

Consultation publique relative à la mise à jour des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF au 1^{er} avril 2015

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de gestionnaires de réseaux de transport (GRT), 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 2012¹.

L'ATRT5 comprend des mécanismes de régulation incitative portant sur trois volets différents :

- une régulation incitative des investissements : le mécanisme a été défini dans la décision tarifaire citée précédemment et étendu au projet Gascogne-Midi dans la décision tarifaire du 30 octobre 2014² ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation des GRT évoluent chaque année à partir du niveau retenu pour 2013, selon l'inflation et un coefficient d'évolution annuel qui intègre un objectif de productivité portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période ATRT4. Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés 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. Les évolutions introduites lors de la précédente mise à jour tarifaire visaient notamment à améliorer la qualité de l'information des acteurs de marché par les GRT, dans l'optique de l'application, à compter du 1^{er} octobre 2015, du règlement relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage³.

L'ATRT5 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.

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

² [Délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative à l'évolution du tarif ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique à l'horizon 2018](#)

³ [Règlement \(UE\) n°312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz](#)

Les tarifs ATRT5 prévoit que la grille tarifaire des deux GRT évolue au 1^{er} avril de chaque année selon les principes suivants :

- prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
 - la trajectoire des charges de capital normatives 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 dans le cadre de la création du PEG commun sur les zones de GRTgaz Sud et de TIGF et de la mise en œuvre des codes de réseau européens.

La présente consultation publique a pour objet de recueillir l'avis des acteurs sur l'évolution des tarifs ATRT5 au 1^{er} avril 2015 concernant :

- la structure des tarifs ;
- la régulation incitative de la qualité de service des GRT.

La présente note de consultation présente également à titre informatif les demandes des GRT en termes de niveaux tarifaires.

La délibération qui suivra cette consultation sera soumise au conseil supérieur de l'énergie pour avis.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant dans la note de consultation au plus tard le 21 novembre 2014.

1. EVOLUTION DU REVENU AUTORISE 2015 : DEMANDE DES GRT	4
1.1. TRAJECTOIRES DES CHARGES DE CAPITAL.....	4
1.2. MISE A JOUR DU POSTE « ENERGIE ET QUOTAS DE CO ₂ ».....	4
1.2.1. GRTgaz.....	4
1.2.2. TIGF.....	5
1.3. TRAJECTOIRE DES CHARGES NETTES D'EXPLOITATION, HORS REVISION DES CHARGES D'ENERGIE	5
1.4. CALCUL DU CRCP	6
1.4.1. GRTgaz.....	6
1.4.2. TIGF.....	7
1.5. REVENU AUTORISE 2015 DES GRT.....	8
1.5.1. GRTgaz :.....	8
1.5.2. TIGF :.....	8
1.6. MISE A JOUR DES HYPOTHESES DE SOUSCRIPTION DE CAPACITE.....	9
1.6.1. GRTgaz.....	9
1.6.2. TIGF.....	9
1.7. EVOLUTION TARIFAIRE DEMANDEE PAR LES GRT.....	9
1.7.1. GRTgaz.....	9
1.7.2. TIGF.....	9
2. EVOLUTIONS DE LA STRUCTURE TARIFAIRE	10
2.1. CREATION DU POINT D'INTERFACE TRANSPORT TERMINAL METHANIER DUNKERQUE GNL.....	10
2.1.1. <i>Rappels concernant le terminal de Dunkerque et le point d'interconnexion réseaux Alveringem</i>	10
2.1.2. <i>Tarif des capacités d'injection sur le réseau de GRTgaz depuis le terminal de Dunkerque</i>	10
2.2. CREATION D'UN POINT D'INTERCONNEXION RESEAUX FRANCE BELGIQUE A ALVERINGEM	11
2.2.1. <i>Capacités vers la Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque et depuis le PEG Nord</i>	11
2.2.2. <i>Capacités dans le sens Belgique vers France</i>	11
2.3. EVOLUTION DES REGLES DE SOUSCRIPTION DE CAPACITE AUX PITTM DE FOS, MONTOIR ET DUNKERQUE	12
2.4. STRUCTURE DES TARIFS AUX PITS EN ZONES GRTGAZ ET TIGF.....	12
2.5. REDISTRIBUTION DES EXCEDENTS DE RECETTES D'ENCHERES.....	13
2.6. TARIFS DES CAPACITES INTRA-JOURNALIERES.....	15
2.7. DEMANDES SPECIFIQUES DE CERTAINES CATEGORIES DE CONSOMMATEURS.....	15
2.7.1. <i>Demandes spécifiques concernant les consommateurs gazo-intensifs</i>	15
2.7.2. <i>Extension du mécanisme de l'offre optionnelle d'acheminement interruptible à préavis court dans le sud de la France</i>	16
2.8. MISE A JOUR DU DISPOSITIF DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT.....	17
2.8.1. <i>Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain et qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée</i>	17
2.8.2. <i>Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain</i>	17
2.8.3. <i>Disponibilité des portails publics et expéditeurs</i>	18
2.8.4. <i>Disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud</i>	19
2.8.5. <i>Suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage</i>	19
3. SYNTHESE DES QUESTIONS	20

1. Evolution du revenu autorisé 2015 : demande des GRT

1.1. Trajectoires des charges de capital

La trajectoire des charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire de l'ATRT5. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Charges de capital normatives (M€) ⁴	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	893,6	973,8	1 044,8	1 142,0
TIGF	143,8	157,3	164,5	176,8

1.2. Mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ »

1.2.1. GRTgaz

GRTgaz estime que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 116,8 M€ en 2014, pour un niveau prévu⁵ dans le tarif ATRT5 à 104,1 M€. GRTgaz justifie cette hausse de 12 % par les mesures exceptionnelles, qui ont été mises en œuvre au cours de l'année, afin d'optimiser la disponibilité de la liaison Nord Sud, notamment l'évolution de la clé de répartition des flux entre Cruzy et Castillon.

Les flux Nord Sud très élevés ont entraîné une hausse de la consommation de gaz carburant et une plus forte sollicitation des électrocompresseurs sur l'axe Ouest du réseau de GRTgaz.

En 2015, GRTgaz demande un niveau de charge de 130,5 M€. Ce niveau représenterait une hausse de 6 % par rapport au niveau prévu pour 2015 dans le tarif ATRT5 et de 12 % par rapport au niveau prévu par GRTgaz pour 2014. GRTgaz explique cette demande d'une part par l'accroissement de taxes, et d'autre part par une nouvelle augmentation des flux Nord-Sud.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ »	2014			2015		
	Tarif	Prévision GRT	Variation	Tarif	Demande GRT	Variation
Besoins en gaz (GWh)	2847	3180	+333	3417	3189	-228
Gaz carburant	1882	2115	+233	2192	2089	-103
EBT	965	1065	+100	1225	1100	-125
Charges gaz (M€)	75,2	80,9	+5,7	94,0	80,7	-13,3
Besoins en électricité (GWh)	392	488	+96	293	597	+304
Charges électricité (M€)	26,7	34,2	+7,5	27,5	44,4	+16,9
Autres charges, dont TICGN (M€)	2,3	1,8	-0,6	0,0	5,4	+5,4
Quotas de CO ₂ (M€)	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	-1,4
Total charges d'énergie (M€)	104,1	116,8	+12,7	122,8	130,5	+7,7

⁴ Délibération du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

⁵ Délibération du 29 janvier 2014 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1er avril 2014.

