

CONSULTATION PUBLIQUE

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour préciser la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. La CRE peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, dit « tarif ATRT5 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ 4 ans, en application de la délibération de la CRE du 13 décembre 2012¹.

Les travaux d'élaboration du tarif suivant, dit « tarif ATRT6 », ont commencé début 2016, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché, le cas échéant.

La CRE a ainsi soumis à consultation publique, dès février 2016, ses analyses préliminaires concernant :

- le calendrier des évolutions tarifaires, notamment en vue de la création de la zone de marché unique à l'horizon 2018 ;
- le cadre de régulation tarifaire, notamment pour les incitations à l'investissement, la qualité de service et la R&D ;
- l'évolution de la structure tarifaire, notamment pour prendre en compte la création de la zone de marché unique.

38 réponses ont été reçues dont certaines sont confidentielles. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE².

Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel GRTgaz et TIGF (les GRT) ont formulé chacun une demande tarifaire exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2017-2020 ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation. La présente consultation publique porte sur les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage de retenir pour le tarif ATRT6, ainsi que sur les orientations de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par GRTgaz et TIGF conduirait à une hausse du tarif unitaire moyen de +4,5 % en moyenne par an pour GRTgaz et +5,1 % en moyenne par an pour TIGF.

Pour enrichir son analyse, la CRE s'est appuyée sur des études de consultants externes, dont les conclusions sont publiées en même temps que la présente consultation publique. Ces études portent sur les sujets suivants :

- une étude de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe ;
- un audit des charges d'exploitation de GRTgaz et TIGF pour la période 2013-2021 ;
- une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel et une analyse critique de la demande de GRTgaz et TIGF.

A ce stade, la CRE envisage une hausse des tarifs moins importante que celle demandée par les GRT. Elle prévoit de :

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

² Consulter les réponses non confidentielles à la consultation publique de la CRE du 25 février 2016 [ici](#).

- ne retenir qu'une partie des hausses de charges nettes d'exploitation demandées par les GRT ;
- fixer un coût moyen pondéré du capital (CMPC) dans une fourchette de 4,75 % à 5,5 % réel avant impôt.

A titre d'illustration, si le CMPC était fixé à 5,25 %, l'évolution du tarif ATRT6 pourrait être comprise entre -0,3 % et +1,7 % en moyenne par an pour GRTgaz et entre -0,1 % et +1,2 % en moyenne par an pour TIGF.

GRTgaz a transmis à la CRE, fin juin 2016, une nouvelle version de son dossier tarifaire comportant une nouvelle trajectoire de revenu autorisé et une mise à jour des prévisions de souscriptions de capacités. Dans la présente consultation, la CRE ne présente pas ces ajustements, qui aboutissent à une baisse de l'évolution tarifaire moyenne de -0,1 % par an par rapport à la première version du dossier tarifaire de GRTgaz, soit une hausse moyenne de 4,4 % par an. TIGF a transmis une mise à jour de son dossier tarifaire le 30 mai 2016.

Concernant la structure tarifaire, la CRE propose de maintenir une structure semblable à celle de du tarif ATRT5 à l'exception des conséquences de la création d'une place de marché unique au 1^{er} novembre 2018. Par ailleurs, pour rééquilibrer les charges et recettes entre le réseau principal et le réseau régional, la CRE propose, après une baisse au 1^{er} avril 2017, de ne faire évoluer les termes du réseau principal que de l'inflation sur la période du tarif ATRT6.

La CRE envisage le calendrier suivant pour l'élaboration et l'entrée en vigueur du tarif ATRT6 :

- la présente consultation publique ouverte jusqu'à mi-septembre ;
- la délibération tarifaire de la CRE, après avis du Conseil Supérieur de l'Energie (CSE), fin 2016 ;
- une entrée en vigueur du tarif ATRT6 au 1^{er} avril 2017.

Les acteurs sont invités à adresser leurs réponses à la CRE au plus tard le 16 septembre 2016.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, en argumentant leurs positions, au plus tard le 16 septembre 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp7@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions non confidentielles seront publiées sur le site internet de la CRE.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez qu'elle 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.

SOMMAIRE

CONSULTATION PUBLIQUE	1
1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	5
1.1 IMPACTS DE LA LOI RELATIVE A LA TRANSITION ENERGETIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE (LTECV) SUR LE TARIF DE TRANSPORT DE GAZ.....	5
1.2 2017- 2021 : UNE PERIODE DE MUTATION POUR LES GRT.....	5
1.3 OBJECTIF DE LA PRESENTE CONSULTATION PUBLIQUE.....	6
2. BILAN DU TARIF ATRT5.....	6
3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE	7
3.1 CALENDRIER TARIFAIRE : FUSION DES ZONES ET VISIBILITE SUR LA TARIFICATION DES CAPACITES D'INTERCONNEXION.....	7
3.1.1 Calendrier de création de la place de marché unique	7
3.1.2 Dispositions du projet de code de réseau Tarif	7
3.2 REGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS.....	8
3.2.1 Incitation sur les projets de création de capacités aux interconnexions	8
3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts.....	9
3.3 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	10
3.3.1 Maintien du dispositif en vigueur.....	10
3.3.2 Simplification du dispositif de suivi de la qualité de service.....	11
3.3.3 Incitation financière de l'indicateur portant sur la disponibilité des 5 informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs, sur les portails publics des GRT (SMART GRTgaz et Datagas TIGF).....	13
3.3.4 Incitation à la disponibilité des capacités fermes.....	13
3.4 REGULATION INCITATIVE : EVOLUTION DE LA COUVERTURE AU CRCP DE CERTAINS POSTES	15
3.4.1 Postes couverts au CRCP à 100 %	16
3.4.2 Postes couverts au CRCP à 80 %.....	17
3.4.3 Postes non couverts au CRCP.....	18
3.5 CLAUSE DE RENDEZ-VOUS	18
4. NIVEAU TARIFAIRE	19
4.1 BILAN DE LA PERIODE ATRT5 : CHARGES D'EXPLOITATION	19
4.1.1 GRTgaz.....	19
4.1.2 TIGF.....	19
4.1.3 Synthèse.....	20
4.2 DEMANDE DE GRTGAZ.....	20
4.2.1 Charges d'exploitation prévisionnelles.....	20
4.2.2 Coût moyen pondéré du capital	22
4.2.3 Charges de capital normatives	22
4.2.4 Projet GRTgaz 2020.....	23
4.2.5 CRCP	24
4.2.6 Prise en compte du décalage tarifaire.....	24
4.2.7 Souscriptions prévisionnelles de capacités	25
4.2.8 Prise en compte du transfert des charges 3R	25
4.2.9 Evolution tarifaire.....	26
4.3 DEMANDE DE TIGF	27

4.3.1	Charges d'exploitation prévisionnelles.....	27
4.3.2	Coût moyen pondéré du capital.....	27
4.3.3	Charges de capital normatives.....	27
4.3.4	Recherche et innovation (R&I).....	28
4.3.5	CRCP et prise en compte du décalage tarifaire.....	28
4.3.6	Souscriptions prévisionnelles de capacités.....	29
4.3.7	Prise en compte du transfert des charges 3R.....	29
4.3.8	Evolution tarifaire.....	30
4.4	ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE.....	31
4.4.1	Coût moyen pondéré du capital : résultats de l'audit externe et analyses préliminaires de la CRE ...	31
4.4.2	Trajectoire des charges de capital.....	32
4.4.3	Trajectoire des charges d'exploitation : résultats de l'audit et analyses préliminaires de la CRE.....	32
4.4.4	Prise en compte du décalage tarifaire.....	36
4.4.5	Souscriptions prévisionnelles : peu d'évolutions à moyen terme.....	37
4.4.6	Synthèse : fourchettes d'évolutions tarifaires envisagées.....	39
5.	STRUCTURE TARIFAIRE.....	41
5.1	NIVEAUX RELATIFS DES TERMES TARIFAIRES.....	41
5.1.1	Péréquation des tarifs de GRTgaz et de TIGF.....	41
5.1.2	Rééquilibrage des coûts et des recettes entre les réseaux principal et régional des GRT.....	41
5.1.3	Conséquences de la suppression du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud sur la tarification du transit vers l'Espagne.....	42
5.1.4	Niveaux relatifs des termes tarifaires au regard de la distance.....	42
5.1.5	Introduction d'un reversement entre les opérateurs.....	43
5.1.6	Evolution de la tarification du réseau principal.....	44
5.1.7	Tarification des PITTM.....	44
5.1.8	Evolution de la tarification des PITS.....	45
5.1.9	Illustration.....	46
5.2	MODIFICATION DES NIVEAUX DE TARIF REGIONAL (NTR).....	47
5.2.1	Rappel de l'historique de formation des NTR.....	47
5.2.2	La nécessité de réviser le système actuel de NTR.....	47
5.2.3	Synthèse des réponses à la consultation publique.....	48
5.2.4	Orientation préliminaire de la CRE.....	49
5.2.5	Conclusion.....	50
5.3	EVOLUTIONS DES TARIFS DE TRANSPORT DE GAZ EN RAPPORT AVEC LA LTECV.....	51
5.3.1	Compensation des revenus des opérateurs de stockages souterrains.....	51
5.3.2	Contrats d'interruptibilité entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution et les consommateurs finals de gaz naturel.....	51
5.3.3	Le statut de gazo-intensif et la tarification 100 % à la capacité.....	52
5.3.4	La maîtrise de la pointe hivernale.....	53
5.4	AUTRES EVOLUTIONS DE L'OFFRE DES GRT.....	53
5.4.1	Modification de la répartition des coûts de raccordements grâce à l'introduction d'une « remise développement ».....	53
5.4.2	Evolution à l'étude de l'offre amont des GRT.....	54
5.4.3	Mise à jour du niveau de la redevance Fluxys à Alveringem.....	55

5.4.4	Demandes spécifiques de certains expéditeurs.....	55
5.4.5	Evolution de l'offre aux PITTM.....	56
6.	SYNTHESE DES QUESTIONS	57

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Impacts de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) sur le tarif de transport de gaz

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit un certain nombre de dispositions susceptibles d'avoir un impact sur le tarif de transport.

