme des capacités quotidiennes</i>	41
9.	<i>Souscription de capacités horaires de livraison</i>	42

10. <i>Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz</i>	42
C. Evolution de la grille tarifaire de TIGF à compter du 1^{er} avril 2015	42
1. <i>Mise à jour des charges de capital</i>	42
2. <i>Mise à jour des charges d'exploitation nettes</i>	43
3. <i>Prise en compte du solde du CRCP</i>	43
4. <i>Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités</i>	44
IV. REDISTRIBUTION DES EXCEDENTS DE RECETTES D'ENCHERES	44
V. CESSION DES CAPACITES DE TRANSPORT SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	45
VI. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	45
A. Pénalités pour dépassement de capacité journalière	45
1. <i>Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière</i>	45
2. <i>Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière</i>	45
B. Pénalités pour dépassement de capacité horaire	46
C. Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité	46
VII. POINTS NOTIONNELS D'ECHANGE DE GAZ SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	46
VIII. MECANISME DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	47
A. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à incitation financière	47
1. <i>Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires</i>	47
2. <i>Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain</i>	48
3. <i>Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT</i>	49
4. <i>Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée</i>	50
5. <i>Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée</i>	51
6. <i>Incitation à la mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud</i>	52
B. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT	53
1. <i>Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance</i>	53
2. <i>Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs</i>	54
3. <i>Indicateurs relatifs à l'environnement</i>	54
4. <i>Indicateur relatifs aux délais de transmission des données</i>	55
IX. ANNEXES	55

METHODOLOGIE

I. Cadre de régulation : rappel des dispositions des tarifs ATRT5

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, dits « tarifs ATRT5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une période d'environ quatre ans. Ils prévoient une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la CRE du 13 décembre 2012².

L'ATR5 intègre des mécanismes de régulation incitative portant sur trois volets différents :

- une régulation incitative des investissements : elle est composée, d'une part, d'une incitation à la réalisation des investissements nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché français ainsi que son intégration au sein du marché européen et, d'autre part, d'une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation des gestionnaires de réseau de transport (GRT) évoluent chaque année, à partir du niveau retenu pour 2013, selon l'inflation et un coefficient d'évolution annuel. Ce coefficient 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 au-delà de cette trajectoire sont conservés par chaque GRT. De façon symétrique, les surcoûts éventuels sont supportés par les GRT ;
- une régulation incitative de la qualité de service qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché.

L'ATR5 reconduit le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) qui permet de couvrir tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur certains 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 CRCP, les montants pris en compte dans le CRCP sont actualisés à un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque fixé à 4,0% par an, nominal avant impôt.

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.

² [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

II. Revenu autorisé de GRTgaz

A. Charges d'exploitation (OPEX)

1. Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie

Pour l'année 2013, les charges nettes d'exploitation, hors variation des charges d'énergie, retenues dans le tarif ATRT5 étaient de 766,7 M€.

Le tarif ATRT5 de GRTgaz prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, « les OPEX nettes de l'année 2014 sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2013 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 entière ».

L'hypothèse d'inflation pour 2013 sur laquelle est fondée la loi de finances pour 2014³ étant de + 0,8 %⁴, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2014, hors variation du prix de l'énergie, baisseront de 0,65 % par rapport à celles retenues pour l'année 2013, soit un montant de 761,7 M€. L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour 2013 prise en compte par la CRE pour la mise à jour des charges d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée sera couvert par le CRCP.

2. Révision des charges d'énergie

En application des règles du tarif ATRT5, la CRE modifie le montant prévu pour les charges d'énergie de GRTgaz en 2014.

Les besoins de GRTgaz en énergie pour 2014 sont globalement stables par rapport à 2013. L'énergie carburant reste à un niveau élevé, du fait de prévisions de flux Nord-Sud importants liés à la situation du marché du GNL.

Les charges d'énergie de GRTgaz prévues pour 2014 sont plus faibles que celles initialement prévues dans le tarif ATRT5. Cela est dû principalement aux optimisations réalisées par GRTgaz concernant les flux de gaz sur son réseau et l'écart de bilan technique. Dans sa prévision pour l'année 2014, la CRE a considéré que GRTgaz serait en mesure de réaliser en 2014 environ 80 % des optimisations obtenues en 2013, de façon à conserver une incitation pour GRTgaz à effectuer les optimisations maximales possibles.

Par ailleurs, le poste énergie prévu pour 2014 prend en compte l'augmentation des taux sur la taxe intérieure de consommation, prévue à l'article 32 de la loi de finances pour 2014. La CRE retient donc un montant de taxe intérieure de consommation de gaz naturel de 1,3 €/MWh des consommations de gaz naturel (+2,4 M€).

	2013 – Estimation du point de sortie		2014 (prév. tarif ATRT5)		2014 (prév. nov. 2013)	
	Volume	Montant	Volume	Montant	Volume	Montant
Gaz carburant	1808 GWh	45,9 M€	2196 GWh	61,3 M€	1 882 GWh	52 M€
Ecart de bilan technique	1065 GWh	27,1 M€	1325 GWh	37 M€	965 GWh	25,5 M€
Electricité	392 GWh	25,9 M€	293 GWh	26,3 M€	392 GWh	26,6 M€
Autres (dont quotas CO2)	-	-5,4 M€	-	0,8 M€	-	0 M€
Total	-	93,4 M€	-	125,4 M€	-	104,1 M€

La mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » de GRTgaz, conduit à une baisse de 21,3 M€ de la prévision de charges relative à ce poste pour l'année 2014.

³ Loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014

⁴ Voir l'exposé des motifs lors du dépôt le 25 septembre 2013 du projet de loi de finances pour 2014, n° 1395

3. Charges nettes d'exploitation

Après mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » pour l'année 2014, les charges nettes d'exploitation à prendre en compte dans le revenu autorisé de GRTgaz pour 2014 s'élèvent à 740,4 M€. Ces charges sont en baisse de 26,3 M€ par rapport à celles retenues pour 2013, soit -3,4%.

B. Charges de capital

La délibération tarifaire du 13 décembre 2012 fixe la trajectoire prévisionnelle des charges de capital à retenir chaque année pour la mise à jour du tarif de GRTgaz. En application de cette délibération, les charges de capital prévisionnelles de GRTgaz retenues pour 2014 sont de 973,8 M€. Elles sont en hausse de 80,2 M€ par rapport à 2013, soit +9%.

Lors de son audition du 11 juillet 2013 à la CRE, GRTgaz a sollicité la couverture, le cas échéant, des coûts échoués liés au pilote d'odorisation décentralisée, si le projet de passage d'une odorisation centralisée à une odorisation décentralisée n'aboutissait pas.

Si la CRE était amenée, ultérieurement, à approuver l'arrêt de ce projet pilote, les coûts échoués seraient couverts par le tarif de GRTgaz, lors de la mise à jour tarifaire suivant l'arrêt du projet pour un montant maximum de 1,3 M€.

C. Apurement du CRCP en 2013

A fin 2012, le montant actualisé du CRCP s'établissait à 7,9 M€ à restituer à GRTgaz. Ce montant était fondé sur un CRCP 2012 estimé en novembre 2012. L'apurement d'un quart de ce montant sur 2013 conduisait à restituer 2,2 M€ à GRTgaz.

Le montant du CRCP définitif pour l'année 2012 est inférieur à l'estimation faite dans l'ATRT5 de 2,8 M€. Cette différence est restituée aux expéditeurs du réseau de GRTgaz.

Le montant du CRCP pour l'année 2013 est estimé à -18,4 M€ à fin novembre.

en M€	Tarif 2013	Estimé nov. 2013	Ecart	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	1149,4	1133,6	-15,8	15,8
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	481,3	473,1	-8,2	4,1
Charges de capitaux normatives	893,6	881,8	-11,8	-11,8
Poste énergie	125,3	93,4	-31,9	-25,5
Recettes de raccordement	0,9	2,5	1,7	-1,7
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	33,0	33,0	0,0	0,0
Reversements liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	0,0	0,7	0,7	0,7
CRCP TOTAL				-18,4

En ajoutant l'écart sur le CRCP 2012 et le CRCP provisoire 2013, on obtient un montant global du CRCP de 16,2 M€ à reprendre à GRTgaz.

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, l'apurement de ce montant conduit à reprendre à GRTgaz 4,5 M€ chaque année sur quatre ans à partir de 2014.