1.2.2. TIGF

TIGF estime que le niveau de son poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 12,5 M€ en 2014. Ce poste serait ainsi en hausse de 25 % par rapport au niveau retenu par la mise à jour du tarif ATRT5, du fait principalement d'un écart de bilan technique (EBT) positif.

Pour 2015, TIGF demande 12 M€ au titre du poste énergie et quotas de CO₂ soit une légère baisse par rapport à sa prévision 2014. La différence importante avec le niveau retenu pour 2015 dans l'ATRT5 s'explique par une sous-estimation du gaz transitant vers l'Espagne et de l'EBT lors des travaux tarifaires du second semestre 2012.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (M€)	2014			2015		
	Tarif	Prévision GRT	Variation	Tarif	Demande GRT	Variation
Besoins en gaz (GWh)	289	391	+102	167	371	+204
Gaz carburant	289	259	-30	167	261	+94
EBT	0	132	+132	0	110	+110
Charges d'énergie Gaz (M€)	8,7	11,0	+2,3	4,7	10,6	+5,9
Besoins en électricité (GWh)	13	15	+2	10	15	+5
Charges électricité (M€)	1,3	1,4	+0,1	0,9	1,4	+0,6
Quotas de CO ₂ (M€)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total charges d'énergie (M€)	10,0	12,5	+2,5	5,6	12,0	+6,4

1.3. Trajectoire des charges nettes d'exploitation, hors révision des charges d'énergie

Pour l'année 2014, les charges nettes d'exploitation, hors révision des charges d'énergie, retenues dans la mise à jour du tarif, étaient de 761,7 M€ pour GRTgaz et 66,3 M€ pour TIGF.

Le tarif ATRT5 prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, les charges nettes d'exploitation de l'année 2015 sont calculées en appliquant aux charges nettes d'exploitation de l'année précédente un pourcentage de variation égal à IPC -1,45 % pour GRTgaz et IPC +2,45 % pour TIGF, « 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 2014 sur laquelle est fondé le projet de loi de finances (PLF) pour 2015 étant de +0,5 %, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2015, hors variation du prix de l'énergie, baissent de 0,95 % pour GRTgaz, soit -7,2 M€, et augmentent de 2,95 % pour TIGF, soit +2 M€, par rapport à celles retenues pour l'année 2014.

L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour 2014 prise en compte par la CRE pour la mise à jour des charges nettes d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée est couvert à 100 % par le CRCP.

Charges nettes d'exploitation, hors variation d'énergie (M€)	2013	2014	2015
GRTgaz	766,7	761,2	754,0
TIGF	64,2	66,2	68,2

1.4. Calcul du CRCP

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, le CRCP est apuré sur quatre ans. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, les montants pris en compte sont actualisés à l'équivalent du taux sans risque, soit 4,0 %.

1.4.1. GRTgaz

Lors des travaux de mise à jour tarifaire pour l'exercice 2014, le montant du CRCP estimé pour 2013 s'établissait à -18,4 M€, à restituer aux consommateurs, qui s'ajoutent au solde des CRCP des exercices précédents. L'apurement d'un quart du CRCP sur 2014 a conduit à reprendre 4,5 M€ à GRTgaz. Le stock restant à apurer est de **-12,4 M€**

Le montant du CRCP définitif pour l'année 2013 est supérieur de 9,2 M€ à l'estimation, à restituer à GRTgaz (soit **+9,6 M€** en euros 2014). Cet écart provient principalement de l'augmentation des mises en services d'actifs comparativement à l'estimation de fin 2013, entraînant une révision à la hausse du niveau des CCN de 8,5 M€. Les écarts sur les autres postes sont plus faibles et se compensent (+0,7 M€).

Dans la demande de GRTgaz, le montant estimé du CRCP pour l'année 2014, s'établit à **-56,8 M€**

En M€	Tarif 2014	Prévision GRT	Ecarts	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100 %	1203,0	1223,9	+20,9	-20,9
Revenus acheminement amont, couverts à 50 %	494,4	509,3	+14,9	-7,5
Charges de capital normatives couvertes à 100 %	973,8	934,0	-39,8	-39,8
Poste « Energie et quotas de CO ₂ » couvert à 80 %	104,1	116,8	+12,7	+10,1
Recettes de raccordement de CCCG couvertes à 100 %	3,3	2,3	-1,0	+1,0
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	33,6	33,2	-0,4	-0,4
Reversement liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	0,0	1,1	+1,1	+1,1
Ecarts des OPEX dus à l'inflation	761,7	761,2	-0,5	-0,5
				-56,8

En ajoutant l'écart sur le CRCP 2013 et le CRCP provisoire 2014, on obtient un montant global du CRCP de 59,6 M€ à restituer aux consommateurs.

En M€	Montant restant à régulariser	CRCP 2013 déf. à régulariser	CRCP 2014 prév.	CRCP global
Apurement estimé - Euros 2014	-12,4	+9,6	-56,8	-59,6

La prise en compte de ces éléments conduirait, à partir de 2015, à minorer le revenu autorisé de GRTgaz de 16,4 M€ pour les quatre prochaines années.

En M€	2015	2016	2017	2018
Annuité du CRCP – Euros courants	-16,4	-16,4	-16,4	-16,4

1.4.2. TIGF

Lors des travaux de mise à jour tarifaire pour l'exercice 2014, le montant estimé du CRCP pour l'exercice 2013 s'établissait à +4,2 M€, à restituer à TIGF, qui s'ajoutent au solde des CRCP des exercices précédents. L'apurement d'un quart du CRCP sur 2014 a conduit à restituer 0,7 M€ aux consommateurs. Le stock restant à apurer est de **-1,9 M€**

Le montant du CRCP définitif pour l'année 2013 est supérieur de +2,7 M€ à l'estimation, à restituer à TIGF (soit **+2,8 M€** en euros 2014).

Dans la demande de TIGF, le montant du CRCP pour l'année 2014 est estimé à **-3,2 M€** à fin octobre.