Elle introduit notamment :

- un objectif de réduction de la consommation d'énergies fossiles de 30 % en 2030, par rapport à la référence 2012 ;
- un objectif de 10 % de gaz dit « propre » dans la consommation nationale de gaz à l'horizon 2030 qui vise notamment le développement de la filière biométhane ;
- concernant l'accès des tiers aux stockages, la possibilité de légiférer par ordonnance « *afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier et, si nécessaire pour l'atteinte de cet objectif, de réguler les tarifs des capacités de stockage souterrain de gaz naturel* ». Le projet d'ordonnance prévoit la régulation des revenus des opérateurs de stockage et la commercialisation aux enchères des capacités ;
- la contractualisation de capacités interruptibles à préavis court : ces capacités pourront être interrompues par les GRT « *lorsque le fonctionnement normal des réseaux de transport de gaz naturel est menacé de manière grave et afin de sauvegarder l'alimentation des consommateurs protégés* » en échange d'une compensation financière (art. L. 431-6-2 du code de l'énergie) ;
- la prise en compte dans les tarifs de transport de « *la situation particulière des entreprises fortement consommatrices de gaz dont les sites présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique* » (art. L. 431-3 du code de l'énergie) ;
- la possibilité pour les tarifs de s'écarter de la « *stricte couverture des coûts de réseau* » dans un objectif de « *maîtrise des pointes gazières* » (art. L. 452-2-1 du code de l'énergie).

Les impacts de ces évolutions sur les tarifs de transport de gaz sont détaillés dans la suite du document de consultation publique.

La LTECV prévoit, par ailleurs, une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), fixée par décret, qui établit les priorités d'action des pouvoirs publics afin d'atteindre les objectifs fixés par la LTECV.

En ce qui concerne le gaz, le projet de décret relatif à la PPE, tel qu'il a été transmis au Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) début juillet 2016, prévoit notamment :

- un objectif de baisse de la consommation de gaz naturel de 16 % en 2023 par rapport à 2012 ;
- un objectif de 1,7 TWh de biométhane injecté dans les réseaux en 2018 et de 8 TWh en 2023 ;
- le soutien du bioGNV pour atteindre un objectif de 0,7 TWh consommés en 2018 et de 2 TWh en 2023, soit 20 % des consommations de GNV en 2023 ;
- la définition des infrastructures de stockage souterrain de gaz en France considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

1.2 2017- 2021 : une période de mutation pour les GRT

Les GRT ont investi environ 3 milliards d'euros ces dix dernières années, au niveau du cœur de réseau de transport français et des interconnexions. Le niveau de capacités d'interconnexion de la France avec ses pays adjacents permet aujourd'hui de remplir l'objectif d'intégration des marchés européens fixé dans le troisième paquet, comme le détaille le rapport de la CRE sur les interconnexions électriques et gazières en France¹.

GRTgaz et TIGF prennent en compte les ambitions de la LTECV et les perspectives de consommations en décroissance dans leurs demandes tarifaires respectives. GRTgaz lance notamment son projet d'entreprise GRTgaz 2020, qui intègre les nouvelles obligations réglementaires et régulateurs qui lui sont imposées sur la

¹ Les interconnexions électriques et gazières en France - Un outil au service de la construction d'un marché européen intégré - 15 juin 2016

période ATRT6, mais aussi ses nouvelles ambitions : soutien à la production de gaz d'origine renouvelable, développement des nouveaux usages du gaz et activités de recherche et développement. TIGF prévoit un programme de recherche et innovation articulé autour de huit thèmes, dont le biométhane, les smart grids, et l'intégrité des ouvrages.

La création d'une place de marché unique, résultat de la fusion de la zone TRS et de la zone Nord de GRTgaz, est le projet majeur de la période tarifaire ATRT6. Elle s'appuie principalement sur le doublement de l'artère de Bourgogne (GRTgaz) et le renforcement de Gascogne-Midi (TIGF), ainsi que l'adaptation des systèmes de compression, pour un budget cible fixé par la CRE à 823 M€.

Le fonctionnement du marché avec une zone unique nécessitera de faire évoluer les règles actuelles d'accès aux réseaux, visant à adapter l'offre des GRT, à aménager les échanges d'informations entre les GRT et à lever les limites opérationnelles qui pourraient apparaître selon les configurations des flux sur le réseau de GRTgaz. Les GRT ont donc lancé, le 2 juin 2016, un programme de travail commun, qui s'appuiera sur des études menées par les GRT, des simulations réalisées avec la participation des expéditeurs volontaires et des réunions de Concertation gaz pour informer les acteurs et débattre des évolutions proposées par les GRT. A l'issue de ce cycle de travail, la CRE prévoit de prendre une délibération au second semestre 2017, pour déterminer les modalités opérationnelles de la création de la place de marché unique.

Enfin, dans sa délibération du 25 mars 2015¹, la CRE a demandé à GRTgaz d'étudier des solutions alternatives au recours au Centre de Recherche et Innovation Gaz et Energies Nouvelles (CRIGEN) d'Engie, au plus tard en fin d'année 2017, dans la mesure où le recours systématique à l'entreprise verticalement intégrée pour réaliser ces prestations de recherche n'est pas conforme aux dispositions de l'article L.111-18 du code de l'énergie. GRTgaz a présenté à la CRE les alternatives étudiées pour désimbriquer ses activités de R&D de la maison-mère, et a réalisé une première estimation des coûts associés, intégrée dans sa demande tarifaire.

1.3 Objectif de la présente consultation publique

La présente consultation publique vise à interroger les acteurs de marché sur les sujets suivants :

- les demandes tarifaires des opérateurs concernant les niveaux des tarifs et notamment les charges spécifiques des projets d'entreprises pour préparer l'avenir de GRTgaz (GRTgaz 2020) et de TIGF ;
- le cadre de régulation incitative, notamment concernant les incitations à l'investissement et à la maîtrise des coûts ;
- la structure du tarif de transport, en particulier :
 - o les niveaux relatifs des termes tarifaires et leur évolution prévisible sur la durée du tarif ;
 - o les évolutions de l'offre des GRT.

2. BILAN DU TARIF ATRT5

Pour rappel, la consultation publique sur l'ATR6 du 25 février 2016 a présenté un bilan du cadre de régulation ATRT5 ainsi que des évolutions du marché et des tarifs de transport de gaz sur les 10 dernières années. Le retour d'expérience montre que le tarif ATRT5 a rempli les objectifs fixés lors de son élaboration :

- une bonne visibilité sur la trajectoire du tarif a été apportée à l'ensemble des acteurs du marché ;
- les GRT ont été protégés contre l'inflation et contre les risques liés aux investissements et à la réduction des souscriptions sur certains points du réseau ;
- GRTgaz et TIGF ont réalisé les investissements nécessaires à la fluidification du réseau, et ont initié les investissements requis pour la réalisation de la place de marché unique en France ;
- la qualité de service s'est améliorée au cours de la période.

En revanche, les tarifs de transport de gaz ont fortement augmenté depuis dix ans, sous l'effet de la croissance des investissements, notamment pour renforcer le cœur de réseau de façon à réduire le nombre de zones, et de la baisse de la consommation.

Ce bilan a porté sur les charges de capital et les investissements, le cadre de régulation général et le CRCP, ainsi que sur la qualité de service des GRT.

Un bilan détaillé des charges d'exploitation sur la période ATRT5 est présenté dans la partie 4 « Niveau tarifaire » de la présente consultation publique.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mars 2015 portant décision relative à l'approbation de contrats conclus entre GRTgaz et l'entreprise verticalement intégrée ou les sociétés contrôlées par celle-ci dans le cadre des obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie.