<i>en M€</i>	2013	2014	2015	2016	2017
Montant du CRCP	+7,9	-16,2			
Apurement d'un quart du montant global	+2,2	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5

D. Revenu autorisé

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de GRTgaz en 2014 est de 1 709,8M€, en hausse de 2,8 % par rapport à 2013 :

<i>en M€</i>	2013	2014
Charges de capital	893,6	973,8
Trajectoire de charges d'exploitation nettes	766,7	761,7
Charges d'énergie révisées	-	-21,3
Apurement du CRCP	2,2	-4,5
Total revenu autorisé	1662,4	1709,8

III. Revenu autorisé de TIGF

A. Charges d'exploitation (OPEX)

1. Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie

Pour l'année 2013, les charges nettes d'exploitation, hors variation des charges d'énergie, retenues dans le tarif ATRT5 étaient de 64,2 M€.

Le tarif ATRT5 prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, « les OPEX nettes de l'année 2014 sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2013 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 entière ».

L'hypothèse d'inflation pour 2013 retenue par la loi de finances pour 2014 étant de +0,8 %⁵, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2014, hors variation du prix de l'énergie, augmenteront de 3,25 % par rapport à celles retenues pour l'année 2013, soit un montant de 66,3 M€. L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour 2013 prise en compte par la CRE pour la mise à jour des charges d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée sera couvert par le CRCP.

2. Révision des charges d'énergie

En application des règles du tarif ATRT5, la CRE modifie le montant de référence retenu pour les charges d'énergie de TIGF en 2014.

Pour le gaz carburant, ce montant est en hausse de 4,2 M€ par rapport à la prévision initiale pour l'année 2014 dans l'ATRT5, du fait principalement de la hausse des besoins. En 2013, les flux vers l'Espagne se sont maintenus à un niveau très élevé et aucun flux physique dans la direction Espagne vers France n'a été constaté au point d'interconnexion de Larrau. La prévision pour 2014 est voisine des valeurs constatées en 2013, aucune raison objective ne permettant de prévoir une évolution de la situation à l'interconnexion franco-espagnole.

Le poste gaz carburant de TIGF pour 2014 tient compte de l'augmentation des taux sur la taxe intérieure sur la consommation, prévue à l'article 32, de la loi de finances 2014. La CRE retient un montant de taxe intérieure de consommation de gaz naturel de 1,3 €/MWh des consommations de gaz naturel (+0,4M€).

	2013 – Estimation du point de sortie	2014 (prév. tarif ATRT5)	2014 (prév. nov. 2013)

⁵ Voir l'exposé des motifs lors du dépôt le 25 septembre 2013 du projet de loi de finances pour 2014, n° 1395

	Volume	Montant	Volume	Montant	Volume	Montant
Gaz carburant	304 GWh	8,7 M€	156 GWh	4,5 M€	289 GWh	8,7 M€
Ecart de bilan technique	80 GWh	2,3 M€	0 GWh	0 M€	0 GWh	0 M€
Electricité	11 GWh	1,1 M€	10 GWh	0,8 M€	13 GWh	1,3 M€
Total	-	12,1 M€	-	5,3 M€	-	10 M€

La mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » de TIGF, conduit à une augmentation de 4,7 M€ de la prévision de charges relative à ce poste pour l'année 2014.

3. Charges nettes d'exploitation

Après révision des charges d'énergie pour l'année 2014, les charges nettes d'exploitation à prendre en compte dans le revenu autorisé de 2014 s'élèvent à 70,9 M€. Elles sont en hausse de 6,7 M€ par rapport à 2013, soit +10,5%.

B. Charges de capital

La délibération tarifaire du 13 décembre 2012 fixe la trajectoire prévisionnelle des charges de capital à retenir chaque année pour la mise à jour du tarif de TIGF. En application de cette délibération, les charges de capital prévisionnelles de TIGF retenues pour 2014 sont de 157,3 M€. Elles sont en hausse de 13,5 M€ par rapport à 2013, soit +9,4%.

C. Apurement du CRCP en 2013

A fin 2012, le montant actualisé du CRCP s'établissait à -11,5 M€ à restituer par TIGF. Ce montant était fondé sur un CRCP 2012 estimé en novembre 2012. L'apurement d'un quart de ce montant sur 2013 conduisait à reprendre 3,2 M€ à TIGF.

Le montant du CRCP définitif pour l'année 2012 est supérieur à l'estimation faite dans l'ATRT5 de 1,7 M€. Cette différence sera restituée à TIGF.

Le montant provisoire du CRCP pour l'année 2013 est estimé à 4,2 M€ à fin novembre.

en M€	Tarif 2013	Estimé nov. 2013	Ecart	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	110,5	107,0	-3,5	3,5
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	91,3	90,5	-0,8	0,4
Charges de capitaux normatives	143,8	139,6	-4,3	-4,3
Poste énergie	6,3	12,1	5,8	4,6
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	33,1	33,0	-0,1	0,1
Reversements liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	0,0	-0,2	-0,2	-0,2
CRCP TOTAL				4,2

En ajoutant l'écart sur le CRCP 2012 et le CRCP provisoire 2013, on obtient après actualisation un montant global du CRCP de 2,5 M€ à reprendre à TIGF.

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, l'apurement de ce montant conduit à reprendre à TIGF 0,7 M€ chaque année sur quatre ans à compter de 2014.

en M€	2013	2014	2015	2016	2017
Montant du CRCP	-11,5	-2,5			
Apurement d'un quart du montant global	-3,2	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7

D. Revenu autorisé

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de TIGF en 2014 est de 227,5 M€, en hausse de 11,1 % par rapport à 2013 :

en M€	2013	2014
Charges de capital	143,8	157,3
Trajectoire de charges d'exploitation nettes	64,2	66,3
Révision des charges d'énergie	-	4,7
Apurement du CRCP	-3,2	-0,7
Total revenu autorisé	204,9	227,5

IV. Hypothèses de souscription des capacités de transport

A. GRTgaz

1. Réseau principal

Sur le réseau principal, les nouvelles hypothèses de souscription des capacités pour l'année 2014 sont en baisse moyenne de 0,7 % par rapport aux prévisions retenues pour l'année 2013 dans le tarif ATRT5.

Cette baisse est principalement due à une diminution des prévisions de souscription des capacités aux points d'interface transport stockage (PITS) d'environ 10 M€, soit -30%. La CRE a retenu pour 2014 les niveaux de souscription aux PITS constatés sur l'année stockage 2013/2014.

Plusieurs autres postes sont également revus à la baisse par rapport aux prévisions initiales du tarif ATRT5 : capacités de liaison dans le sens Sud vers Nord, capacités de sorties à Taisnières et à Oltingue, couplage de marché, revenus aux PEG.

Ces baisses sont partiellement compensées par la hausse des souscriptions de capacité à Taisnières H fin 2013, à la suite de l'open season menée en 2010.

2. Réseau régional

En sortie du réseau principal vers le réseau régional et sur le réseau régional, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités sont également en baisse de 1,2% par rapport à celles retenues pour l'année 2013 dans l'ATR5 :

- -0,7% pour les capacités de livraison aux points d'interface transport-distribution (PITD) ;
- -6,9% pour les capacités de livraison des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz, hors sites fortement modulés ;
- -22,3% pour les capacités de livraison des sites fortement modulés raccordés au réseau de GRTgaz.

3. Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités

Au global, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2014 sont en baisse de 1% par rapport à la prévision pour l'année 2013 retenue dans l'ATR5. Les hypothèses de souscription retenues par la CRE pour GRTgaz dans le cadre de l'établissement des tarifs ATR5 prévoyaient une hausse des souscriptions de capacités de 0,2% entre 2013 et 2014.

B. TIGF

1. Réseau principal

Sur le réseau principal, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2014 sont en hausse moyenne de 5% par rapport aux prévisions retenues pour l'année 2013 dans le tarif ATRT5.

Cette hausse moyenne est principalement due à la prise en compte sur une année entière des nouvelles souscriptions de capacités liées au développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne depuis le 1^{er} avril 2013.

Cette hausse est partiellement compensée par la baisse des prévisions de souscription de capacités aux PITS d'environ 10%. La CRE a retenu pour 2014 les niveaux de souscription de capacité aux PITS constatés sur l'année stockage 2013/2014.

2. Réseau régional

Sur le réseau régional, les hypothèses de souscription de capacité aux PITD et pour les clients industriels raccordés au réseau de TIGF sont en baisse de 2,4% par rapport aux hypothèses retenues pour l'année 2013 dans l'ATRT5. Cette baisse est principalement liée à une erreur de prévision sur les PITD lors de l'établissement du tarif ATRT5.

3. Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités

Au global, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2014 sont en hausse de 3% par rapport à la prévision pour l'année 2013 retenue dans l'ATRT5. Cette hausse est inférieure à celle prévue initialement entre 2013 et 2014 dans l'ATRT5 (+4,4 %).

V. Evolution moyenne des tarifs de GRTgaz et de TIGF

Pour GRTgaz, les prévisions retenues pour l'année 2014 conduisent à une hausse de 2,8% du revenu autorisé et à une baisse de 1% des souscriptions de capacités, par rapport aux niveaux retenus dans l'ATRT5 pour 2013. Il en résulte une hausse moyenne du tarif de GRTgaz de 3,9% au 1^{er} avril 2014.

Pour TIGF, les prévisions retenues pour l'année 2014 conduisent à une hausse de 11% du revenu autorisé et de 3% des souscriptions de capacités, par rapport aux niveaux retenus dans l'ATRT5 pour 2013. Il en résulte une hausse moyenne du tarif de TIGF de 7,7 % en 2014.

VI. Structure tarifaire

La méthodologie d'élaboration des tarifs ATRT5 retenue par la CRE dans sa décision du 13 décembre 2012 prévoit, conformément aux dispositions du Code de l'énergie notamment ses articles L.134-2 et L.452-3, la possibilité de faire évoluer la structure tarifaire en cours de période, « [...] notamment pour réduire le nombre de places de marché et mettre en œuvre les codes de réseau européens. »

Dans ses décisions du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012⁶, la CRE a dessiné les orientations suivantes sur l'évolution de l'organisation du marché de gros français :

- création d'une place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au plus tard au 1^{er} avril 2015 ;
- objectif de création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018.

En outre, le Règlement (UE) n° 984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les réseaux de transport de gaz (« code CAM ») entré en vigueur le 4 novembre 2013, s'appliquera à compter du 1^{er} novembre 2015.

⁶ [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)
[Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France](#)

La présente décision tarifaire intègre les changements de structure nécessaires à la prise en compte de ces évolutions, des modifications destinées à améliorer l'intégration du marché français au sein du marché européen du gaz et diverses évolutions à caractère technique.

La CRE a mené une consultation publique du 25 octobre au 10 novembre 2013 sur les évolutions en structure envisagées⁷. Les réponses non confidentielles sont disponibles sur le site de la CRE.

A. Réduction du nombre de places de marchés

1. Création d'une place de marché commune GRTgaz Sud-TIGF

Au 1^{er} avril 2015, une place de marché commune aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF sera créée, ce qui nécessite :

- la mise à 0 du terme à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ;
- une mise en cohérence des tarifs aux PITS en zones GRTgaz Sud et TIGF.

a) Liaison entre les zones GRTgaz Sud et TIGF

Afin de préparer la création du PEG commun, l'ATRT5 prévoit une diminution progressive du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud pour atteindre 0 au 1^{er} avril 2015. Ce terme a déjà diminué de 140 €/MWh/j par an à 100 €/MWh/j par an au 1^{er} avril 2013.

Les contributeurs à la consultation publique de la CRE sont très majoritairement favorables à une diminution du tarif à 50 €/MWh/j par an au 1^{er} avril 2014.

En conséquence, le tarif à la liaison entre les zones GRTgaz Sud et TIGF est porté au 1^{er} avril 2014 à 50 €/MWh/jour par an, répartis également entre GRTgaz et TIGF.

b) Points d'interface transport stockage (PITS)

- Niveau des tarifs aux PITS en zones GRTgaz Sud et TIGF

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 dans une même zone de marché.

La CRE a confié en 2013 au cabinet Pöyry une étude sur la tarification des capacités aux PITS. Cette étude, dont les résultats sont disponibles sur le site de la CRE depuis le 24 octobre 2013, conclut que la présence des stockages permet de réduire fortement les investissements dans les réseaux de transport. Pour refléter les coûts, les tarifs aux PITS doivent donc être plus faibles qu'aux autres points d'entrée et de sortie du réseau.

Les analyses quantitatives menées par Pöyry montrent que le niveau actuel des tarifs des capacités fermes climatiques aux PITS se situe à l'intérieur d'une fourchette permettant de refléter correctement les coûts générés sur le réseau de transport de GRTgaz, qui est dimensionné pour un fonctionnement climatique des stockages.

Le réseau de TIGF est dimensionné pour un fonctionnement ferme de ses stockages et lui permet de commercialiser des capacités fermes aux PITS. Afin de refléter la différence de service offert par chacun des GRT aux PITS, l'étude préconise que le tarif des capacités fermes au PITS de TIGF soit plus élevé d'un facteur compris entre 1,33 et 2 par rapport au tarif des capacités fermes climatiques aux PITS de GRTgaz.

Les contributeurs à la consultation publique de la CRE s'accordent dans leur grande majorité sur les résultats de cette étude. Toutefois, ils sont partagés sur le niveau du coefficient multiplicateur à appliquer entre les tarifs aux PITS sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF, à l'intérieur de la fourchette de 1,33 à 2.

La CRE partage les conclusions de l'étude Pöyry. Elle considère que les données présentées dans l'étude Pöyry concernant la fréquence et l'importance des interruptions des capacités climatiques aux PITS de GRTgaz représentent la gêne maximale qui peut être causée aux expéditeurs. En effet, Pöyry mesure la disponibilité des capacités climatiques aux PITS en proportion des capacités souscrites par les expéditeurs. Or pour un jour donné, les réductions ou les interruptions de capacités climatiques n'ont pas d'impact sur

⁷ [Consultation publique relative à la mise à jour des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz au 1^{er} avril 2014](#)

les flux nominés par les expéditeurs, si ces flux sont inférieurs à la capacité disponible. En conséquence, la CRE retient un coefficient multiplicateur de 1,33 au 1^{er} avril 2015 pour refléter la différence de service offert par les deux GRT. Les tarifs aux PITS de TIGF diminueront au 1^{er} avril 2014 ainsi qu'au 1^{er} avril 2015 pour atteindre ce coefficient.

- Structure des tarifs aux PITS en zones GRTgaz et TIGF

L'étude Pöyry montre également que les tarifs aux PITS sur les réseaux d'autres GRT en Europe sont plus élevés en sortie du réseau vers les stockages qu'en entrée sur le réseau depuis les stockages. Cette structure tarifaire correspond à celle de TIGF. En revanche, la structure des tarifs aux PITS sur le réseau de GRTgaz est inversée.

Une très grande majorité des contributeurs à la consultation publique de la CRE souhaite une évolution de la structure tarifaire des PITS sur le réseau de GRTgaz pour la rapprocher de celle de TIGF.

Les tarifs en entrée et en sortie du réseau de GRTgaz aux PITS évolueront vers une structure tarifaire conforme à celle des autres GRT européens. Afin de donner un délai suffisant aux expéditeurs et aux opérateurs de stockage pour s'adapter, cette évolution sera réalisée au 1^{er} avril 2015.

2. Création d'un PEG unique France

Les décisions du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012 prévoient un objectif de création d'un PEG France à l'horizon 2018. Dans ces décisions, la CRE avait :

- annoncé une étude coûts-bénéfices pour définir le niveau optimal d'investissements à réaliser pour atteindre cet objectif ;
- demandé à GRTgaz d'étudier les mesures qui permettraient de relâcher la contrainte dans le sud pendant la période transitoire.

En juin 2013, la CRE a confié au cabinet Pöyry la réalisation de l'étude coûts-bénéfices. Les conclusions de cette étude ont été remises à la CRE au mois de novembre 2013. Elles seront annexées à la consultation publique que la CRE lancera sur ce sujet au 1^{er} trimestre 2014.

a) Liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

Dans l'ATRT5, la CRE avait reconduit le maintien en euros courants du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud en vue de la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018.

Une forte majorité des contributeurs à la consultation publique menée par la CRE est favorable à la poursuite de cette mesure.

Pour la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2014, la CRE maintient donc le terme tarifaire à la liaison Nord-Sud inchangé en euros courants.

b) Capacités de transport additionnelles à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

GRTgaz commercialise depuis le mois de juin 2013, en s'appuyant sur une prestation fournie par Storengy, des capacités fermes additionnelles à la liaison Nord-Sud.