En M€	Tarif 2014	Prévision GRT	Ecart	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100 %	120,3	122,3	+2,0	-2,0
Revenus acheminement amont, couverts à 50 %	103,3	100,0	-3,3	+1,7
Charges de capital normatives couvertes à 100 %	157,3	151,9	-5,4	-5,4
Poste « Energie et quotas de CO ₂ » couvert à 80 %	10,0	12,5	+2,5	+2,0
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	33,8	33,2	-0,6	+0,6
Reversement liés au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service	0,0	0,1	+0,1	+0,1
Ecart des OPEX dus à l'inflation	66,3	66,3	0,0	0,0
				-3,2

En ajoutant l'écart sur le CRCP 2013 et le CRCP provisoire 2014, on obtient un montant global du CRCP de 2,3 M€ à restituer aux consommateurs.

En M€	Montant restant à régulariser	CRCP 2013 déf. à régulariser	CRCP 2014 prév.	CRCP global
Apurement estimé - Euros 2014	-1,9	+2,8	-3,2	-2,3

La prise en compte de ces éléments conduirait, à partir de 2015, à minorer le revenu autorisé de TIGF de 0,6 M€ pour les quatre prochaines années.

En M€	2015	2016	2017	2018
Annuité du CRCP – Euros courants	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6

1.5. Revenu autorisé 2015 des GRT

1.5.1. GRTgaz :

Revenu autorisé (M€)	2014	2015
Charges de capital	973,8	1 044,8
Charges d'exploitation nettes	761,7	754,0
Variation du poste énergie	-21,3	+7,7
CRCP	-4,5	-16,4
Revenu autorisé	1 709,8	1 790,0
Evolution revenu autorisé		+4,7%

1.5.2. TIGF :

Revenu autorisé (M€)	2014	2015
Charges de capital	157,3	164,5
Charges d'exploitation nettes	66,3	68,2
Variation du poste énergie	+4,7	+6,4
CRCP	-0,7	-0,6
Revenu autorisé	227,5	238,6
Evolution revenu autorisé		+4,9%

1.6. Mise à jour des hypothèses de souscription de capacité

1.6.1. GRTgaz

Les nouvelles hypothèses de souscription transmises par GRTgaz pour l'année 2015 sont en baisse moyenne d'environ 1,3 % par rapport aux souscriptions estimées lors de la dernière mise à jour tarifaire. La trajectoire d'évolution des hypothèses de souscription de l'ATRT5 prévoyait une hausse moyenne annuelle des souscriptions d'environ 1% de 2013 à 2016.

GRTgaz explique la baisse des souscriptions en 2015 par rapport aux hypothèses retenues pour l'établissement du tarif 2014, par une baisse des souscriptions sur le réseau aval (-3,2%). GRTgaz indique que cette baisse est due à :

- une baisse de 7,3 % des souscriptions des industriels raccordés au réseau de transport par optimisation des capacités souscrites par les expéditeurs, constatée pour l'essentiel sur l'année 2014. GRTgaz prévoit par ailleurs une légère hausse des consommations des industriels de 2013 à 2014 (+0.35%) ;
- une baisse de 0,9 % de la capacité à la pointe 2 % sur les PITD ;
- la mise sous cocon de 5 CCCG supplémentaires.

1.6.2. TIGF

La trajectoire d'évolution des hypothèses de souscription de l'ATRT5 prévoyait une hausse moyenne annuelle des souscriptions d'environ 2,5 % de 2013 à 2016. Les nouvelles hypothèses de souscription transmises par TIGF pour l'année 2015 sont en baisse moyenne d'environ 0,9 % par rapport aux souscriptions estimées lors de la dernière mise à jour tarifaire.

Cette baisse s'explique principalement par une baisse des souscriptions sur le réseau principal. TIGF prévoit que les capacités disponibles de la France vers l'Espagne ne seront intégralement pas souscrites en 2015.

1.7. Evolution tarifaire demandée par les GRT

Les premiers échanges entre les GRT et la CRE ont permis de réduire les demandes initiales des GRT en termes de hausse moyenne des tarifs.

La CRE poursuit ses travaux d'analyse des demandes des GRT.

Les hausses tarifaires présentées ci-dessous ne prennent pas en compte les modifications de la structure des tarifs de transport.

1.7.1. GRTgaz

En M€	Variation du revenu autorisé	Variation des souscriptions de capacité	Variation du tarif
2015	+4,7 %	-1,3%	+6,0%

L'application de la demande de GRTgaz conduirait à une hausse tarifaire au 1^{er} avril 2015 plus importante que celle prévue dans le tarif ATRT5 (+3,8 % par an en moyenne).

1.7.2. TIGF

En M€	Variation du revenu autorisé	Variation des souscriptions de capacité	Variation du tarif
2014	+4,9 %	-0.9%	+5,8%

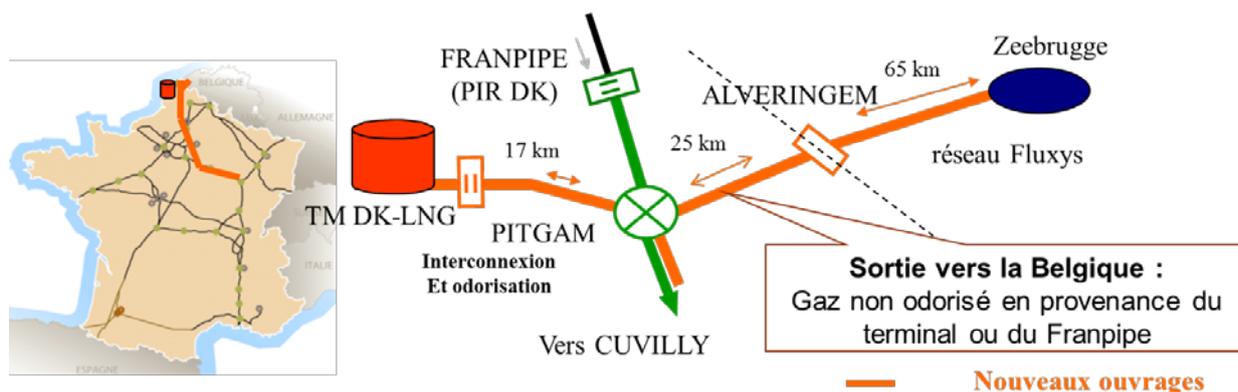
L'application de la demande de TIGF conduirait à une hausse tarifaire au 1^{er} avril 2015 plus importante que celle prévue dans le tarif ATRT5 (+3,6 % par an en moyenne).

2. Evolutions de la structure tarifaire

2.1. Création du point d'interface transport terminal méthanier Dunkerque GNL

2.1.1. Rappels concernant le terminal de Dunkerque et le point d'interconnexion réseaux Alveringem

La mise en service du terminal de Dunkerque est prévue pour la fin d'année 2015. Le gaz émis depuis le terminal vers la station de Pitgam pourra être directement acheminé en direction de la Belgique ou être odorisé et émis sur le réseau de GRTgaz en zone Nord.