3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

3.1 Calendrier tarifaire : fusion des zones et visibilité sur la tarification des capacités d'interconnexion

3.1.1 Calendrier de création de la place de marché unique

La création de la place de marché unique au 1^{er} novembre 2018 se traduira par :

- l'entrée dans la base d'actifs régulés (BAR) des GRT, au 1^{er} janvier 2019, des charges de capital résultant de la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi ;
- un manque à gagner pour GRTgaz, lié à la disparition des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et des recettes associées au mécanisme de couplage de marché.

La CRE a présenté dans la consultation publique du 25 février 2016 son analyse préliminaire sur le calendrier d'évolution du tarif ATRT6 au moment de la création de la place de marché unique. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de la prise en compte, au moment de la création de la place de marché unique, de l'impact tarifaire lié à la disparition des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et au report du manque à gagner de GRTgaz. Certains acteurs se sont néanmoins déclarés favorables à une diminution progressive des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud, de manière à créer une période transitoire. D'autres ont souhaité une prise en compte de cet impact tarifaire au 1^{er} avril 2019, afin d'éviter un mouvement tarifaire spécifique intervenant en dehors du calendrier habituel d'évolution des tarifs.

A ce stade, la CRE maintient l'orientation qu'elle avait donnée dans le cadre de la première consultation publique. Elle est favorable à la prise en compte dans les tarifs, au 1^{er} novembre 2018, de la disparition des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et du report du manque à gagner de GRTgaz. Une diminution progressive des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud complexifierait le dispositif, car il serait nécessaire de recouvrer le manque à gagner de GRTgaz sur les autres termes tarifaires avant le 1^{er} novembre 2018. En outre, l'entrée dans la BAR des projets Val de Saône et Gascogne-Midi n'intervenant qu'au 1^{er} janvier 2019, la majeure partie des coûts liés à la création de la place de marché unique ne sera couverte par le tarif qu'à compter du 1^{er} avril 2019. Enfin, l'évolution des tarifs au 1^{er} novembre 2018 sera définie dans la délibération portant évolution annuelle des tarifs au 1^{er} avril 2018, de manière à donner une visibilité suffisante au marché.

Question 1 Etes-vous favorable au calendrier d'évolution tarifaire lors de la création de la place de marché unique, tel qu'envisagé par la CRE ?

3.1.2 Dispositions du projet de code de réseau Tarif

Le projet de code européen de réseau sur les tarifs de transport de gaz prévoit la publication, par les autorités de régulation nationales, des tarifs applicables pour les capacités commercialisées aux points d'interconnexion avant le début des enchères de capacités annuelles. En outre, la Commission européenne étudie une proposition d'amendement du code de réseau CAM¹, visant à faire débiter les enchères de capacités annuelles le premier lundi du mois de juillet plutôt que le premier lundi du mois de mars.

Dans sa première consultation publique, la CRE a proposé, dans la continuité des principes retenus pour le tarif ATRT5, de donner dès la délibération tarifaire ATRT6 de la visibilité aux acteurs de marché sur les évolutions annuelles des tarifs aux points d'interconnexion.

La majorité des contributeurs à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE, considérant qu'elle permet de répondre au besoin de visibilité des acteurs de marché sur les tarifs aux interconnexions, tout en évitant un décalage du calendrier tarifaire actuel, cohérent avec le calendrier des stockages. Certains contributeurs sont néanmoins en faveur d'un décalage du calendrier tarifaire d'octobre à octobre, afin qu'il y ait une cohérence avec le calendrier européen des enchères.

Dans la continuité des tarifs précédents, la CRE privilégie le maintien du calendrier tarifaire actuel, allant d'avril à avril, de manière à conserver la cohérence entre les calendriers transport, terminaux et stockage. Les modalités d'évolution des termes tarifaires aux points d'interconnexion réseau (PIR) seront définies pour toute la durée du tarif dans la délibération tarifaire ATRT6 de fin 2016.

¹ Règlement (UE) n°984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz

Question 2 Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel (d'avril à avril) et à la définition, dès la délibération ATRT6, des règles d'évolution des termes tarifaires aux PIR pour toute la durée du tarif ?

3.2 Régulation incitative des investissements

3.2.1 Incitation sur les projets de création de capacités aux interconnexions

Au cours des dix dernières années, GRTgaz et TIGF ont significativement développé leurs réseaux, par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour réduire le nombre de places de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz.

Par ailleurs, les pouvoirs publics ont fixé des objectifs de baisse de la consommation d'énergie fossile en France de 30 % à l'horizon 2030 dans le cadre de la LTECV.

Dans sa première consultation publique, la CRE indiquait envisager de ne pas reconduire la prime de 300 points de base, s'appliquant aux investissements permettant de créer de nouvelles capacités d'acheminement aux interconnexions ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage.

Une large majorité d'acteurs a répondu favorablement à cette proposition. Ils considèrent, comme la CRE, que les GRT ont suffisamment investi dans le développement des réseaux ces dix dernières années, alors que la demande est maintenant orientée à la baisse, et que le marché européen est dans une situation de surcapacité. Les GRT ont demandé le maintien d'une prime qui serait attribuable au cas par cas.

La CRE prévoit de maintenir son orientation de ne pas reconduire la prime de 300 points de base pour les nouveaux projets.

Toutefois, pour couvrir le cas où des projets d'interconnexion gazières se révéleraient utiles, la CRE envisage de mettre en place un mécanisme d'incitation pour les projets de créations de capacités d'interconnexion des GRT de gaz similaire à celui défini dans la délibération du 3 avril 2013¹ relative au tarif de transport d'électricité.

Le dispositif envisagé par la CRE se compose des éléments suivants :

- la prime de rémunération serait attribuée au cas par cas, avec un montant calculé en fonction des résultats d'une analyse coûts/bénéfices menée *ex ante* par la CRE (avant la délibération approuvant le projet) ;
- la prime pourrait être revue *ex post* en fonction du taux de souscription effectif de la capacité apportée par l'interconnexion pendant 10 ans ;
- les subventions obtenues n'entreraient pas dans la BAR, mais seraient intégrées dans le calcul de la prime.

Cette prime serait versée en une annuité via le mécanisme du CRCP, après la mise en service de l'ouvrage.

Un tel mécanisme permet d'accorder une prime aux projets qui démontreront *in fine* leur intérêt pour la collectivité.

Concernant le cas spécifique des Projets d'Intérêt Commun (PIC), la CRE, dans sa délibération du 1^{er} octobre 2014, portant communication sur les conditions d'application de mesures incitatives aux projets d'intérêt commun, a défini une méthodologie pour évaluer les risques portés par un promoteur de PIC susceptible de bénéficier de mesures incitatives complémentaires de celles prévues par le cadre tarifaire en vigueur. Cette délibération prévoit que « *l'opérateur devra pour cela démontrer l'existence du risque encouru, la persistance du risque malgré l'existence du cadre tarifaire en vigueur, son caractère exogène et difficilement maîtrisable, une amplitude de risque significative et supérieure à celle d'un projet comparable* ».

Question 3 Etes-vous favorable au nouveau mécanisme d'incitation à la création de capacités aux interconnexions envisagé par la CRE ? En particulier, êtes-vous favorable au mode de détermination de la prime *ex ante* sur la base d'une analyse coûts / bénéfices ? En particulier, êtes-vous favorable à une révision de la prime *ex post* sur la base du niveau effectif de souscription ?

¹ Délibération du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB

3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts

3.2.2.1 Incitation des coûts unitaires d'investissements

Dans la première consultation publique relative à l'ATRT6, la CRE a indiqué qu'elle envisageait d'introduire une régulation incitative des coûts unitaires des investissements, comme cela a été fait dans le tarif ATRD5 de GRDF. Ce mécanisme consiste à évaluer la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir d'un modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé.

En réponse à la première consultation publique, la totalité des consommateurs industriels et la grande majorité des expéditeurs se sont montrés favorables à la mise en place d'un tel mécanisme pour les ouvrages de transport de gaz. Certains acteurs, dont les GRT, ont toutefois considéré que les moyens déjà en vigueur dans le cadre actuel du suivi des investissements étaient suffisants.

GRTgaz et TIGF ne sont pas favorables à la mise en œuvre d'une régulation incitative des coûts unitaires. Ils estiment que le faible nombre d'ouvrages mis en service et leurs spécificités (diamètre de la canalisation, traitement des points sensibles, contraintes géographiques dans les territoires traversés...) ne permettent pas l'application de la méthode retenue pour la distribution. Dans le cadre des échanges avec la CRE, les GRT n'ont pas fourni d'éléments pour élaborer un modèle robuste de coûts unitaires des ouvrages de transport de gaz.

Compte tenu des difficultés d'une telle modélisation et de l'absence de proposition de la part des GRT, la CRE ne sera pas en mesure de mettre en œuvre une régulation incitative des coûts unitaires pour le tarif ATRT6, mais prévoit de continuer à y travailler à l'avenir. Elle demandera pour cela aux GRT de mettre en place un suivi approfondi des coûts unitaires de leurs investissements de façon à être en mesure de lui transmettre des propositions d'indicateurs de suivi des coûts unitaires en vue du prochain tarif.