Ce service a permis de mettre à disposition du marché jusqu'à 15 GWh/j de capacités additionnelles fermes quotidiennes entre juin et octobre 2013. Depuis le mois de novembre 2013, GRTgaz commercialise un service équivalent lui permettant de proposer jusqu'à 20 GWh/j de capacités additionnelles à la liaison Nord-Sud et 20 GWh/j destinés à affermir les capacités de soutirage au PITS Sud Atlantique.

Comme la CRE l'a proposé dans sa consultation publique, les recettes liées à la vente de ces capacités seront couvertes à 50% au CRCP.

En outre, la CRE considère que GRTgaz, dans la perspective de la création d'une place de marché unique en France, doit être incité à maximiser son offre de capacité ferme à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud. A cet effet, elle introduit un nouvel indicateur, incité financièrement, dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service de l'opérateur.

B. Mise en œuvre des codes de réseau et intégration des marchés européens du gaz

1. Maintien des termes tarifaires aux entrées et sorties des réseaux des GRT

Le modèle cible européen en gaz⁸ défini par le conseil des régulateurs de l'énergie européens établit les conditions nécessaires à la mise en œuvre d'un marché européen du gaz concurrentiel. A ce titre, il prévoit en particulier la mise en place de places de marché efficaces et leur interconnexion.

Actuellement les tarifs d'entrée en France sont plus élevés que dans la plupart des pays voisins. En conséquence, la CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir les tarifs d'entrée aux points d'interconnexions des réseaux (PIR), aux points d'interface transport-terminaux méthaniers (PITTM) et aux points d'interface transport-stockages (PITS) en France à leur niveau actuel en euros constants ou en euros courants. Une telle évolution serait également appliquée aux coûts des transits du nord de la France vers l'Espagne et l'Italie.

Les contributeurs à la consultation publique menée par la CRE considèrent d'une manière générale que l'attractivité du marché de gros français du gaz n'est pas satisfaisante, du fait notamment de termes tarifaires d'entrée en France trop élevés, et que cela nuit à l'intégration du marché français dans le marché européen. Ils souhaitent que cette question fasse l'objet de travaux approfondis en Concertation Gaz.

Les contributeurs sont majoritairement favorables à la proposition de la CRE. Ils sont néanmoins partagés sur le maintien en euros constants ou en euros courants, une légère majorité optant pour un maintien, voire une baisse, en euros courants. Certains contributeurs demandent que les coûts des transits ne soient pas concernés par cette mesure et évoluent comme le reste des termes tarifaires.

La CRE retient le principe de maintien des termes tarifaires aux PIR, aux PITTM ainsi qu'aux PITS (indépendamment de la convergence des tarifs au PITS de TIGF) pendant l'ATR5. Afin de limiter l'augmentation du revenu à percevoir sur le réseau aval, ces termes tarifaires seront maintenus à leur niveau actuel en euros constants. Il en sera de même pour le coût des transits vers l'Espagne et l'Italie. Dans le cas du transit vers l'Espagne, la baisse du tarif au PIR Midi sera compensée par une hausse égale des tarifs de sortie du réseau de TIGF aux PIR Larrau et Biriadou.

Enfin, le tarif d'entrée sur le réseau de TIGF à Larrau et à Biriadou est aligné, jusqu'à la fin du tarif ATR5, sur celui des entrées terrestres sur le réseau de GRTgaz.

2. Création d'un point virtuel d'interconnexion avec l'Espagne

Il existe deux points d'interconnexion entre la France et l'Espagne, Larrau et Biriadou. La capacité annuelle au point Larrau a été portée à 165 GWh/j fermes dans les deux sens au 1^{er} avril 2013. L'interconnexion de Biriadou sera renforcée au 1^{er} décembre 2015. La capacité annuelle sera portée à 60 GWh/j fermes dans le sens Espagne vers France et 60 GWh/j interruptibles dans le sens France vers Espagne (10 GWh/j continueront à être commercialisés sous forme de capacité ferme entre avril et octobre).

A compter du 1^{er} octobre 2014, un point d'interconnexion virtuel qui regroupera ces deux points sera créé et rassemblera les capacités fermes et interruptibles de ces deux points.

3. Tarif de la capacité trimestrielle

Le code de réseau sur l'allocation des capacités de transport (CAM) prévoit que les capacités seront commercialisées aux enchères sous forme de produits groupés de durée annuelle, trimestrielle, mensuelle, journalière et infra-journalière. Il est donc nécessaire d'introduire un tarif pour les produits trimestriels de capacité.

Afin d'inciter les expéditeurs à souscrire des capacités annuelles, la CRE a proposé dans sa consultation publique que le tarif des capacités trimestrielles soit égal à :

- 1/3 du tarif de la capacité annuelle si le point commercialisé n'est pas congestionné ;
- 1/4 du tarif de la capacité annuelle si le point commercialisé est congestionné.

⁸ [CEER Vision for a European Gas Target](#)

Les contributeurs à la consultation publique de la CRE ont été majoritairement favorables aux orientations proposées par la CRE. Une minorité d'entre eux souhaitent néanmoins, pour des raisons de simplicité, que le prix de réserve ne dépende pas de la congestion sur le point considéré.

La CRE retient la proposition faite dans sa consultation publique. Les GRT proposent des produits trimestriels sur les points dont les capacités annuelles sont commercialisées aux enchères, conformément au code de réseau CAM. Dans ces conditions, un point sera considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits annuels, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

4. Remplacement des produits saisonniers par les produits de capacité standards définis dans le code CAM

Le code de réseau CAM ne prévoit pas la commercialisation de produits de capacité saisonniers.

La délibération sur le tarif ATRT5 du 13 décembre 2012 prévoit que les capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2014 à la liaison entre les zones GRTgaz Sud et TIGF et à l'interconnexion avec l'Espagne ne seront plus commercialisées sous forme de produits saisonniers.

Les engagements de long terme pris par les expéditeurs à l'interconnexion avec l'Espagne et à la liaison entre les zones GRTgaz Sud et TIGF sous forme de capacité saisonnière ne sont pas remis en cause par l'arrêt de la commercialisation de produits saisonniers. Pour les capacités déjà souscrites, les termes tarifaires appliqués aux produits été et aux produits hiver seront respectivement égaux à 7/12^{ème} et 5/12^{ème} du terme annuel correspondant.

5. Redistribution des excédents de recettes d'enchères

Dans sa délibération du 17 octobre 2013⁹, la CRE a retenu le principe consistant à redistribuer au minimum une fois par trimestre les excédents d'enchères à la liaison Nord-Sud aux expéditeurs livrant des consommateurs finals en zone GRTgaz Sud, au prorata des volumes consommés en zone Sud.

La CRE a proposé d'appliquer un principe identique aux excédents de recettes perçus par GRTgaz ou par TIGF aux interconnexions transfrontalières. Les contributions reçues à la consultation publique menée par la CRE sont majoritairement favorables à cette proposition. Plusieurs contributeurs soulignent néanmoins qu'une solution permettant d'affecter ces excédents de recettes d'enchères à des investissements de décongestion serait préférable à la redistribution proposée.

Certains expéditeurs livrant des consommateurs en zone TIGF soulignent qu'ils doivent utiliser la liaison Nord-Sud pour alimenter leurs clients. Ils demandent donc que la redistribution des excédents de recettes à la liaison Nord-Sud intègre les volumes consommés en zone TIGF.

La CRE retient l'orientation proposée dans sa consultation publique. A compter du 1^{er} octobre 2014, les excédents perçus :

- à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone GRTgaz Sud, au prorata des volumes consommés en zone GRTgaz Sud. Les volumes consommés au titre des capacités obtenues entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2018 par un site gazo-intensif ou par un mandataire de site gazo-intensif lors de la première phase de l'allocation des capacités ne sont pas éligibles à cette redistribution ;
- aux interconnexions en zone GRTgaz Nord seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone GRTgaz Nord, au prorata des volumes consommés en zone GRTgaz Nord ;
- à l'interconnexion avec l'Espagne seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone TIGF, au prorata des volumes consommés en zone TIGF.

Pour les points d'interconnexion transfrontaliers, la répartition des excédents de recettes entre GRTgaz et TIGF et les GRT adjacents a été établie conjointement avec les autorités de régulation nationales concernées. Le principe retenu pour l'ensemble des interconnexions est une répartition à égalité entre les GRT de part et d'autre de l'interconnexion.