Les travaux réalisés pour renforcer le réseau principal en aval de la station de Pitgam font partie du cœur de réseau de GRTgaz. Les ouvrages concernés seront utilisés pour l'évacuation du gaz émis depuis le terminal méthanier de Dunkerque, ainsi que pour l'augmentation des capacités d'entrée depuis la Belgique à Taisnières H et la création de capacités de sortie vers la Belgique à Alveringem (anciennement Veurne). En outre, l'arc de Dierrey, en aval de la station de Cuvilly, est indispensable à la fusion des zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz.

2.1.2. Tarif des capacités d'injection sur le réseau de GRTgaz depuis le terminal de Dunkerque

Le terminal de Dunkerque sera raccordé au réseau de GRTgaz via le PITTMM Dunkerque. Un tarif pour ce PITTMM doit donc être fixé dans la mise à jour du tarif ATRT5 de GRTgaz au 1^{er} avril 2015.

Le CRE a fixé dans sa délibération du 12 juillet 2011 les conditions de raccordement du terminal de Dunkerque au réseau de GRTgaz⁶. Un test économique a été établi pour valider le niveau tarifaire à appliquer au PITTMM Dunkerque en fonction des investissements de raccordement. La réalisation de ce test économique conduit la CRE à proposer le principe d'une péréquation tarifaire du PITTMM Dunkerque avec les autres PITTMM.

Sur la base de ce test économique, la CRE envisage d'appliquer au PITTMM Dunkerque un tarif annuel égal à celui appliqué aux autres PITTMM.

Question 1 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'appliquer un tarif identique aux PITTMM de Fos et de Montoir sur le PITTMM Dunkerque GNL ?

⁶ [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](#)

2.2. Création d'un point d'interconnexion réseaux France Belgique à Alveringem

2.2.1. Capacités vers la Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque et depuis le PEG Nord

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 avec la Belgique à compter de fin 2015.

Cette nouvelle interconnexion permettra d'offrir environ 270 GWh/j de capacités fermes de sortie de la France vers la Belgique. 4 GWh/j de capacité ferme France vers Belgique sont disponibles à la commercialisation pour les deux premières années suivant la mise en service du terminal puis 51 GWh/j par la suite. La CRE doit fixer le tarif pour ces capacités lors de l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2015.

Capacités du terminal méthanier de Dunkerque vers la Belgique

Les capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque seront facturées directement par Fluxys aux souscripteurs, le transport sur le réseau de GRTgaz faisant l'objet d'une prestation de service de GRTgaz à Fluxys.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011, la CRE a indiqué, au regard des coûts prévisionnels de développement de ces capacités, que le tarif facturé par GRTgaz à Fluxys pour le transport du terminal vers la Belgique serait de 45 €/MWh/j/an. La CRE a également prévu de revoir ce montant en fonction du niveau réel des investissements. A ce stade, l'évaluation des coûts à terminaison des projets ne justifie pas la modification du niveau prévisionnel de 45 €/MWh/j/an.

En conséquence, la CRE envisage de confirmer le prix prévu de 45 €/MWh/j/an pour la prestation de transport de gaz réalisée par GRTgaz au profit de Fluxys au titre des capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal de Dunkerque.

Capacités du PEG Nord vers la Belgique

Le tarif de la capacité rebours interruptible vers la Belgique au point Taisnières H est égal à 1/5^{ème} du tarif dans le sens Belgique vers France soit environ 22,8 €/MWh/j/an au 1^{er} avril 2015, conformément à la mise à jour du tarif au 1^{er} avril 2014 qui prévoit une évolution à l'inflation des tarifs en entrée en France.

L'ATRT 5 tarifie usuellement les capacités fermes au double des capacités interruptibles, ce qui conduirait pour la capacité ferme France vers Belgique à un tarif un peu plus élevé que 45 €/MWh/j/an.

La CRE envisage, comme elle l'avait annoncé à titre indicatif lors de l'*open season*, d'appliquer un tarif de 45 €/MWh/j/an aux capacités fermes PEG Nord vers Belgique via le point d'interconnexion Alveringem.

2.2.2. Capacités dans le sens Belgique vers France

Le code de réseau européen sur les allocations de capacités (CAM) incite à la mise en œuvre de points d'interconnexion virtuels entre pays frontaliers. Le code prévoit également la commercialisation de produits de rebours interruptibles à minima quotidiens sur les points unidirectionnels.

Les travaux préparatoires à la création d'un point virtuel d'interconnexion entre la France et la Belgique rassemblant les points Taisnières H et Alveringem ne sont pas achevés. Ce point virtuel ne sera donc pas mis en œuvre lors de 1^{er} avril 2015.

En cohérence avec le code de réseau et dans l'attente de la création du point virtuel d'interconnexion France – Belgique, la CRE propose d'introduire des capacités de rebours interruptibles quotidiennes au point Alveringem dans le sens Belgique vers France.

La CRE propose de commercialiser 4 GWh/j de capacités rebours interruptible quotidienne sur la plateforme de commercialisation PRISMA, sous réserve de faisabilité technique. La CRE envisage un tarif régulé pour ces capacités de rebours interruptible de 56,31 €/MWh/j/an, égal au prix des capacités interruptibles Belgique vers France à Taisnières H.

La commercialisation ayant lieu sur une base quotidienne, le prix de réserve de ces capacités serait égal au tarif indiqué, multiplié par le coefficient journalier de 1/240^{ème} en vigueur sur l'ensemble des points d'interconnexion non congestionnés.

Question 2 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant la tarification du point d'interconnexion d'Alveringem ?

2.3. Evolution des règles de souscription de capacité aux PITTM de Fos, Montoir et Dunkerque

Dans sa délibération du 29 janvier 2014 relative à la mise à jour des tarifs de transports (ATRT5), la CRE rappelle les modalités de souscription de la capacité aux PITTM de Fos et de Montoir, notamment pour les souscripteurs des services « bandeau » ou « spot » tels que définis dans les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers dit ATTM4. Ces deux services permettent de regazéifier du GNL et d'émettre sur le réseau de transport de gaz pendant 30 jours consécutifs à un niveau constant.

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 $1/30^{\text{ème}}$ de la capacité de regazéification souscrite auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers. Le prix applicable est égal à $1/12^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme.

Le terminal de Dunkerque LNG a obtenu une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire pour 20 ans à compter de la mise en service. De ce fait, il est libre de définir son offre commerciale, sous réserve de l'appliquer de manière non discriminatoire à tous ses utilisateurs et de la communiquer à la CRE.

La CRE propose de faire évoluer les règles de souscription de capacité aux PITTM, en introduisant un mécanisme plus souple, adapté à l'offre commerciale de Dunkerque LNG. Cette évolution, qui n'entraînerait aucun coût pour GRTgaz, s'appliquerait également aux terminaux méthaniers régulés, qui pourrait ainsi proposer des offres plus flexibles.