En l'absence d'une incitation fondée sur les coûts unitaires, la CRE envisage néanmoins de renforcer l'incitation des GRT à la maîtrise des coûts d'investissements notamment des grands projets d'investissements et pour les investissements dits « hors réseaux ».

3.2.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets

Le cadre de régulation de l'ATRT5 prévoit la mise en œuvre d'une incitation pour tout projet, hors sécurité, dont le budget dépasse 50 M€ ou représente au moins 20 % du montant moyen annuel des investissements de la période ATRT5. Ce mécanisme n'a pas été utilisé durant la période ATRT5, en l'absence de projet concerné.

La CRE souhaite modifier les paramètres du dispositif pour la période ATRT6. Il s'appliquerait à tous les projets dont le budget est supérieur à 15 M€. Il reposerait sur les principes suivants :

- lors de l'approbation du budget de chaque projet concerné, la CRE auditera le budget présenté par le GRT, éventuellement indexé sur l'indice de prix de l'acier (*hot rolled coil*) ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucun bonus ni pénalité n'est attribué ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'un bonus correspondant à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 90 % du budget cible ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT se verra appliquer une pénalité correspondant à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

A ce stade, l'enveloppe des projets concernés pour GRTgaz devrait porter, selon le GRT, sur environ 600 M€ (7 projets) hors projets de développement des interconnexions. L'enveloppe des projets de TIGF est estimée à 42 M€ (deux projets) hors projets de développement des interconnexions.

En outre, la CRE envisage d'appliquer ce mécanisme à certains projets déjà décidés qui seraient mis en service pendant le tarif ATRT6, en se basant sur le budget retenu par l'opérateur lors de sa décision finale d'investissements.

Les projets pour lesquels une régulation incitative a déjà été définie conserveront le mécanisme d'origine.

Les bonus et malus seraient calculés lors de la mise en service des projets et intégrés au CRCP.

Enfin, la CRE envisage de réaliser un audit sur le mode d'élaboration par GRTgaz et TIGF du coût prévisionnel des projets, ainsi que sur le suivi du coût de réalisation de leurs ouvrages.

Question 4 Etes-vous favorable au renforcement du mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets tel qu'envisagé par la CRE ? Etes-vous favorable aux seuils et niveaux proposés par la CRE ?

Question 5 Pensez-vous opportun d'étendre ce mécanisme aux projets déjà décidés par les GRT ?

3.2.2.3 Incitation à la maîtrise des coûts des investissements « hors réseaux »

Conformément à l'une des recommandations formulées dans le cadre de l'étude commandée par la CRE sur le cadre de régulation incitative des opérateurs de réseaux¹ et en cohérence avec sa décision concernant le cadre tarifaire du tarif ATRD5 de GRDF, la CRE souhaite inciter les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre de dépenses « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information. En effet, ces postes de charges étant susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, il est nécessaire que les charges de capital et les charges d'exploitation relatives à ces postes fassent l'objet du même cadre de régulation incitative.

Le mécanisme envisagé consisterait à définir, pour la période tarifaire ATRT6, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seraient exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes qui pourraient être réalisés seraient donc conservés à 100 % par l'opérateur. Ainsi, pour ces postes de coûts, une régulation globale des charges de capital et d'exploitation serait mise en œuvre.

En incitant ces charges de capital au même titre que les charges d'exploitation, la CRE souhaite encourager l'opérateur à optimiser globalement l'ensemble de ses charges.

Toutefois, afin de préserver la capacité d'adaptation et d'innovation des GRT, la CRE envisage d'exclure du mécanisme de régulation incitative les charges de capital de certains projets de système d'information dont les charges de capital seraient dès lors portées au CRCP. Les projets concernés doivent avoir un coût élevé, et être particulièrement incertains quant à leurs budgets et/ou à leur réalisation effective.

L'enveloppe de dépenses d'investissements concernés par ce mécanisme représente pour GRTgaz et TIGF, respectivement 308 M€ et 65 M€ sur l'ensemble de la période ATRT6. GRTgaz demande par ailleurs que soient exclus plusieurs projets informatiques relevant notamment du projet GRTgaz 2020 dont le plus important porte sur la mise à disposition des données en temps réel (projet ESTER). TIGF demande que soient exclus plusieurs projets informatiques et télécoms, notamment la refonte de la chaîne commerciale.

En outre, la CRE envisage de mener une analyse *ex post* des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes.

Question 6 Avez-vous des remarques sur le cadre incitatif envisagé pour les investissements « hors réseaux » ?

3.3 Régulation incitative de la qualité de service

3.3.1 Maintien du dispositif en vigueur

3.3.1.1 Synthèse de la première consultation publique

Dans le cadre de la première consultation publique de février 2016 portant sur l'ATRT6, la CRE a dressé un bilan du dispositif de régulation incitative en vigueur depuis 2008. Elle a noté les progrès notables réalisés par les GRT entre 2009 et 2015, notamment dans le domaine des données de consommation, indispensables à l'équilibrage des expéditeurs. La CRE a en conséquence proposé de reconduire le dispositif en vigueur, tout en envisageant des adaptations à la marge, en particulier afin de rationaliser le nombre d'indicateurs suivis.

¹ Comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe

Dans leurs réponses, l'ensemble des participants sont favorables au maintien du dispositif en vigueur. Certains expéditeurs soulignent que le nombre d'indicateurs nuit à la lisibilité du dispositif, et qu'il conviendrait de ne maintenir que des indicateurs assortis d'incitations financières.

3.3.1.2 Orientation préliminaire de la CRE

La CRE confirme donc son orientation préliminaire, et envisage de maintenir le dispositif de régulation incitative de la qualité de service des GRT.

3.3.2 Simplification du dispositif de suivi de la qualité de service

3.3.2.1 Synthèse de la première consultation publique

Pour alléger le dispositif de suivi de la qualité de service, la CRE avait proposé de ne plus suivre les indicateurs suivants, non incités financièrement, et qu'elle ne juge plus adaptés aux besoins actuels des acteurs :

- **le suivi des délais de réalisation des raccordements**, soit le 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. En effet, le faible nombre de nouveaux raccordements observés au cours des cinq dernières années (moins de 3 par an, périmètre France), rend cet indicateur peu pertinent ;
- **la fiabilité des informations sur les portails clients, calculée en fonction du nombre de réclamations portant sur la fiabilité de l'information**. En effet, les GRT étant en contact direct avec leurs clients, ces derniers n'utilisent donc que rarement le canal des réclamations sur ce sujet ;
- **les délais de transmission aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD**, soit le nombre de jours par mois pour lesquels le GRT a transmis aux GRD le fichier relatif aux enlèvements provisoires journaliers aux PITD hors délai. La qualité des données aux PITD est d'ores et déjà incitée ; les envois hors délai sont suivis dans le cadre de l'ATRD5 : cet indicateur est donc redondant.

Tous les participants, sauf un, sont favorables à la suppression des trois indicateurs susmentionnés. Un expéditeur a indiqué sa crainte que la suppression du suivi du délai de transmission des allocations ne dégrade la qualité des mesures aux PITD. La CRE rappelle qu'un indicateur incité financièrement existe déjà et sera maintenu pour suivre la qualité des mesures aux PITD.

Par ailleurs, dans son rapport sur l'année 2014¹, la CRE constatait une détérioration de la qualité des données aux PITD publiée par GRTgaz en J+1. Elle observe néanmoins une amélioration sur les 5 premiers mois de l'année 2016 : le nombre de jours non conformes est passé de 11 en 2015 à 3 en 2016. De surcroît, le nouveau système de traitement des données de comptage de GRTgaz (projet ETR) sera déployé dans les prochains mois, ce qui devrait améliorer la qualité des données mais exige un temps d'observation avant de décider d'un éventuel renforcement de cet indicateur.

Pour TIGF le nombre de jours non conformes était de 8 en 2015 (dont 6 sur le mois de décembre). De même que pour GRTgaz, le nouveau système de comptage de TIGF (projet SIAM) livré fin 2017 devrait conduire à une amélioration des données.

Enfin, deux fournisseurs et deux GRT proposaient de supprimer l'indicateur portant sur la disponibilité du portail expéditeur des GRT (TRANS@ctions pour GRTgaz et Tetra pour TIGF).

3.3.2.2 Nouvelles propositions de suppression d'indicateurs

A la suite de la consultation publique, la CRE propose de supprimer six autres indicateurs, en plus des trois indicateurs dont la suppression avait été proposée lors de la première consultation publique :

- **Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT**. Le taux de disponibilité est proche des 100 %. La CRE propose par ailleurs de créer une incitation financière sur la disponibilité des informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT.
- **Incitation à la mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud**. Cet indicateur, mis en place au moment où la congestion Nord-Sud était la plus forte, n'est plus incité depuis 2015. GRTgaz a mis en œuvre des dispositifs d'optimisation de la disponibilité et d'amélioration des prévisions de travaux qui ont donné satisfaction aux expéditeurs. De surcroît, les spreads sont inférieurs à 2€ depuis un an, rendant cet indicateur accessoire, jusqu'à la fusion attendue en 2018.