⁹ [Délibération de la CRE du 17 octobre 2013 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, à l'interface entre GRTgaz et TIGF et aux interconnexions avec l'Espagne](#)

Au 1^{er} avril 2015, un point d'échange gaz (PEG) commun aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF sera créé. La CRE considère souhaitable qu'à cette échéance, les excédents de recettes à la liaison Nord-Sud et à l'interconnexion avec l'Espagne soient mis en commun et redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals dans ces deux zones d'équilibrage. Elle demande à GRTgaz et TIGF d'instruire en Concertation Gaz les modalités d'une telle mutualisation.

C. Autres éléments de structure

1. Service de flexibilité intra-journalière

La CRE a introduit dans le tarif ATRT4 un service pour les sites fortement modulés leur permettant un jour donné d'ajuster leur consommation sur plusieurs heures par rapport à leur niveau de consommation journalier moyen.

A partir de la mise en service de l'arc de Dierrey et des Haut-de France en 2016, GRTgaz n'aura plus besoin de solliciter les opérateurs adjacents pour offrir la flexibilité nécessaire aux sites fortement modulés. En conséquence, GRTgaz n'aura plus de charges externes à cette échéance et le tarif du service sera nul.

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'anticiper de deux ans la suppression de la facturation du service de flexibilité intra-journalière aux sites fortement modulés. Une majorité des contributeurs s'est montrée favorable à cette évolution.

La CRE retient cette évolution. Elle pourrait notamment contribuer au maintien en activité des centrales de production d'électricité à partir de gaz, qui participent à la sécurité du système électrique et à l'amortissement des coûts de GRTgaz grâce à leurs souscriptions de capacités.

Les recettes initialement attendues pour ce service, soit environ 2 M€ par an en 2014 et en 2015, seront mutualisées dans le tarif de GRTgaz.

2. Tarification du point d'entrée sur le réseau de GRTgaz à partir du terminal méthanier de Dunkerque

Le CRE a fixé dans sa délibération du 12 juillet 2011 les conditions de raccordement du terminal de Dunkerque au réseau de GRTgaz¹⁰.

En vue de la mise en service du terminal prévue fin 2015, un point d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM) sera créé dans le tarif de GRTgaz.

L'application du test économique prévu pour fixer les tarifs d'entrée sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers conduit à retenir le principe de péréquation tarifaire pour le PITTM Dunkerque. Ce test économique prend en compte les coûts de raccordement du terminal jusqu'au cœur du réseau de GRTgaz, soit la station de compression et d'interconnexion de Pitgam ainsi que le niveau de souscriptions de capacités au PITTM Dunkerque. Le terme tarifaire annuel appliqué au PITTM de Dunkerque sera donc égal à celui des autres PITTM.

Les règles opérationnelles d'accès au réseau de GRTgaz au niveau du PITTM de Dunkerque seront définies au 1^{er} avril 2015 en cohérence avec celles en vigueur pour les autres PITTM existants.

La CRE demande à GRTgaz de lui transmettre une proposition de règles avant la fin du premier semestre 2014.

3. Tarification du point d'interconnexion de Veurne entre la France et la Belgique

L'*open season* menée par GRTgaz entre 2010 et 2011 en coordination avec Fluxys a permis le lancement des investissements nécessaires pour créer une nouvelle interconnexion à Veurne. Cette nouvelle interconnexion permettra d'offrir des capacités fermes de sortie de la France (PEG Nord) vers la Belgique.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011, la CRE avait indiqué, au regard des coûts prévisionnels de développement de ces capacités, que le tarif des souscriptions annuelles de capacité ferme de sortie du PEG Nord vers la Belgique au point d'interconnexion de Veurne serait de 45 €/MWh/j par an. La CRE avait

¹⁰ [Délibération de la CRE du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne](#)

également indiqué que ce tarif serait fixé en fonction du coût réel d'investissement constaté à l'issue des travaux. Les éléments fournis par GRTgaz montrent que les investissements réalisés à ce jour sont conformes au budget.

La CRE demande à GRTgaz d'étudier avec Fluxys les règles de gestion de ce nouveau point d'interconnexion ainsi que les modalités de création éventuelle d'un point virtuel d'interconnexion entre la France et la Belgique regroupant les PIR Taisnières H et Veurne. GRTgaz transmettra à la CRE les résultats de ces travaux avant la fin du 1^{er} semestre 2014.

4. Capacités de rebours interruptibles au PIR Jura

GRTgaz et l'opérateur suisse Gaznat étudient la faisabilité de créer des capacités rebours interruptibles au PIR Jura. Ces capacités permettraient de faire transiter contractuellement du gaz de la Suisse vers la France, sous réserve que les flux physiques soient positifs dans le sens Suisse vers la France. Ce projet ne nécessiterait pas d'investissement pour GRTgaz. Il pourrait permettre de diminuer très marginalement le niveau de tension dans le sud de la France.

GRTgaz indique que les flux de gaz vers la France pourraient être de l'ordre de 5 GWh/j en hiver. Le projet pourrait être mis en œuvre à l'horizon de l'hiver 2014/2015.

La CRE est favorable à la création de ces capacités. En cohérence avec la tarification du rebours sur les autres points d'interconnexion, le tarif de ce produit sera égal à 20% du tarif dans le sens France vers Suisse.

5. Produits de capacité trimestriels aux PITS

Storengy a demandé à la CRE d'introduire un produit de capacité trimestriel aux PITS en zone GRTgaz. Storengy souhaite que le tarif soit égal au *prorata temporis* du tarif annuel.

La tarification des PITS est fondée sur le principe que l'utilisation des stockages est climatique et, ce faisant, permet de réaliser des économies d'investissement dans les réseaux de transport. Le tarif des produits trimestriels aux PITS doit donc, rapporté à la durée, être plus élevé que celui des produits annuels.

Le tarif des capacités trimestrielles aux PITS sera donc égal à 1/3 du tarif de la capacité annuelle aux PITS.

D. Synthèse sur l'évolution de la grille tarifaire de GRTgaz et TIGF

Les évolutions en structure décrites précédemment génèrent des pertes de revenu et des manques à gagner devant être compensés :

- la perte de revenu liée à la baisse des tarifs de la liaison GRTgaz Sud –TIGF ;
- la perte de revenu liée à la baisse des tarifs des PITS de la zone TIGF ;
- le manque à gagner lié au maintien en euros courants des tarifs de la liaison Nord-Sud;
- le manque à gagner lié au maintien en euros constants des tarifs des entrées, des sorties et des PITS.

La hausse moyenne de 3,9% du tarif de GRTgaz conduit, après prise en compte de ces effets de structure, à une hausse des autres termes tarifaires de 7,2%. Cette hausse est appliquée de manière uniforme aux termes tarifaires concernés.

La hausse moyenne de 7,7% du tarif de TIGF conduit après prise en compte des effets de structure, à une hausse moyenne des autres termes tarifaires de 22,1%. Cet effet plus fort sur le tarif de TIGF s'explique par la baisse significative de termes tarifaires représentant une part importante des recettes d'acheminement de TIGF (-28% pour le tarif du PITS, -44% pour le tarif de la liaison GRTgaz Sud - TIGF).

GRTgaz	Variation du tarif au 1 ^{er} avril 2014
Baisse tarifaire	Liaison GRTgaz Sud-TIGF (-54%)
Maintien en euros constants :	Entrées France : <ul style="list-style-type: none"> • PIR (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach) • PITTM PITS Sorties PIR Oltingue
Maintien en euros courants :	Liaison Nord-Sud
Hausse des autres termes tarifaires :	PIR Jura (+7%) Sortie vers le réseau régional (+7%) Transport sur le réseau régional (+7%) Livraison sur le réseau régional (+7%)

(Valeurs arrondies au pourcent)

Pour TIGF, dans la perspective de la création d'une place de marché unique au sud de la France au 1^{er} avril 2015, la hausse moyenne de 22,1% est appliquée de façon à rapprocher les termes tarifaires du réseau aval de TIGF de ceux du réseau aval de GRTgaz :

- le terme de capacité de sortie du réseau principal vers le réseau régional en zone TIGF sera égal à celui de GRTgaz au 1^{er} avril 2014 ;
- les termes de capacités de livraison en zone TIGF augmenteront au 1^{er} avril 2014 plus fortement que le tarif d'acheminement sur le réseau régional, de façon à les rapprocher de ceux du tarif de GRTgaz.