A compter du 1^{er} avril 2015, tout expéditeur pourrait réserver une capacité d'entrée constante aux PITTM sur un multiple de 10 jours consécutifs avec un tarif égal, par bloc de 10 jours, à $10/365^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme.

Aux produits « bandeau » ou « spot », actuellement définis dans l'ATTM4, aux terminaux méthaniers de Fos et Montoir correspondraient trois blocs de 10 jours consécutifs. Le prix des trois produits de 10 jours serait donc inchangé par rapport au système actuel. .

La CRE envisage également de demander à GRTgaz de travailler, pour octobre 2015, à la mise en œuvre d'une réservation plus flexible fondée sur N jours consécutifs avec un minimum de 10 jours. Le niveau de souscriptions serait constant sur l'ensemble de la durée du produit. Ce service serait facturé à $N/365^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme.

Les dépassements seraient facturés, comme aujourd'hui, à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme.

Question 3 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'introduire un mécanisme plus souple de souscription de capacités aux PITTM ?

2.4. Structure des tarifs aux PITS en zones GRTgaz et TIGF

Dans sa délibération du 13 décembre 2012 relative au tarif ATRT5, la CRE a décidé la création d'une zone de marché commune aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015. Dans cette zone, les expéditeurs pourront accéder aux stockages de Storengy et de TIGF. Dans ce cadre, la CRE a confié au cabinet Pöyry, une étude sur la tarification des capacités aux PITS, achevée en octobre 2013 et disponible sur le site de la CRE⁷.

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.

⁷ [Etude relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS](#)

La CRE a décidé, dans sa délibération du 29 janvier 2014 sur la mise à jour des tarifs ATRT5, de suivre les recommandations de l'étude et a retenu un coefficient multiplicateur de 1,33 au 1^{er} avril 2015 pour refléter la différence de service offert par les deux GRT.

L'étude Pöyry fait également apparaître que les tarifs aux PITS sur les réseaux des 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. Dans la délibération précitée, la CRE a décidé que les tarifs en entrée et en sortie du réseau de GRTgaz aux PITS évolueraient au 1^{er} avril 2015 vers une structure tarifaire conforme à celle des autres GRT européens.

La CRE envisage d'effectuer cette évolution à revenu constant en euros constants aux PITS pour GRTgaz, de façon à ce qu'elle soit neutre en termes de coût global d'accès aux stockages.

Un calcul préliminaire, sur la base des prévisions de souscriptions transmises par GRTgaz et TIGF, permet d'obtenir la grille tarifaire suivante :

Zone des PITS	TCES ⁸ (€/MWh/jour par an)	TCSS ⁹ (€/MWh/jour par an)
GRTgaz Nord	8,26	18,59
GRTgaz Sud	9,09	20,46
TIGF	12,12	27,28

Question 4 : Êtes-vous favorable à la méthode proposée par la CRE pour fixer les tarifs aux PITS de GRTgaz et de TIGF ?

2.5. Redistribution des excédents de recettes d'enchères

Dans sa délibération du 18 juin 2014¹⁰, la CRE a défini les modalités de redistribution des excédents d'enchères annuelles et trimestrielles à la liaison Nord-Sud et à l'interconnexion France / Espagne entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2015. La délibération prévoit une redistribution aux expéditeurs une fois par trimestre, par l'application d'un montant unitaire trimestriel aux volumes consommés dans les zones GRTgaz Sud et TIGF. Les consommations correspondant à des capacités acquises au tarif régulé par des consommateurs gazo-intensifs ou leurs mandataires sont exclues de la redistribution.

Les montants unitaires de redistribution au titre des enchères annuelles et trimestrielles pour la période d'octobre 2014 à septembre 2015 ont été publiés par GRTgaz et TIGF.

(€/MWh 0°C)	1 ^{er} oct 2014 - 31 déc 2014	1 ^{er} jan 2015 - 31 mars 2015	1 ^{er} avril 2015 - 30 juin 2015	1 ^{er} juillet 2015 - 30 sept 2015
Montants unitaires et zone de redistribution Nord/Sud	1,2877	1,2857	1,6591	1,9972
	GRTgaz Sud	GRTgaz Sud	GRTgaz Sud + TIGF	GRTgaz Sud + TIGF
Montants unitaires et zone de redistribution PIRINEOS	0,0068	0,0062	0,0013	0,0013
	TIGF	TIGF	GRTgaz Sud + TIGF	GRTgaz Sud + TIGF

⁸ Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir des stockages

⁹ Terme de capacité de sortie du réseau principal vers les stockages

¹⁰ [Délibération de la CRE du 18 juin 2014 portant décision sur les règles de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité de transport de gaz et sur leur application pour la période du 1er octobre 2014 au 30 septembre 2015](#)

Les points suivants doivent être décidés dans la cadre de la mise à jour tarifaire des tarifs de transport de gaz au 1^{er} avril 2015 :

- règles de redistribution des excédents de recettes d'enchères pour les capacités mensuelles et quotidiennes à compter du 1^{er} octobre 2014 ;
- règles concernant les écarts qui seront constatés entre les montants totaux redistribués et les excédents de recettes d'enchères perçus à compter du 1^{er} octobre 2014 ;
- règles de redistribution des excédents de recettes d'enchères pour les capacités annuelles et trimestrielles à compter du 1^{er} octobre 2015.

Proposition et analyse préliminaire de la CRE

En décidant ce mécanisme, la CRE a souhaité donner la plus grande transparence aux fournisseurs et aux consommateurs en prévoyant la publication a priori des montants unitaires redistribués chaque trimestre pour une période d'un an. Les fournisseurs peuvent ainsi proposer des offres aux consommateurs finals prenant en compte cette redistribution.

Pour les excédents de recettes d'enchères pour les capacités mensuelles et quotidiennes, les délais entre les enchères et l'utilisation de la capacité ne permettent pas de publier un montant unitaire de redistribution *a priori*.

De même, le montant réellement redistribué peut s'écarter positivement ou négativement, si les consommations effectives sont différentes de celles prévues, du montant réellement perçu par les GRT. Cet écart ne peut être traité *a priori*.

Deux méthodes sont envisageables :

- ajouter les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes et les écarts constatés entre redistribution et montant perçu par les GRT seraient aux montants à reverser sur l'année suivante, d'octobre N+1 à septembre N+2. Les montants unitaires trimestriels de redistribution sur octobre N – septembre N+1 sont donc définitifs dès juillet de l'année N.
- régulariser les recettes des enchères mensuelles et quotidiennes et les écarts de redistribution aux volumes éligibles à la redistribution sur la base des consommations de l'année en cours. Cela se traduirait par :
 - une modification a posteriori, sous forme de facture de régularisation après la fin du trimestre concerné, des montants unitaires de redistribution trimestriels pour prendre en compte les recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes ;
 - une modification a posteriori, sous forme de facture de régularisation après la fin du mois de septembre N+1, du montant unitaire annuel de redistribution pour prendre en compte les écarts constatés entre redistribution et montant perçu par les GRT.