¹ Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers - Rapport 2014, publié le 9 février 2015

- **Suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage.** Cet indicateur visait à éviter des prix aberrants grâce à une incitation financière. La CRE considère que les prix auxquels le GRT achète ou vend du gaz ne relèvent pas à proprement parler de la qualité du service rendu aux expéditeurs. De ce fait, la CRE souhaite que cet indicateur continue d'être suivi et présenté en Concertation Gaz, mais pas dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service. En tout état de cause, la CRE ne prévoit pas d'inciter cet indicateur. Des prix d'équilibrage supérieurs à ceux du marché *day-ahead* peuvent être justifiés lorsque le réseau est tendu. Ceux-ci constituent alors un signal prix pour que les expéditeurs se rééquilibrent.
- **Retour au stock en conduite de la veille (MWh à 25°C).** Cet indicateur, jumelé au précédent, avait pour objectif de ne pas décourager les GRT à intervenir, même à un prix supérieur à celui du marché, si le réseau l'exige. Comme pour le précédent, la CRE souhaite qu'il continue d'être suivi et présenté en Concertation gaz, mais considère qu'il ne relève pas de la qualité de service des GRT.
- **Respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord Sud publié en M-2 par GRTgaz.** Cet indicateur, mis en place au moment où la congestion Nord-Sud était la plus forte, a atteint ses objectifs. GRTgaz a considérablement amélioré ses processus, au point que le respect du programme de maintenance est meilleur à la liaison Nord-Sud que sur le reste du réseau. En outre, la CRE propose des évolutions du suivi des interruptions de capacités des GRT (cf. §3.3.4).
- **Délai moyen de traitement des demandes de réservations de capacité :** ces demandes sont aujourd'hui entièrement automatisées via les plateformes PRISMA, TRANS@ctions et DATAGAS, et encadrées par le code de réseau CAM.

Question 7 Etes-vous favorable à la suppression des 9 indicateurs de qualité de service proposée par la CRE ?

En outre, la CRE souhaite harmoniser pour GRTgaz et TIGF le mode de calcul de l'indicateur portant sur **la 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 l'heure actuelle, cet indicateur est suivi au moyen de deux indicateurs différents :

- celui de TIGF correspond au nombre de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télé-relevés conformes¹ sur le mois rapporté au nombre total de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télé-relevés sur le mois (une valeur suivie par TIGF par plage horaire) ;
- celui de GRTgaz suit les taux d'information de très bonne qualité, de bonne qualité, de mauvaise qualité. Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie du jour J transmise en cours de journée et la mesure définitive du jour J transmise en M+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).

La CRE envisage de ne retenir qu'une seule définition de l'indicateur, correspondante aux taux d'information de très bonne, bonne et mauvaise qualité, sur la base de seuils de 1 % et 3 %, pour TIGF comme pour GRTgaz.

L'incitation financière porterait donc sur la moyenne, toutes tranches horaires confondues, des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité :

- pénalités : 10 k€ pour TIGF et 20 k€ pour GRTgaz par pourcent d'information de mauvaise qualité ;
- bonus : 500 € pour TIGF et 1 k€ pour GRTgaz par pourcent d'information de très bonne qualité ;
- le plafond annuel resterait limité à 300 k€ pour TIGF et 600 k€ pour GRTgaz.

Question 8 Etes-vous favorable à l'évolution, pour TIGF, du calcul de l'indicateur portant sur la qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée, afin de l'harmoniser avec celui de GRTgaz ?

¹ 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 définitive de la même tranche horaire du jour J transmise en M+1, est strictement supérieur à 3 % et à 100 kWh.

3.3.3 Incitation financière de l'indicateur portant sur la disponibilité des 5 informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs, sur les portails publics des GRT (SMART GRTgaz et Datagas TIGF)

3.3.3.1 Synthèse de la première consultation publique

Pour traduire l'évolution des données nécessaires au bon fonctionnement du marché, la CRE envisageait d'introduire une nouvelle incitation financière pour un indicateur créé en 2014 au titre de l'équilibrage, soit la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs.

La majorité des répondants est favorable à l'incitation de l'indicateur portant sur la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs. Un GRT demande que la disponibilité ne soit suivie que de 6h à 23h.

3.3.3.2 Orientation préliminaire de la CRE

La CRE confirme son intention d'inciter financièrement l'indicateur portant sur la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs.

Depuis la mise en œuvre de cet indicateur, le taux moyen de disponibilité des informations est de 94,8 % pour GRTgaz et de 88,3 % pour TIGF.

Elle envisage les modalités suivantes pour le calcul des pénalités et des bonus en fonction de la moyenne du taux de disponibilité cumulé des informations considérées :

- lorsque le taux moyen de disponibilité de l'ensemble des informations considérées sur un mois est supérieur à 99 %, le bonus est de 40 k€ par mois pour GRTgaz et 20 k€ pour TIGF ;
- lorsque le taux moyen de disponibilité sur un mois est inférieur à 95 %, le malus est de 40 k€ par mois pour GRTgaz et 20 k€ pour TIGF ;
- si le taux moyen de disponibilité est compris entre les deux seuils, l'indicateur est neutre ;
- le plafond annuel par point serait de +/-400 k€ pour GRTgaz et +/-200 k€ pour TIGF ;

la CRE envisage de suivre l'indicateur entre 6h et 3h, et de laisser la plage 3h-6h à la disposition des GRT afin qu'ils puissent effectuer des maintenances sur leurs systèmes d'information.

Question 9 Etes-vous favorable à l'incitation financière de la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs sur les portails publics des GRT ?

3.3.4 Incitation à la disponibilité des capacités fermes

3.3.4.1 Synthèse de la première consultation publique

Lors des travaux sur leurs réseaux, les GRT interrompent les capacités interruptibles, puis au besoin les capacités fermes.

Depuis le 1^{er} avril 2012, les GRT publient le taux de disponibilité des capacités fermes, par mois, de façon agrégée pour chaque type de points (PIR, PITTM, PITS).

Dans le rapport 2014 portant sur la qualité de service des GRD et des GRT¹, la CRE avait dressé un constat critique des performances de GRTgaz dans ce domaine. A l'occasion de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2016, la possibilité d'inciter financièrement la disponibilité des capacités fermes et le respect des programmes de maintenance a été étudiée, mais n'avait pas été retenue.

Interrogés lors de la consultation publique de février 2016, les participants sont partagés quant à l'incitation financière des capacités fermes :

- Les expéditeurs sont majoritairement favorables à l'incitation financière de la disponibilité des capacités fermes. Un expéditeur considère que « *la France est le seul pays d'Europe de l'ouest avec des capacités fermes qui sont régulièrement interrompues* ». De même, deux autres expéditeurs estiment qu'« *il relève des missions des GRT d'assurer une disponibilité des capacités fermes la plus élevée possible pour tous* ».

¹ Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers - Rapport 2014, publié le 9 février 2015

les points des réseaux de GRTgaz et de TIGF. Les expéditeurs qui ont souscrit de la capacité paient le tarif associé pour pouvoir utiliser cette capacité quand ils le souhaitent. Quand tel n'est pas le cas, plutôt que de pénaliser les GRT, il pourrait être envisagé de dédommager les expéditeurs. »

- Les GRT ainsi que deux syndicats ont manifesté leur opposition, notamment pour des raisons de sécurité : selon eux, en étant incités financièrement à maximiser les capacités disponibles, les GRT pourraient être mis en position de prendre des risques sur la sécurité opérationnelle du réseau :
 - la FNME-CGT a indiqué : « Nous ne sommes pas favorable à l'accentuation de la priorité à la conduite en défaveur de l'exploitation, ce qui peut avoir un impact sur la sécurité et l'activité des équipes. » ;
 - « GRTgaz n'est pas favorable à ce qu'une incitation financière porte sur le programme de maintenance : une telle incitation risque de remettre en cause les maintenances pour mettre en sécurité les biens et les personnes ; l'évolution de l'indicateur dépend avant tout de facteurs que GRTgaz ne maîtrise pas : évolution de la réglementation, impact majeur sur le résultat d'une année de grands projets (par exemple le raccordement du Terminal de Dunkerque et du point ALVERINGEM ont fortement réduit en 2015 le PIR Dunkerque) » ;
 - « TIGF souhaite alerter la CRE sur le fait qu'il ne dispose pas de l'ensemble des leviers nécessaires pour gérer la disponibilité de ses propres capacités. En effet [...] certaines maintenances réalisées sur le réseau de GRTgaz impactent directement la disponibilité des capacités sur le réseau de TIGF. »

3.3.4.2 GRTgaz va mettre en place des actions afin d'améliorer la disponibilité des capacités fermes

GRTgaz a présenté, le 2 juin 2016, en Concertation Gaz, les initiatives lancées par le groupe de travail interne mis en place en 2016. Ces initiatives portent sur 4 domaines principaux :

- **Optimiser l'organisation des travaux**

GRTgaz étudie la possibilité de définir les travaux les plus susceptibles d'être ajournés à la dernière minute. Pour ce type de travaux, les indisponibilités pourraient être limitées au moyen de swaps inter-opérateurs. Ces swaps n'étant pas fermes, en cas de non-disponibilité du swap, l'opération de travaux serait alors ajournée.