TIGF	Variation du tarif au 1 ^{er} avril 2014
Baisse tarifaire	Liaison GRTgaz Sud-TIGF (-44%) PITS (-28%)
Maintien en euros constants :	Le maintien du coût complet du transit vers l'Espagne implique une hausse de la sortie vers l'Espagne (+14%) PITP Lacq
Péréquation tarifaire	Entrées PIR Espagne alignées sur les entrées aux PIR de la zone GRTgaz (+7%)
Hausse des autres termes tarifaires :	Sortie vers le réseau régional (+7%) Transport sur le réseau régional (+26%) Livraison sur le réseau régional PITD (+61%) Livraison sur le réseau régional PIC (+65%)

(Valeurs arrondies au pourcent)

E. Mise à jour de la régulation incitative de la qualité de service des GRT

La régulation incitative de la qualité de service a pour objectif d'améliorer le service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines importants pour le bon fonctionnement du marché.

Le code de réseau européen relatif aux règles d'équilibrage a reçu un avis favorable des Etats-membres de l'Union européenne à l'issue du processus de comitologie le 2 octobre 2013. Il prévoit, dès son application, que l'ensemble des déséquilibres quotidiens sera compensé à un prix de marché. En raison de la mise en place de ce système, plus contraignant pour les expéditeurs, le code de réseau européen prévoit que les GRT et les GRD mettent à disposition des expéditeurs des informations plus fréquentes et de qualité sur l'état de tension du système et la consommation de leurs clients.

De nombreux contributeurs à la consultation publique de la CRE considèrent que la qualité des données transmises par les GRT s'est améliorée, mais qu'elle reste perfectible. Ils demandent que la régulation incitative soit renforcée notamment pour les données relatives à l'équilibrage, telles que les prévisions de consommation publiées par les GRT, et pour les programmes de maintenance.

Pour la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2014, les principales évolutions retenues par la CRE sont les suivantes.

1. Indicateurs en lien avec l'équilibrage

Dans la perspective de l'évolution des systèmes d'équilibrage de GRTgaz et TIGF vers le système d'équilibrage cible, les principales évolutions de la qualité de service sont les suivantes :

- mise en place d'une incitation financière sur l'indicateur, 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 chaque zone d'équilibrage. Ces prévisions de consommations sont des données essentielles permettant aux expéditeurs de prendre les actions correctives en vue de s'équilibrer au mieux ;
- adaptation de divers indicateurs existants, afin de maintenir leur caractère incitatif.

2. Indicateurs de suivi des maintenances

Conformément à la décision tarifaire ATRT5, GRTgaz a présenté en Concertation Gaz au 1^{er} semestre 2013 un bilan sur l'interruption à la liaison Nord-Sud, ainsi que ses causes, pour les années 2011 et 2012.

La CRE demande à GRTgaz et TIGF de mener un travail au premier trimestre 2014 en Concertation Gaz sur les modalités de calcul des réductions de capacités liées à leurs programmes de maintenance et sur les informations mises à disposition des expéditeurs concernant ces réductions de capacités, en particulier à la liaison Nord-Sud.

3. Incitation à maximiser la capacité ferme proposée à la liaison Nord-Sud

La CRE introduit à compter du 1^{er} avril 2014 une incitation financière pour GRTgaz à mettre à disposition du marché des capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud, comme cela a été le cas avec le service JTS.

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 biométhane.

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 ATRT5 d'utilisation du réseau de GRTgaz défini ci-dessous s'applique pour une durée d'environ quatre ans.

A. Trajectoire de revenu autorisé

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

En M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	893,6	973,8	1044,8	1142
Charges d'exploitation nettes dont poste « énergie et quotas de CO ₂ »	766,7 125,3	740,4 104,1	IPC – 1,45 % 122,9	120,8
CRCP	2,2	-4,5	-4,5	-4,5
Revenu autorisé	1662,4	1709,8		

B. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1er avril 2014

Aux points d'entrée, hors PITTm, aux sorties aux PIR et sur la liaison Nord-Sud, GRTgaz pourra commercialiser aux enchères, en application du code de réseau CAM, les capacités fermes et interruptibles.

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, les produits saisonniers ne sont plus commercialisés. Pour les capacités saisonnières souscrites antérieurement, le tarif est égal :

- pour la saison d'été, à 7/12^{ème} du tarif annuel ;
- pour la saison d'hiver, à 5/12^{ème} du tarif annuel.

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

Les termes applicables aux souscriptions annuelles 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	88,38	50%
Taisnières H	Nord	113,62	50%
Dunkerque (PIR)	Nord	113,62	50%
Obergailbach	Nord	113,62	50%
Montoir	Nord	107,30	Sans objet
Fos	Sud	107,30	Sans objet
TIGF	Sud	25,00	75%

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 vers Sud	208,04	50%
Sud vers Nord	50,00	50%

c) Terme de capacité de sortie aux PIR :

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

Sortie vers PIR	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
TIGF	Sud	25,00	90%
Oltingue	Nord	396,40	75%
Jura	Sud	93,95	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 89,32 €/MWh/jour par an, respectivement 44,66 €/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 2014 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)
	16,41	3,28

Pour les PITS de la zone GRTgaz Sud :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
	18,06	3,61

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.

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
	Jura

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. Acheminement sur le réseau régional

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

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 64,42 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	64,42 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.

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%.

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

3. Livraison du gaz

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 5 099,56 €/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*	27,63
Consommateurs industriels	26,42
PIRR	33,92

* Consommateurs présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement (voir paragraphe 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 les capacités de livraison correspondant à ses 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	33,92

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.

Une évolution des coefficients A est possible au 1^{er} avril de chaque année via une délibération de la CRE sur proposition de GRTgaz pour ses zones d'équilibrage et pour chaque gestionnaire de réseaux de distribution présent sur ces zones.

4. Synthèse de la grille tarifaire de GRTgaz au 1er avril 2014

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an
PITTM Montoir, Fos	107,30
Entrées PIR Taisnières H, Dunkerque, Obergailbach, Taisnières B	113,62 88,38
Sorties PIR Oltingue Jura	396,40 93,95
PITS Zone GRTgaz Nord Entrée Sortie	16,41 3,28
PITS Zone GRTgaz Sud Entrée Sortie	18,06 3,61
Liaison GRTgaz Nord-GRTgaz Sud Sens Nord vers Sud Sens Sud vers Nord	208,04 50,00
Interface GRTgaz Sud-TIGF	25,00
Sortie du Réseau Principal	89,32
Transport Réseau Régional	64,42
Livraison Clients industriels Sites fortement modulés PITD, PIRR	26,42 27,63 33,92

5. Souscription de capacités trimestrielles

GRTgaz propose des produits trimestriels sur les points dont les capacités annuelles sont commercialisées aux enchères, conformément au code de réseau CAM.

Le prix de réserve lors des enchères des produits trimestriels est égal à :

- 1/3 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion n'est pas congestionnée ;
- 1/4 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion est congestionnée.

Un point sera considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits annuels, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

Pour des produits de durée inférieure à une année commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités trimestrielles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités nominales de soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par GRTgaz. Le prix applicable à des souscriptions trimestrielles de capacité aux PITS est égal à 1/3 du prix de la souscription annuelle correspondante.

6. **Souscription de capacités mensuelles**

- Aux points d'entrée hors PITTM, aux sorties aux PIR, à la liaison Nord-Sud et à l'interface GRTgaz Sud – TIGF :

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

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^{ème} des termes annuels interruptibles correspondants.

- Aux PITS :

Pour les produits de durée inférieure à un trimestre commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités mensuelles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités 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.

- 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 ^{ème}
Décembre	4/12 ^{ème}
Mars – Novembre	2/12 ^{ème}
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12 ^{ème}
Juillet – Août	0,5/12 ^{ème}

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^{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, trimestrielles et mensuelles correspondantes, dans la limite des capacités du réseau.

Le terme applicable aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à 1/240^{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^{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 quotidiennes fermes correspondantes.

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

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.

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 à la liaison Nord-Sud, GRTgaz pourra commercialiser aux enchères les capacités quotidiennes restant disponibles après la fin de la période de commercialisation des capacités quotidiennes 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.

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.

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 Obergaillbach.

Pour bénéficier de cette offre, le client concerné doit s'engager auprès de GRTgaz, avant la décision 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 Obergaillbach ».

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

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%.

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 9,39 €/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.

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 par 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 25,46 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 3,18 €/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 chapitre d) ci-dessous.

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

Capacités de livraison souscrites sur le réseau de gaz B	≤ 0,5 GWh/j	> 0,5 GWh/j et ≤ 1 GWh/j	> 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.

14. Tolérance optionnelle d'équilibrage

GRTgaz commercialise un service optionnel d'équilibrage proportionnel aux capacités de livraison, dont le tarif est égal à 22,82 €/MWh/jour par an.