La première méthode consiste à conserver une approche de transparence sur les redistributions en €/MWh et permet de publier des montants unitaires définitifs pour l'année dès le mois de juillet.

La seconde permet d'effectuer dès que possible les redistributions et les règlements des écarts à redistribuer, mais ne donne pas de visibilité aux acteurs de marché, particulièrement aux consommateurs.

A ce stade, la CRE est favorable à la première méthode qui permet à conserver une approche de transparence sur les redistributions en €/MWh.

Concernant les excédents de recettes des enchères de capacités rebours trimestrielles aux PIR Jura, la CRE envisage, à compter d'octobre 2015, d'appliquer les modalités de redistribution définies dans sa délibération du 18 juin 2014 pour les capacités Nord-Sud. Ces excédents seront redistribués une fois par trimestre aux expéditeurs livrant des clients finals en zones GRTgaz Sud et TIGF, au prorata des volumes consommés en zones GRTgaz Sud et TIGF.

Concernant les excédents de recettes d'enchères des capacités annuelles et trimestrielles à compter du 1^{er} octobre 2015, la CRE envisage de reconduire les modalités de redistribution définies dans sa délibération du 18 juin 2014.

Question 5 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE, qui consiste à ajouter les recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes et les écarts entre redistribution et montant perçu par les GRT aux montants à reverser sur l'année suivante ?

Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de reconduire, à partir du 1er octobre 2015, les modalités de redistribution pour les capacités annuelles et trimestrielles définies dans sa délibération du 18 juin 2014 et de les étendre au rebours au PIR Jura ?

2.6. Tarifs des capacités intra-journalières

Le Code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités (CAM) prévoit, sur les points d'interconnexion concernés par le code, de commercialiser en cours de journée gazière, lors d'enchères organisées toutes les heures, les capacités fermes restées invendues à l'issue des enchères précédentes. Lors de ces enchères intra-journalières, les capacités sont proposées pour le nombre d'heures restantes de la journée gazière.

La CRE envisage de fixer le tarif de ces capacités intra-journalières au niveau du tarif des capacités journalières rapporté au nombre d'heures restantes de la journée gazière, conformément à l'orientation cadre sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport¹¹.

Question 7 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE, de fixer le tarif de ces capacités intra-journalières au niveau du tarif des capacités journalières rapporté au nombre d'heures restantes de la journée gazière ?

2.7. Demandes spécifiques de certaines catégories de consommateurs

2.7.1. Demandes spécifiques concernant les consommateurs gazo-intensifs

Proposition de l'UNIDEN

Dans sa réponse à la consultation publique du 18 juillet 2014 relative à la mise en œuvre des mesures transitoires avant la création d'un PEG unique, l'UNIDEN a demandé la mise en œuvre de mesures en faveur des consommateurs gazo-intensifs.

L'UNIDEN a formulé des demandes de nature tarifaire pour les consommateurs gazo-intensifs :

- une réduction de 80% du tarif régulé de la capacité Nord-Sud ;
- une réduction de 80% du tarif d'acheminement aval, pour l'ensemble des sites en France.

L'UNIDEN a également formulé des demandes concernant les règles d'allocation des capacités à la liaison Nord-Sud :

- une allocation prioritaire aux consommateurs gazo-intensifs, à titre transitoire d'ici 2019, de toutes les capacités nouvelles dégagées, dont celles du service JTS et celles issues du changement de règle de répartition entre les points de Cruzy et Castillon ;
- un mécanisme de redistribution des excédents d'enchères plus favorables aux consommateurs gazo-intensifs.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE partage le constat que les prix du gaz élevés dans le sud pèsent sur la compétitivité des consommateurs industriels, notamment gazo-intensifs.

Elle a incité depuis 2009, à la mise en œuvre de mesures permettant d'améliorer le fonctionnement du marché dans le sud de la France, notamment en optimisant l'ensemble des infrastructures gazières. Parmi ces mesures figurent le couplage de marché, le service de JTS, l'affermissement de 40 GWh/j de capacité interruptible et l'affermissement de 20 GWh/j de capacité par le changement de règle de répartition des flux entre les points de Cruzy et Castillon. En outre, la CRE a décidé la création d'une place de marché unique

¹¹ [Framework Guidelines on Harmonised Gas Transmission Tariff Structures \(ACER\)](#)

en 2018 dans sa délibération du 7 mai 2014.

En application de la délibération du 17 octobre 2013, prise notamment sur le fondement de l'article L.461-1 du code de l'énergie, les consommateurs gazo-intensifs en zone GRTgaz Sud ou en zone TIGF, bénéficient de conditions particulières d'accès aux capacités de liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz. 40 GWh/j de capacité ferme et 23 GWh/j de capacité interruptible à la liaison Nord-Sud leur ont été alloués au tarif régulé pour les quatre années d'octobre 2014 à septembre 2018, ce qui représente plus de 50 % de leurs besoins.

Question 8 : Etes-vous favorable aux propositions de l'UNIDEN concernant les industriels gazo-intensifs ?

2.7.2. Extension du mécanisme de l'offre optionnelle d'acheminement interruptible à préavis court dans le sud de la France

Le tarif ATRT5 prévoit que l'offre optionnelle d'acheminement interruptible à préavis court peut être souscrite par l'expéditeur pour un point de livraison qui remplit les deux conditions suivantes :

- souscription annuelle de capacité journalière de livraison supérieure à 10 GWh/j ;
- situation du site de consommation à moins de 50 km à vol d'oiseau d'un point d'interconnexion entre le réseau de transport de GRTgaz et un terminal méthanier (PITTM) ou d'un des points d'interconnexion réseau (PIR) suivants : Dunkerque, Taisnières H, Obergailbach.

L'expéditeur souscrivant cette offre bénéficie d'une réduction tarifaire de 50 % sur les termes suivants :

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

Pour bénéficier de cette offre, le client consommateur du site concerné s'engage avant la signature du contrat de raccordement à y souscrire.

Une fois l'offre d'acheminement interruptible à préavis court souscrite, GRTgaz attribue à l'expéditeur des capacités interruptibles qui peuvent être interrompues selon un préavis court (2h minimum) sur le point de livraison consommateur concerné.

Certains expéditeurs de la zone Sud demandent à bénéficier de cette offre de manière dérogatoire et transitoire.

Analyse préliminaire de la CRE

Cette mesure ne pourrait être imaginée qu'à titre transitoire, avant la fusion des zones de marché Nord et Sud. Elle pourrait être souscrite par les sites situés en zone Sud qui en feraient la demande.