GRTgaz envisage également des aménagements d'horaires pour raccourcir les durées d'indisponibilité des capacités. Ceci exigerait, dans certains chantiers, d'intervenir le week-end ou sur des plages horaires plus amples. Le surcoût potentiel doit encore être évalué par les GRT, et présenté en Concertation gaz.

GRTgaz travaille à la standardisation des travaux par type d'opération, afin de mieux en analyser les durées.

Enfin, GRTgaz a mené un projet d'optimisation des campagnes d'inspection par piston instrumenté. Ces campagnes, imposées par les DREAL tous les 10 ans, touchent à leur fin pour une grande partie du réseau, ce qui devrait mécaniquement permettre une diminution des interruptions pour maintenance pour les 5 prochaines années.

- **Innover dans les aspects techniques pour réduire les durées d'intervention**

GRTgaz étudie l'opportunité d'utiliser des pistons à vitesse auto régulée. Alors que les pistons actuels exigent un débit diminué, les pistons auto-régulés sont à même de maintenir leur vitesse en dépit de la pression du tuyau, minimisant la gêne pour l'acheminement du gaz pendant le passage du piston.

A l'issue de l'étude comparative des techniques de travaux utilisées par les autres GRT européens, notamment TIGF, GRTgaz a identifié la possibilité de mettre en œuvre des réparations provisoires dans certains cas. Ces techniques de réparation permettent de réduire les durées d'intervention.

GRTgaz travaille également à la revue du mode opératoire de caractérisation des défauts avant réparation. L'objectif est de mieux évaluer la durée d'intervention avant de commencer les travaux. De même, GRTgaz souhaite progresser dans sa prise en compte des retours d'expérience afin d'adapter les campagnes de travaux.

- **Améliorer la fiabilité des prévisions publiées**

Conformément à la demande de la CRE, GRTgaz et TIGF publient depuis le 1^{er} avril 2015 le niveau de capacité probable, non engageant, en plus de leurs prévisions engageantes.

De surcroît, l'ensemble des initiatives susmentionnées devraient permettre à GRTgaz d'affiner ses prévisions d'indisponibilité, en identifiant au plus juste la durée probable d'intervention.

- **Adapter l'offre commerciale pour maximiser la capacité disponible**

GRTgaz propose de mettre en œuvre une offre dite « Optiflow », qui repose sur la création de super-points en période de travaux, dès avril 2017. Les super-points consistent à publier la restriction globale de capacité sur plusieurs points, laissant aux expéditeurs le choix de nommer sur chacun des points, au lieu d'appliquer la

restriction sur chaque point au prorata. Ce dispositif n'est possible que si la restriction porte sur le cœur réseau et affecte plusieurs PIR ou PITTM. Le calcul des capacités disponibles aux super-points serait réalisé à l'échelle du portefeuille de chacun des clients, afin que ceux-ci puissent évaluer la contrainte et choisir la part de capacité qu'ils souhaitent affecter à chacun des points regroupés dans le super-point. Ce calcul serait actualisé à chaque cycle de nomination, ce qui permettrait aux expéditeurs d'utiliser la capacité restante au super-point, grâce au mécanisme d'UBI (*use it or buy it*).

GRTgaz propose, à ce stade, de mettre en place 4 super-points, en fonction des impacts travaux :

- PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG + PIR Taisnières H + PIR Alveringem
- PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG
- PIR Taisnières H + Obergailbach
- PIR Taisnières H + Obergailbach - Oltingue

Cette offre « Optiflow » pourrait dans un second temps être étendue aux stockages.

Enfin, GRTgaz évalue l'intérêt de relâcher les capacités antérieurement annoncées comme indisponibles, même à la dernière minute. A l'heure actuelle, les capacités ne peuvent pas être relâchées au-delà de 15h en J-1. Ainsi, même lorsque le GRT est en fait en mesure d'offrir au marché davantage de capacité, celle-ci sont retenues. GRTgaz a proposé en Concertation gaz de supprimer la notion d'heure limite au relâchement, ou bien de la fixer plus tard, par exemple à 16h en J.

3.3.4.3 Orientation préliminaire de la CRE

La CRE ne partage pas la position de certains acteurs, dont GRTgaz et TIGF, selon laquelle inciter les GRT à maximiser la capacité disponible présenterait un risque pour la sécurité du réseau. Il revient en premier lieu et avant toute chose aux GRT d'assurer la sécurité physique des biens et des personnes dans l'exploitation du réseau. Dans ce cadre, rien n'empêche les GRT de chercher à améliorer la disponibilité des capacités fermes sur leurs réseaux, y compris en période de travaux. Au regard du comparatif européen présenté par GRTgaz en Concertation gaz, la CRE est convaincue de la marge d'amélioration dont dispose GRTgaz pour atteindre cet objectif.

La CRE accueille favorablement les initiatives lancées par GRTgaz. Les actions détaillées ci-dessus doivent être analysées à la lumière des bénéfices pour le marché en termes de disponibilité des capacités fermes. La CRE souhaite ainsi que GRTgaz présente en Concertation gaz avant la fin de l'année un bilan des actions qui seront retenues et mises en œuvre dès le 1^{er} avril 2017. En particulier, la CRE considère à ce stade qu'affiner les prévisions d'indisponibilité et mettre en œuvre des super-points travaux sont des actions pertinentes, en préparation de la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz. Ces initiatives, présentées en Concertation gaz, ont suscité des réactions positives de la part des acteurs présents, qui souhaitent que ces progrès soient mis en œuvre au plus vite.

La CRE souhaite s'assurer par la présente consultation publique que les améliorations présentées par GRTgaz sont jugées suffisantes par une majorité d'acteurs de marché. Si tel est bien le cas, la CRE envisage, à ce stade, de ne pas inciter financièrement la disponibilité des capacités fermes. Néanmoins, si les améliorations attendues à partir d'avril 2017 n'étaient pas constatées, la CRE pourrait inciter financièrement l'indicateur de disponibilité des capacités fermes en cours de période ATRT6.

Par ailleurs, le suivi de la disponibilité des capacités fermes opérée depuis 2012 est insuffisamment détaillé. Aussi la CRE maintient sa proposition présentée lors de la précédente consultation publique, de demander aux GRT de détailler le taux de disponibilité des capacités fermes et des capacités souscrites point par point, et non plus de manière agrégée par type de points.

Enfin, la CRE écarte l'opportunité, évoquée lors de la même consultation publique, de remplacer l'indicateur historique par un calcul des journées d'indisponibilité. En effet, en plus de présenter l'avantage de la continuité, l'indicateur actuel reflète mieux la réalité de la gêne pour les expéditeurs.

Question 10 Etes-vous favorable au suivi détaillé par point, pour les PIR et les PITS, de l'indicateur de disponibilité des capacités fermes, sans qu'il soit incité financièrement ?

3.4 Régulation incitative : évolution de la couverture au CRCP de certains postes

Le cadre de régulation en vigueur pour le tarif ATRT5 comporte un mécanisme de CRCP (compte de régularisation des charges et des produits) permettant la couverture, a posteriori et pour certains postes définis, de tout ou partie des écarts entre coûts et recettes prévisionnels et réalisés.

Le solde du CRCP, actualisé au taux sans risque de 4,0 % par an nominal avant impôt, est apuré sur une durée de 4 ans, par augmentation ou diminution du revenu autorisé des GRT.

La CRE souhaite reconduire ce mécanisme pour le tarif ATRT6, en faisant évoluer à la marge les postes couverts et les taux de couverture associés, de manière à prendre en compte certaines évolutions de contexte par rapport à la période ATRT5. Ces propositions de modifications sont décrites ci-après.

3.4.1 Postes couverts au CRCP à 100 %

Les postes couverts à 100 % au CRCP sont ceux sur lesquels les GRT n'ont aucune maîtrise.

Les postes de charges et de revenus qui sont couverts au CRCP à 100 % sont les suivants :

- les revenus liés à l'acheminement sur le réseau aval de transport ;
- les revenus perçus en entrée et en sortie aux stockages ;
- les recettes liées à la vente de capacités à la liaison Nord-Sud, via le couplage de marché, jusqu'à la création de la zone unique ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et des turbines à combustion (TAC) ;
- les charges de capital supportées par les GRT, dans la limite des dispositifs de régulation incitative décrits au « 2.2 Régulation incitative des investissements » de la présente consultation ;
- les charges, pour GRTgaz, et les recettes, pour TIGF, liées à l'accord entre les deux opérateurs permettant l'utilisation par GRTgaz du réseau de TIGF ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte pour la mise à jour annuelle des charges d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée ;
- les charges consécutives à la fourniture d'une prestation de flexibilité pour le réseau alimenté en gaz B.