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 ± 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 intra-journalière n'est pas facturé par GRTgaz.

C. Evolution de la grille tarifaire de GRTgaz à compter du 1er avril 2015

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 2015 selon les modalités ci-dessous :

1. Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2015 et 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 A « Trajectoire de revenu autorisé ».

2. Mise à jour des charges d'exploitation nettes

Pour les années 2015 et 2016, les charges d'exploitation (OPEX) nettes évoluent de la manière suivante, selon les règles prévues par l'ATRT5 :

- les OPEX nettes de l'année 2015 (respectivement 2016) sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2014 (respectivement 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 entière¹¹. Si la valeur constatée de l'IPC n'est pas disponible au moment de la mise à

¹¹ 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

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 2015 (respectivement 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 A « Trajectoire de revenu autorisé ») et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2015 (respectivement 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. Prise en compte du solde du CRCP

Pour les années 2015 et 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.

Conformément à la délibération de la CRE du 27 juin 2013¹², les recettes liées aux ventes de capacité additionnelle et coûts générés par les rachats de capacité seront prises en compte à 50% au CRCP.

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 aval, couverts à 100%	1 149,4	1 204,3		
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	481,3	493,0		
Recettes liées aux ventes de capacité additionnelle et coûts générés par les rachats de capacité, couverts à 50%	0	0	0	0
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	104,1	122,9	120,8
Charges liées au contrat inter-opérateur, 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.

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.

¹² [Délibération de la CRE du 27 juin 2013 portant décision relative à la mise en œuvre de l'annexe I au règlement \(CE\) n° 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion](#)

4. Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Pour les années 2015 et 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.

III. Tarif d'utilisation du réseau de TIGF

Le tarif ATRT5 d'utilisation du réseau de TIGF défini ci-dessous s'applique pour une durée d'environ quatre ans.

A. Trajectoire de revenu autorisé

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

En M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	143,8	157,3	164,5	176,8
Charges d'exploitation nettes	64,2	70,9	IPC + 2,45%	
dont poste « énergie et quotas de CO ₂ »	6,3	10	5,6	6
CRCP	-3,2	-0,7	-0,7	-0,7
Revenu autorisé	204,9	227,5		

B. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1er avril 2014

Aux points d'entrée et aux sorties aux PIR, TIGF pourra commercialiser aux enchères, en application du code de réseau CAM, les capacités fermes et interruptibles.

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, les produits saisonniers ne sont plus commercialisés. Pour les capacités saisonnières souscrites antérieurement, le tarif est égal :

- pour la saison d'été, à 7/12^{ème} du tarif annuel ;
- pour la saison d'hiver, à 5/12^{ème} du tarif annuel.

A partir du 1^{er} octobre 2014, un point virtuel d'interconnexion avec l'Espagne, appelé PIRINEOS, sera créé. Le tarif qui s'appliquera à ce point sera égal au tarif applicable à Larrau et à Biriadou.

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

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

Point d'entrée	TCE (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Annuel	Annuel
GRTgaz Sud	25,00	90%
Lacq	43,48	75%
Biriatou	113,62	75%
Larrau	113,62	75%

b) Terme de capacité de sortie aux PIR :

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

PIR	TCST (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Annuel	Annuel
GRTgaz Sud	25,00	75%
Biriatou	442,88	75%
Larrau	442,88	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 89,32 €/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	14,85	33,42

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.

2. **Acheminement sur le réseau régional**

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

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 54,83 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
TIGF	54,83 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.

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%.

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

3. Livraison du gaz

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 2 289,68 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable aux 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)
TIGF	18,95

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 TIGF se voit attribuer les capacités de livraison correspondant à ses 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 de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	24,63

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

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.

Une évolution des coefficients A est possible au 1^{er} avril de chaque année via une délibération de la CRE sur proposition de TIGF pour sa zone d'équilibrage et pour chaque gestionnaire de réseaux de distribution présent sur cette zone.

4. Synthèse de la grille tarifaire de TIGF au 1^{er} avril 2014

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an
Entrées PIR Larrau, Biriadou	113,62
Sorties PIR Larrau, Biriadou	442,88
PITS Zone TIGF	
Entrée	14,85
Sortie	33,42
Interface GRTgaz Sud-TIGF	25,00
Sortie du Réseau Principal	89,32
Transport Réseau Régional	54,83
Livraison	
Clients industriels	18,95
PITD	24,63

5. Souscription de capacités trimestrielles

TIGF propose des produits trimestriels sur les points dont les capacités annuelles sont commercialisées aux enchères, conformément au code de réseau CAM.

Le prix de réserve lors des enchères des produits trimestriels est égal à :

- 1/3 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion n'est pas congestionnée ;
- 1/4 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion est congestionnée.

Un point sera considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits annuels, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

Pour des produits de durée inférieure à une année commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités trimestrielles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités nominales de soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par TIGF. Le prix applicable à des souscriptions trimestrielles de capacité aux PITS est égal à 1/3 du prix de la souscription annuelle correspondante.

6. Souscription de capacités mensuelles

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

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d'entrée et de sortie vers les PIR et à l'interface GRTgaz Sud – TIGF sont égaux à 1/8^{ème} du terme annuel correspondant.

Des capacités mensuelles interruptibles peuvent être commercialisées par TIGF aux points contractuels suivants :

- en entrée depuis les PIR Larrau et Biriadou ;
- en sortie vers les PIR Larrau et Biriadou ;
- à l'interface avec la zone GRTgaz Sud dans les deux sens.

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

- Au PITS :

Pour des produits de durée inférieure à un trimestre commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités mensuelles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités 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.

- 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	$0,5/12^{\text{ème}}$

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 peuvent être commercialisées par TIGF en entrée ou en sortie aux PIR Larrau et Biriadou et à l'interface avec GRTgaz Sud à un prix égal à $1/30^{\text{ème}}$ du prix de la souscription mensuelles interruptibles correspondantes en ces points.

- Au 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, trimestrielles et mensuelles 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 50% du terme tarifaire des capacités quotidiennes fermes correspondantes.

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

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 $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme 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 pourra commercialiser aux enchères les capacités quotidiennes restant disponibles après la fin de la période de commercialisation des capacités quotidiennes 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.

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.

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

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 9,39 €/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.

C. Evolution de la grille tarifaire de TIGF à compter du 1^{er} avril 2015

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 2015 selon les modalités ci-dessous :

1. Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2015 et 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 A « Trajectoire de revenu autorisé ».

2. Mise à jour des charges d'exploitation nettes

Pour les années 2015 et 2016, les charges d'exploitation (OPEX) nettes évoluent de la manière suivante, selon les règles prévues par l'ATRT5 :

- les OPEX nettes de l'année 2015 (respectivement 2016) sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2014 (respectivement 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 entière¹³. 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 2015 (respectivement 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 A « Trajectoire de revenu autorisé ») et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2015 (respectivement 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. Prise en compte du solde du CRCP

Pour les années 2015 et 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.

Conformément à la délibération de la CRE du 27 juin 2013¹⁴, les recettes liées aux ventes de capacité additionnelle et coûts générés par les rachats de capacité seront prises en compte à 50% au CRCP.

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 aval, couverts à 100%	110,5	120,3		
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	91,3	103,3		
Recettes liées aux ventes de capacité additionnelle et coûts générés par les rachats de capacité, couverts à 50%	0	0	0	0
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 charges lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80%	6,3	10	5,6	6
Revenus liés au contrat inter-opérateur, 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.

¹³ 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.

¹⁴ [Délibération de la CRE du 27 juin 2013 portant décision relative à la mise en œuvre de l'annexe I au règlement \(CE\) n° 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion](#)

4. Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Pour les années 2015 et 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. Redistribution des excédents de recettes d'enchères

Les excédents de recettes liés aux enchères de capacité sont égaux à la différence, en €/MWh/j, entre le prix issu des enchères et le prix de réserve, multipliée par la capacité vendue, en MWh/j.

Ces excédents intègrent également les éventuelles recettes liées au mécanisme de restitution prévu par la délibération du 27 juin 2013¹⁵. Les excédents liés à la restitution sont égaux à la différence, en €/MWh/j et si celle-ci est positive, entre le prix de revente par le GRT de la capacité restituée et le prix obtenu par l'expéditeur qui restitue lors de l'allocation initiale.