La possibilité de souscrire l'offre optionnelle d'acheminement interruptible à préavis court serait étendue en levant les contraintes :

- d'engagement de souscription avant la signature du contrat de raccordement ;
- de localisation à moins de 50 km à vol d'oiseau d'un des points d'interconnexion ou d'un PITTM.

En plus des conditions d'interruption prévues dans l'offre IAPC actuelle, les sites concernés seraient interrompus en cas d'interruption totale de la capacité interruptible Nord-Sud.

L'offre aurait une durée limitée de 4 ans.

La CRE considère que cette mesure présente les avantages suivants pour le bon fonctionnement du marché du gaz :

- rendre interruptible des capacités de livraison importantes en zone Sud ;
- éviter la résiliation d'importantes souscriptions de capacité qui contribuent pour une part significative à l'équilibre du tarif de GRTgaz.

Question 9 : Etes-vous favorable à une mesure visant à étendre l'offre IAPC aux expéditeurs du sud de la France réservant plus de 10 GWh/j en contrepartie d'une interruptibilité liée à la disponibilité de la liaison Nord-Sud ?

2.8. Mise à jour du dispositif de régulation incitative de la qualité de service des GRT

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT5 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs¹². Il convient donc d'adapter ce dispositif régulièrement pour prendre en compte les besoins des utilisateurs et l'évolution des performances des GRT. Dans ce cadre, à chaque mise à jour tarifaire, la CRE propose des évolutions des indicateurs et des incitations financières.

GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE des propositions d'évolution parmi lesquelles :

- ajout du suivi de la publication régulière de cinq informations clés sur les portails publics des GRT ;
- ajout du suivi de la ponctualité de la publication des avis de réalisation et d'équilibrage.

La CRE envisage de retenir certaines propositions des GRT, et souhaite également créer deux nouveaux indicateurs :

- l'un, non incité à ce stade, mesurant la qualité des interventions des GRT sur le marché au titre de l'équilibrage ;
- le second portant sur la disponibilité annuelle des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud.

Ces propositions ont été présentées lors d'une réunion de Concertation Gaz¹³.

2.8.1. Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain et qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée

A l'heure actuelle, la référence prise pour évaluer la qualité des mesures et des prévisions des clients raccordés au réseau de transport et transmises la veille ou en cours de journée est la valeur du lendemain (J+1). La référence prise pour évaluer la qualité des données des PTD est la mesure définitive établie en M+1.

La CRE propose d'harmoniser la référence utilisée pour calculer la qualité des données transmises par GRTgaz et TIGF. La valeur publiée en M+1 étant la plus fiable et celle faisant foi pour la facturation, elle servirait de référence pour calculer l'ensemble des indicateurs portant sur la qualité des mesures et des prévisions.

Question 10 : Etes-vous favorable à la modification de la référence (M+1 au lieu de J+1) servant au calcul des indicateurs portant sur les prévisions et les mesures des clients raccordés au réseau de transport, pour le périmètre de GRTgaz et TIGF ?

2.8.2. Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain

Actuellement, cet indicateur est calculé chaque mois comme le rapport entre le nombre de comptages conformes aux points de livraison télérelevés et le nombre total de comptages aux points de livraison télérelevés.

Un comptage est considéré comme conforme sur un mois donné s'il n'y a pas plus de 3 jours du mois pour lesquels l'écart, en valeur absolue, entre la mesure provisoire de l'énergie du jour J (transmise en J+1) et la mesure définitive (transmise le 20 du mois suivant M+1) est strictement supérieur à 1 %.

¹² [Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF - Rapport 2013](#)

¹³ http://www.concertationgaz.com/gt_equilibrage.aspx?id=6&idforum=11

Cet indicateur est incité financièrement par l'intermédiaire de deux objectifs. L'objectif de base est fixé à 98 % et l'objectif cible à 99 % de comptages conformes pour GRTgaz. Le bonus est de 5 k€ par dixième de pourcent au-dessus de l'objectif cible et les pénalités de 2,5 k€ par dixième de pourcent en-dessous de l'objectif de base. Le montant total annuel est limité à plus ou moins 500 k€ par an.

Cet indicateur ne fait donc pas la différence entre un point de livraison dont la télérelève serait mauvaise 4 jours dans le mois et 10 jours dans le mois.

Pour pallier ce problème, GRTgaz propose d'aligner la méthode sur celle de l'indicateur portant sur les mesures intra-journalières. Dans cette méthode, une information est dite de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure provisoire de l'énergie du jour J transmise en J+1 et la mesure définitive de l'énergie transmise en M+1 est strictement supérieur à 3%. Si l'écart est compris entre 1% et 3%, l'information est de bonne qualité et ne donne pas lieu à une incitation. Enfin si l'écart est inférieur à 1%, l'information est dite de très bonne qualité. L'incitation financière associée porterait sur le taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.

- pénalités : 5 k€ par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ;
- bonus : 100 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité.

La CRE est, à ce stade, favorable au principe de la proposition de GRTgaz. Les niveaux d'incitation proposés par GRTgaz sont en cours d'analyse.

Question 11 : Considérez-vous que la qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain est satisfaisante chez GRTgaz ? Chez TIGF ? Etes-vous favorable à la modification de l'indicateur correspondant proposée par GRTgaz ?

2.8.3. Disponibilité des portails publics et expéditeurs

Cet indicateur suit chaque mois, pour chaque GRT, le nombre d'heures de disponibilité du portail par rapport au nombre total d'heures d'ouverture prévues (soit 7h00-23h00, 7 j/7). Une seule valeur est suivie pour chaque GRT, calculée par la formule ci-dessous :

Nombre d'heures de disponibilité du portail du GRT durant le mois

Nombre total d'heures d'ouverture du portail du GRT prévues durant le mois

Cet indicateur est incité financièrement par l'intermédiaire de deux objectifs. L'objectif de base est fixé à 99% de disponibilité. L'objectif cible est fixé à 100% de disponibilité. Pour GRTgaz, les pénalités sont de 1,5 k€ par dixième de pourcent en-dessous (strictement) de l'objectif de base et les bonus de 7,5 k€ en cas d'atteinte de l'objectif cible. Pour TIGF, les pénalités sont de 1 k€ par dixième de pourcent en-dessous (strictement) de l'objectif de base et les bonus de 5 k€ en cas d'atteinte de l'objectif cible.

Le taux de disponibilité des portails étant largement satisfaisant, la CRE envisage de supprimer le bonus attribué aux GRT en cas d'atteinte de l'objectif cible, et de conserver le malus.

Par ailleurs, GRTgaz et TIGF proposent d'identifier les cinq informations les plus utiles sur SMART GRTgaz et Datagas et de créer un indicateur permettant de suivre leur qualité.

Enfin, les GRT proposent que soit créé un indicateur sur le respect des délais contractuels de publication des avis de réalisation et d'équilibrage. L'avis de réalisation concernant la journée J doit contractuellement être mis à disposition des clients avant 13h en J+1 ; ceux-ci étant tenus de nommer pour la journée gazière suivante avant 14h.