La CRE n'envisage pas de modifications pour ces postes.

GRTgaz et TIGF ont par ailleurs demandé la couverture à 100 % au CRCP des écarts de coûts et de recettes pour de nouveaux postes, dont les principaux sont décrits ci-après :

- les charges liées à la fourniture par GRTgaz d'une prestation de conversion de gaz H en gaz B. Afin de permettre le développement de la concurrence en zone B, GRTgaz assure un service de conversion de gaz H en gaz B accessible à tous les fournisseurs qui disposent de gaz H dans le nord de la France. Pour proposer cette prestation, GRTgaz a recours à un contrat d'échange de gaz H en gaz B souscrit auprès d'ENGIE (qui dispose d'un contrat d'approvisionnement à long terme en gaz B), ainsi qu'à des outils physiques de conversion (notamment convertisseur de pointe H vers B de Loon-plage). L'utilisation du service de conversion dépend fortement du rythme d'ouverture des marchés en zone B, sur lequel l'opérateur n'a aucune influence. Compte tenu de cet élément, la CRE est favorable à une couverture à 100 % au CRCP des charges résultant de l'évolution des volumes de conversion ;
- les recettes liées à la fourniture par GRTgaz de la prestation de conversion de gaz H en gaz B :
 - GRTgaz fournit un service de conversion « de base » accessible aux expéditeurs dans la limite de leurs besoins pour alimenter des consommateurs finals en gaz B. Ce service n'est pas facturé aux expéditeurs ;
 - GRTgaz commercialise en outre un service de conversion « de pointe » de gaz H en gaz B accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H dans le nord de la France. Les recettes de souscriptions associées à ce service sont aujourd'hui couvertes au CRCP à 50 %. En cohérence avec sa demande de couverture à 100 % des charges liées à la fourniture du service de conversion H-B, GRTgaz demande la couverture à 100 % au CRCP des recettes de souscriptions de la prestation de conversion H-B. La CRE est favorable, à ce stade, à cette proposition ;
- les charges liées à la désimbrication des activités de R&D de GRTgaz d'avec la maison-mère : GRTgaz a réalisé une première estimation des coûts associés à la désimbrication, intégrée dans sa demande tarifaire. GRTgaz souligne que ce chiffrage est préliminaire et non exhaustif ; il pourrait évoluer significativement en fonction des travaux menés avec Engie sur le sujet. Compte tenu des incertitudes sur le montant final de la désimbrication, la CRE est favorable, à ce stade, à la couverture au CRCP des coûts de réalisation du projet de désimbrication, ainsi qu'aux coûts de désoptimisation qui pourront résulter du transfert partiel des activités du CRIGEN. Elle demandera néanmoins à GRTgaz de lui soumettre un budget prévisionnel de désimbrication détaillé, revu à la suite des travaux menés avec ENGIE ;

- les charges liées à la conversion de la zone B au gaz H dans le cadre de la fin des importations de gaz B des Pays-Bas. Une prévision précise des coûts associés à la conversion de la zone B ne pourra être réalisée qu'une fois le cadre réglementaire spécifique à ce projet finalisé : le décret du 23 mars 2016 relatif à ce projet prévoit notamment l'élaboration conjointe, par les gestionnaires de réseaux de gaz et l'opérateur de stockage souterrain de gaz naturel, d'un projet de plan de conversion de la zone B¹. Compte tenu de ces incertitudes, la CRE est favorable à la couverture des coûts associés au CRCP, en cohérence avec la décision de prendre en compte au CRCP, dans le tarif ATRD5 de GRDF, les coûts qui devront être supportés par le GRD au titre de la conversion ;
- les produits annexes liés aux grands projets d'infrastructures, qui nécessitent par exemple des déplacements d'ouvrages. La CRE est favorable à la couverture à 100 % au CRCP de ces recettes, qui sont difficilement maîtrisables par les GRT. La CRE constate en effet une forte volatilité sur ce poste de recettes en ATRT5, qui a représenté pour GRTgaz 8 M€ en 2013, 23 M€ en 2014 et 9 M€ en 2015. Ces recettes ont été supérieures de 28 M€ à la prévision réalisée par GRTgaz lors des travaux d'élaboration du tarif ATRT5. Cet écart s'explique par les décisions de réalisation de grands projets d'infrastructures ferroviaires et autoroutiers, sur lesquels GRTgaz n'a aucune influence. Pour la période ATRT6, GRTgaz anticipe des recettes de l'ordre de 18 M€, liées principalement aux projets Magéo et Canal Seine Nord.

Par ailleurs, la CRE envisage la couverture à 100 % au CRCP des charges suivantes liées à la sécurité du réseau :

- les charges liées aux contrats de sécurité conclus avec les opérateurs adjacents (opérateurs de stockage et de terminaux), dans la mesure où ceux-ci sont ou seront prochainement régulés. La CRE veillera à un traitement symétrique de ces contrats (couverture à 100 % au CRCP des recettes afférentes) dans le cadre des prochains tarifs d'accès aux terminaux et des premiers tarifs d'accès aux stockages ;
- les coûts éventuels liés à la rémunération, par les GRT, des consommateurs raccordés aux réseaux de transport qui ont signé un contrat d'interruptibilité dans le cadre du dispositif décrit au 5.3.2.2 de la présente consultation.

Question 11 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant les postes couverts au CRCP à 100 % ?

3.4.2 Postes couverts au CRCP à 80 %

Les postes dont le taux de couverture au CRCP est fixé à 80 % sont ceux pour lesquels les GRT disposent d'une marge de manœuvre pour améliorer leurs performances. La conservation par les GRT de 20 % des écarts entre charges ou recettes prévisionnelles et réalisées vise à les inciter à augmenter les recettes ou diminuer les charges associées au poste considéré.

Les charges d'énergie (gaz et électricité) sont aujourd'hui couvertes à 80 % par le CRCP, de manière à inciter les opérateurs à optimiser leurs stratégies d'achat d'énergie et à réaliser des efforts de maîtrise de leurs consommations : énergie motrice et écarts de bilan technique (EBT)². Pour le tarif ATRT6, TIGF demande à la CRE de revoir à la hausse ce niveau de couverture, en le fixant à 100 %. La CRE est défavorable à la prise en compte de la demande de TIGF. Elle considère en effet que les GRT ont une marge d'optimisation de leurs achats d'énergie et de leurs consommations d'énergie. Elle n'envisage pas de modifier le taux de couverture au CRCP des charges d'énergie, pour lequel les prévisions font l'objet d'une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année.

La CRE envisage par ailleurs de faire évoluer le taux de couverture au CRCP des recettes de souscriptions amont, aujourd'hui fixé à 50 %. La CRE a consulté, le 25 février 2016, sur l'éventuelle suppression de la régulation incitative à la commercialisation de capacités amont, considérant que l'entrée en application obligatoire du code de réseau CAM au 1^{er} novembre 2015 et la commercialisation de l'ensemble des capacités aux points d'interconnexion aux enchères sur la plateforme PRISMA, ainsi que l'arrêt de la commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud dans le cadre de la création d'une place de marché unique, restreignent fortement la marge de manœuvre des GRT sur ce poste. Les contributeurs à la consultation publique se sont majoritairement exprimés en faveur du maintien d'une incitation au dynamisme commercial des GRT. La CRE envisage en conséquence de retenir un taux de couverture au CRCP de 80 % pour ce poste, de manière à encourager les GRT à proposer des offres commerciales permettant de maximiser la vente de capacités sur le réseau amont, tout en tenant compte de la réduction des marges de manœuvre des GRT.

¹ Décret n°2016-348 du 23 mars 2016 relatif au projet de conversion du réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique dans les départements du Nord, du Pas-de-Calais, de la Somme, de l'Oise et de l'Aisne.

² L'écart de bilan technique (EBT) reflète la différence, due principalement aux erreurs de comptage, entre les quantités de gaz mesurées en entrée du réseau et celles mesurées en sortie du réseau.

Question 12 Etes-vous favorable aux modalités d'évolution envisagées par la CRE pour les postes couverts au CRCP à 80 % ?