A compter du 1^{er} octobre 2014, les excédents perçus :

- à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud, seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone GRTgaz Sud, au prorata des volumes consommés en zone GRTgaz Sud pour la période considérée ;
- à la liaison Nord-Sud, dans le sens Sud vers Nord, seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone GRTgaz Nord, au prorata des volumes consommés en zone GRTgaz Nord pour la période considérée ;
- aux interconnexions en zone GRTgaz Nord seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone GRTgaz Nord, au prorata des volumes consommés en zone GRTgaz Nord pour la période considérée ;
- à l'interconnexion avec l'Espagne seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone TIGF, au prorata des volumes consommés en zone TIGF pour la période considérée.

Les excédents seront redistribués au minimum une fois par trimestre. Pour les points d'interconnexion transfrontaliers, les excédents de recettes entre GRTgaz et TIGF et les GRT adjacents sont répartis à égalité entre les GRT de part et d'autre de l'interconnexion.

Concernant les excédents de recette générés à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud, les volumes consommés au titre des capacités obtenues entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2018 par un site gazo-intensif ou par le mandataire d'un site gazo-intensif lors de la première phase de l'allocation des capacités ne sont pas éligibles à cette redistribution. Pour chaque expéditeur, les volumes exclus de la redistribution sont calculés en multipliant :

- le volume total consommé par ce site pour la période considérée ;
- par le quotient de la capacité obtenue en phase 1 par l'expéditeur pour le site concerné et de la capacité totale de livraison souscrite pour le site auprès de l'opérateur auquel il est raccordé (GRTgaz ou GRD). Dans le cas où le site est raccordé à un réseau de distribution, le GRD concerné transmettra à GRTgaz les volumes consommés par le site raccordé à son réseau.

Si le site gazo-intensif est raccordé en aval d'un autre site directement raccordé au réseau de GRTgaz ou d'un GRD, l'expéditeur ayant obtenu des capacités en phase 1 pour le site gazo-intensif fait l'objet d'une révision des volumes de gaz éligibles à la redistribution. Les volumes exclus de la redistribution sont calculés en multipliant :

- le volume total mesuré par GRTgaz au point de comptage du site directement raccordé au réseau ;
- par le quotient de la capacité obtenue en phase 1 par l'expéditeur pour le site gazo-intensif en aval du site raccordé et de la capacité totale de livraison souscrite pour le site directement raccordé au réseau. Dans le cas où le site gazo-intensif est en aval d'un site raccordé à un réseau de distribution, le GRD concerné transmettra à GRTgaz les volumes consommés par le site raccordé à son réseau.

¹⁵ [Délibération de la CRE du 27 juin 2013 portant décision relative à la mise en œuvre de l'annexe I au règlement \(CE\) n° 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion](#)

V. 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.

VI. Pénalités pour dépassement de capacité sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

A. Pénalités pour dépassement de capacité journalière

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.

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.

B. 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.

C. 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.

VII. 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.

VIII. 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 chaque mois 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.

La CRE peut décider au cours de la période tarifaire de l'ATRT5 d'évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience suffisant.

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

Enfin, pour tenir compte des évolutions des systèmes d'information des GRT, la CRE les autorise à neutraliser une journée par an pour le calcul des indicateurs, lors de la mise en service d'une version majeure d'une application concourant à la production desdits indicateurs. En contrepartie, les opérateurs sont tenus de communiquer aux acteurs de marché avec un préavis d'un mois la date indicative de mise en service, puis de confirmer une semaine avant la date effective de cette mise en service.

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

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 :	<ul style="list-style-type: none">- tous expéditeurs confondus- tous GRD confondus- par ZET
Suivi :	<ul style="list-style-type: none">- fréquence de calcul : mensuelle- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle- fréquence de publication : mensuelle- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	GRTgaz : <ul style="list-style-type: none">- objectif de base : 1 jour non conforme par mois- objectif cible : 0 jour non conforme par mois TIGF : <ul style="list-style-type: none">- objectif de base : 1 jour non conforme par mois- objectif cible : 0 jour non conforme par mois

Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : <ul style="list-style-type: none"> • 15 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 10 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme. - bonus : 12,5 k€ si l'objectif cible est atteint. - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 200 k€ par an et par zone d'équilibrage. <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : <ul style="list-style-type: none"> • 15 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 10 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme. - bonus : 12,5 k€ si l'objectif cible est atteint. - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 200 k€ par an.
Date de mise en œuvre des modifications apportées	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(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.

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

Calcul :	<p>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</p> <p>(une valeur suivie par GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous points de livraison industriels télé-relevés confondus - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 98% par mois - objectif cible : 99% par mois <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 97% par mois - objectif cible : 98% par mois

Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 2,5 k€ par dixième de pourcent en dessous de l'objectif de base - bonus : 5 k€ par dixième de pourcent au-dessus 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 plus ou moins 500 k€ par an. <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 1,25 k€ par dixième de pourcent en dessous de l'objectif de base - bonus : 2,5 k€ par dixième de pourcent au-dessus 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 plus ou moins 250 k€ par an.
Date de mise en œuvre des modifications apportées	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(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 la mesure provisoire de l'énergie du jour J transmise à J+1 est de mauvaise qualité. Une mesure provisoire est de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, avec la mesure définitive de l'énergie du jour J transmise le 20 du mois M+1 est strictement supérieur à 1% et à 100 kWh.

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

Calcul :	<p>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</p> <p>(une valeur suivie par GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - calcul sur une plage d'utilisation de 7h00-23h00, 7j/7 - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 99% par mois - objectif cible : 100% par mois
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalité : 1,5 k€ par dixième de pourcent en dessous de l'objectif de base - bonus : 7,5 k€ si l'objectif cible est atteint <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalité : 1 k€ par dixième de pourcent en dessous de l'objectif de base - bonus : 5 k€ si l'objectif cible est atteint
Date de mise en œuvre des modifications apportées	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

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

a) 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 :	<p>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</p> <p>(une valeur suivie par TIGF par plage horaire)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - 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 au pourcent
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - 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 :	<ul style="list-style-type: none"> - 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 plus ou moins 300 k€ par an.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(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 la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J est de mauvaise qualité. Une mesure transmise le jour J est de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, avec la mesure de la même tranche horaire du jour J transmise le jour J+1, est strictement supérieur à 3% et à 100 kWh.

b) 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 :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁴⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'informations de mauvaise qualité <p>(trois valeurs suivies par GRTgaz par plage horaire)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - calcul pour les plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous points de livraison industriels télérelevés confondus - arrondi au pourcent
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne, toutes tranches horaires confondues, des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 20 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 plus ou moins 600 k€ par an.
Date de mise en œuvre des modifications apportées	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(4) : Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J et la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J+1 est strictement inférieur à 1%. Si l'écart est compris entre 1% et 3% (respectivement strictement supérieur à 3%), la valeur est de bonne qualité (respectivement de mauvaise qualité). Si l'écart est inférieur à 100kWh, l'information est de très bonne qualité.

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

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁵⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'informations de mauvaise qualité <p>(un taux par zone d'équilibrage pour les valeurs publiées la veille et en cours de journée, soit quatre valeurs suivies par GRTgaz et deux valeurs suivies par TIGF)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - une valeur par ZET - arrondi à une décimale après la virgule

Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p>GRTgaz : Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 400 € par point de pourcentage d'information de mauvaise qualité - bonus : 100 € par point de pourcentage d'information de très bonne qualité - Plafond : le montant total mensuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 20 k€, par zone d'équilibrage et par indicateur. <p>TIGF : Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 400 € par point de pourcentage d'information de mauvaise qualité - bonus : 100 € par point de pourcentage d'information de très bonne qualité - Plafond : le montant total mensuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 10 k€, par zone d'équilibrage et par indicateur.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(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 15h ;
- 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.

6. Incitation à la mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud

Calcul :	Volume annuel cumulé de capacité journalière ferme supplémentaire commercialisé par GRTgaz à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - Volume cumulé de capacité journalière ferme commercialisé au-delà du niveau de 270 GWh/jour - Ce volume n'intègre pas d'éventuelles conversions de capacité interruptible en capacité ferme

Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : annuelle
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - aucune incitation pour les trois premiers TWh cumulés de capacité journalière ferme commercialisée - 0,20 € par MWh/jour supplémentaire commercialisé au-delà du seuil de 3 TWh.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} janvier 2014

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

1. 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 ⁽⁵⁾ 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 ⁽⁵⁾ 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. 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

3. 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

4. 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

IX. 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.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française*.

Fait à Paris, le 29 janvier 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Commissaire,

Olivier CHALLAN BELVAL