Question 12 : Souhaitez-vous qu'un indicateur permettant de suivre la mise à jour régulière des cinq informations les plus importantes publiées sur SMART GRTgaz et Datagas soit créé ? Si oui, quelles informations devraient être suivies ?

Question 13 : Souhaitez-vous qu'un indicateur permettant de suivre les délais de publication des avis de réalisation et d'équilibrage soit mis en place ?

2.8.4. Disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud

Depuis le 1^{er} janvier 2014, la mise à disposition du marché par GRTgaz de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud est incitée à hauteur de 0,20 €/MWh au-delà du seuil de 3 TWh, puis 0,4 €/MWh au-delà de 5 TWh. Cette incitation mensuelle porte sur le volume cumulé de capacité journalière ferme commercialisé au-delà du niveau de 270 GWh/j, à l'exception d'éventuelles conversions de capacité interruptible en capacité ferme. En 2014, ces volumes concernent le JTS et les capacités fermes supplémentaires dégagées par le changement de répartition des flux entre Cruzy et Castillon.

La CRE considère qu'il est également très important pour le bon fonctionnement du marché du gaz dans le sud du territoire de maximiser la disponibilité des capacités interruptibles.

La CRE envisage d'inciter financièrement GRTgaz à maximiser ce volume global, en remplaçant l'indicateur actuel portant sur la quantité de capacités fermes supplémentaires par un indicateur portant sur la quantité de capacités interruptibles et fermes mise à disposition du marché au-delà de la capacité ferme de 270 GWh/j. Cet indicateur serait calculé annuellement, pour tenir compte de la saisonnalité des maintenances.

- Au-delà de 45 TWh par an de capacités disponibles au-delà de 270 GWh/j à la liaison Nord-Sud, GRTgaz bénéficierait d'un bonus de 0,20 €/MWh/j. Ce bonus serait porté à 0,40 €/MWh/j au-delà de 48 TWh par an ;
- En dessous de 45 TWh par an de capacités disponibles au-delà de 270 GWh/j à la liaison Nord-Sud, GRTgaz serait pénalisé à hauteur de 0,20 €/MWh/j. Cette pénalité serait portée à 0,40 €/MWh/j en dessous de 42 TWh par an.

Sur les mois d'octobre 2013 à septembre 2014, la CRE a constaté que les capacités disponibles au-dessus de 270 GWh/j ont été de 44,8 TWh. Les niveaux ci-dessus permettraient donc d'inciter GRTgaz à améliorer ses performances.

Question 14 : Etes-vous favorable à la mise en place d'une incitation financière sur la disponibilité des capacités fermes et interruptibles à la liaison Nord-Sud ?

2.8.5. Suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage

Dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 13 octobre 2014 portant sur les règles d'équilibrage au 1^{er} avril et au 1^{er} octobre 2015¹⁴, GRTgaz a proposé d'intervenir sur les marchés en dehors des horaires actuels (8h30-18h00). La liquidité des marchés pendant ces nouvelles fenêtres d'intervention n'étant pas garantie, il existe un risque que les prix d'achats/ventes des GRT connaissent de fortes variations. Pour inciter les GRT à intervenir au meilleur moment en tenant compte de l'état de leur réseau et des prix constatés sur les marchés, la CRE propose de créer un indicateur mesurant l'écart entre le prix des interventions des GRT et le prix moyen constaté sur un PEG un jour donné :

- Si l'intervention des GRT reste significativement proche du prix moyen de marché constaté pour un jour donné au PEG correspondant, il dégage un bonus ;
- Si l'intervention des GRT s'écarte significativement du prix moyen de marché constaté pour un jour donné au PEG correspondant, il encourt une pénalité.

Dans un premier temps, cet indicateur ne serait pas incité financièrement, l'objectif étant d'observer les conditions d'intervention des GRT dans le système d'équilibrage cible.

Question 15 : Etes-vous favorable à la création d'un indicateur permettant de suivre la qualité des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage ?

Question 16 : Avez-vous d'autres remarques ?

¹⁴ [Consultation publique de la CRE du 13 octobre 2014 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz aux 1^{er} avril et 1^{er} octobre 2015](#)

3. Synthèse des questions

Question 1 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'appliquer un tarif identique aux PITTM de Fos et de Montoir sur le PITTM de Dunkerque ?

Question 2 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant la tarification du point d'interconnexion d'Alveringem ?

Question 3 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'introduire un mécanisme plus souple de souscription de capacités aux PITTM ?

Question 4 : Êtes-vous favorable à la méthode proposée par la CRE pour fixer les tarifs aux PITS de GRTgaz et de TIGF ?

Question 5 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, qui consiste à ajouter les recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes et les écarts entre redistribution et montant perçu par les GRT aux montants à reverser sur l'année suivante ?

Question 6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de reconduire, à partir du 1er octobre 2015, les modalités de redistribution pour les capacités annuelles et trimestrielles définies dans sa délibération du 18 juin 2014 et de les étendre au PIR Jura ?

Question 7 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE, de fixer le tarif de ces capacités intra-journalières au niveau du tarif des capacités journalières rapporté au nombre d'heures restantes de la journée gazière ?

Question 8 : Êtes-vous favorable aux propositions de l'UNIDEN concernant les industriels gazo-intensifs ?

Question 9 : Êtes-vous favorable à une mesure visant à étendre l'offre IAPC aux expéditeurs réservant plus de 10 GWh/j en contrepartie d'une interruptibilité liée à la disponibilité de la liaison Nord-Sud ?

Question 10 : Êtes-vous favorable à la modification de la référence (M+1 au lieu de J+1) servant au calcul des indicateurs portant sur les prévisions et les mesures des clients raccordés au réseau de transport, pour le périmètre de GRTgaz et TIGF ?

Question 11 : Considérez-vous que la qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain est satisfaisante chez GRTgaz ? Chez TIGF ? Êtes-vous favorable à la modification de l'indicateur correspondant proposée par GRTgaz ?

Question 12 : Souhaitez-vous qu'un indicateur permettant de suivre la mise à jour régulière des cinq informations les plus importantes publiées sur SMART GRTgaz et Datagas soit créé ? Si oui, quelles informations devraient être suivies ?

Question 13 : Souhaitez-vous qu'un indicateur permettant de suivre les délais de publication des avis de réalisation et d'équilibrage soit mis en place ?

Question 14 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une incitation financière sur la disponibilité des capacités fermes et interruptibles à la liaison Nord-Sud ?

Question 15 : Êtes-vous favorable à la création d'un indicateur permettant de suivre la qualité des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage ?

Question 16 : Avez-vous d'autres remarques ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 21 novembre 2014 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dirgaz.cp1@cre.fr ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme **confidentielle ou anonyme**. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.