3.4.3 Postes non couverts au CRCP

La CRE envisage, à ce stade, de ne pas couvrir par le mécanisme du CRCP les postes suivants :

- dépenses d'investissements « hors réseaux » : ces dépenses font l'objet d'une régulation incitative spécifique (voir 3.2.2.3. de la présente consultation). La CRE propose de ne pas couvrir ces dépenses par le CRCP et de laisser les GRT conserver les gains ou pertes par rapport à la trajectoire tarifaire ;
- dépenses de recherche & développement : ces dépenses seront soumises à une régulation incitative propre, dans laquelle la part de l'enveloppe tarifaire prévue qui n'aurait pas été utilisée par les GRT sera restituée aux utilisateurs des réseaux via le CRCP. Le dispositif correspondant a été décrit par la CRE dans la consultation publique du 25 février 2016 ;
- dépenses liées aux plans d'action visant à la levée des congestions résiduelles à l'issue de la création de la place de marché unique : GRTgaz et TIGF travaillent à la mise en œuvre de dispositifs pour remédier aux éventuelles congestions qui subsisteraient à la fusion des zones et les échanges en Concertation Gaz se poursuivront postérieurement à la délibération tarifaire ATRT6. GRTgaz souhaite la création d'un compte de neutralité financière extra-tarifaire à recouvrement rapide, calqué sur le compte de neutralité d'équilibrage, pour couvrir les coûts engendrés par les mécanismes en question. A ce stade, la CRE considère que ce point doit être traité en Concertation Gaz et ne souhaite pas couvrir ce poste par le CRCP avant cette phase de réflexion avec les acteurs du marché, à l'issue de laquelle elle décidera du traitement des charges correspondantes ;
- charges liées au plan de limitation de l'impact du programme de maintenance sur les capacités offertes aux expéditeurs, dont GRTgaz demande la couverture à 100 % : la CRE n'est pas favorable, à ce stade, à la couverture de ce poste au CRCP, et considère qu'il doit être intégré dans la productivité globale de l'opérateur, au même titre que les autres charges d'exploitation.

Question 13 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE pour les postes non couverts au CRCP ?

3.5 Clause de rendez-vous

Comme indiqué dans la consultation publique du 25 février 2016, la CRE prévoit, pour l'ATR6, de maintenir une clause de rendez-vous activable selon les mêmes modalités que pour le tarif ATR5.

4. NIVEAU TARIFAIRE

4.1 Bilan de la période ATRT5 : charges d'exploitation

4.1.1 GRTgaz

Sur la période ATRT5, les charges nettes d'exploitation¹ supportées par GRTgaz ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif :

En M€ courants	2013 Réalisé	2014 Réalisé	2015 Réalisé
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATRT 5	767	740	746
Charges nettes d'exploitation réalisées**	701	697	722
Ecarts	-65	-43	-24
- dont écart lié aux postes inclus au CRCP	-23	-0,2	6
- dont écart lié aux postes hors CRCP	-42	-43	-30

* Estimation fournie par GRTgaz

** La trajectoire réalisée intègre le produit du CICE

Au cours de la période 2013-2015, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRT5 et la trajectoire réalisée s'élève à 133 M€, soit -5,9 % par rapport aux charges prévisionnelles.

L'écart lié à des postes au CRCP (charges d'énergie, recettes de raccordement CCCG et contrat de prestation avec TIGF) représente 18 M€ sur le total de 133 M€. L'écart correspondant aux charges d'exploitation non incluses au CRCP (conservé par GRTgaz) s'élève donc à 115 M€ sur 2013-2015.

Les principaux écarts, hors postes au CRCP, s'expliquent notamment par :

- des charges de personnel supportées par GRTgaz inférieures aux prévisions tarifaires du fait, d'une part, des effets de l'adaptation de l'entreprise visant à anticiper la fin des grands projets d'investissement (effet « volume »), et, d'autre part, des évolutions constatées des charges de statut et d'engagements de retraite plus faibles qu'attendues (effet « prix ») ;
- le produit du CICE, de 2,2 M€ en moyenne par an ;
- des recettes de prestations remboursables supérieures aux prévisions tarifaires, en lien avec des grands projets d'infrastructures ferroviaires et autoroutiers et de mise en conformité réglementaires (constructions et modifications d'ouvrages remboursés par des tiers).

4.1.2 TIGF

Sur la période ATRT5, les charges nettes d'exploitation supportées par TIGF ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif :

En M€ courants	2013 Réalisé	2014 Réalisé	2015 Réalisé
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATRT 5	64	71	74
Charges nettes d'exploitation réalisées	63	68	71
Ecarts	-1	-3	-3
- dont écart lié aux postes inclus au CRCP	6	2	-1
- dont écart lié aux postes hors CRCP	-7	-5	-2

* Estimation fournie par TIGF

Au cours de la période 2013-2015, l'écart cumulé entre la trajectoire de CNE fixée par la CRE et la trajectoire réalisée s'élève à 8 M€, soit -3,7 % par rapport aux charges prévisionnelles.

L'écart lié à des postes au CRCP (charges d'énergie et contrat de prestation avec GRTgaz) a entraîné la restitution à TIGF de 7 M€. L'écart correspondant aux charges d'exploitation non incluses au CRCP (conservé par TIGF) s'élève donc à 15 M€ sur 2013-2015.

Les principaux écarts, hors postes au CRCP, s'expliquent notamment par :

¹ Les charges nettes d'exploitation se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (principalement les recettes de raccordement et les prestations pour le compte de tiers)

- la mise en place par TIGF d'une politique volontariste de réduction des coûts de surveillance et d'inspection du réseau ;
- une optimisation du programme de remplacement pour la maintenance préventive des machines : dans le cadre de ce programme, TIGF a été amené à revoir la pertinence de son programme de remplacement de machines et a reporté certains de ces remplacements prévus initialement sur la période ATRT5 ;
- la cession de TIGF par Total en 2013, qui a retardé une partie des projets.

4.1.3 Synthèse

Sur 2013-2015, pour les deux opérateurs, les coûts constatés se sont révélés inférieurs aux coûts prévisionnels de la trajectoire ATRT5. La régulation incitative des charges d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts éventuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire ATRT5, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire.

Le niveau d'efficacité ainsi révélé sera pris en compte par la CRE pour établir le prochain tarif, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient des gains de productivité de GRTgaz et TIGF.

La CRE envisage, pour le tarif ATRT6, de reconduire le mécanisme de régulation incitative en vigueur.

Par ailleurs, certains écarts résultent en partie d'erreurs de prévisions lors de la détermination des revenus autorisés de GRTgaz et TIGF pour le tarif ATRT5 plutôt que de gains de productivité réalisés, et mettent en évidence l'asymétrie d'information entre les GRT et le régulateur lors de la définition du tarif ATRT5.

Ainsi, la CRE considère que le niveau des dépenses constatées sur 2013-2015 doit être le point de référence pour la construction de la trajectoire des charges d'exploitation de l'ATR6.

Question 14 Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à l'efficacité sur les charges nettes d'exploitation des GRT, selon lequel les opérateurs conservent les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

4.2 Demande de GRTgaz

4.2.1 Charges d'exploitation prévisionnelles

GRTgaz a transmis ses prévisions de charges d'exploitation pour la prochaine période tarifaire. L'opérateur a construit ses prévisions en distinguant :

- un socle de charges correspondant aux coûts associés à un périmètre d'activités constant par rapport à la période ATRT5 ;
- des coûts associés au projet « GRTgaz 2020 » correspondant à de nouvelles obligations et ambitions pour accompagner la transition énergétique.

- **Trajectoire globale demandée par GRTgaz pour le tarif ATRT6**

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par GRTgaz pour la période ATRT6 2017-2020, sont les suivantes :

En M€ courants	2015 Réalisé *	2017	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation	738	819	851	878	902

* le réalisé 2015 a été retraité du remboursement des charges « 3R » (impact de 15,7 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020¹

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de GRTgaz conduirait en 2017 à une hausse de +81,7 M€, soit +11,1 % par rapport au réalisé 2015 à périmètre constant. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2015 et la demande 2017 est de +13,5 %. Sur la période 2017-2020, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +3,2 % par an en moyenne.

¹ Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF ; les charges « 3R » engagées par les GRT pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements au PTD ne seront plus remboursées par GRDF et les ELD à partir de 2017

L'augmentation significative demandée pour 2017 est répartie entre la variation du socle (+40 M€) et la demande associée au projet GRTgaz 2020 (+42 M€).

- **Evolution du socle de charges**

GRTgaz présente sa demande en distinguant un socle de charges correspondant aux coûts associés à un périmètre d'activités constant par rapport à la période ATRT5 :

En M€ courants	2015 Réalisé *	2017	2018	2019	2020
Socle	738	778	790	822	850

* le réalisé 2015 a été retraité du remboursement des charges « 3R » (impact de 15,7 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020¹

Pour expliquer la hausse du socle entre le réalisé 2015 et sa demande pour 2017 de +40 M€ (soit environ +5 %), GRTgaz met en avant les principales évolutions suivantes :

- +10 M€ pour le poste « système industriel », expliqués principalement par le lancement de projets de traitement de points singuliers du réseau, les charges induites par la mise en service de nouveaux ouvrages, l'évolution de la politique de mesurage, le démantèlement de la station Arleux et la révision des études de danger ;
- +7 M€ sur le poste « impôts et taxes », justifiés par des augmentations de différentes taxes ;
- +3 M€ sur le poste « appui opérationnel », justifiés notamment par une hausse des dépenses d'entretien et des travaux sur sites ;
- -10 M€ sur les produits d'exploitation, expliqués principalement par la baisse des prestations techniques réalisées pour le compte de tiers (soit un effet à la hausse sur les charges nettes d'exploitation).

Sur la période 2017-2020, les charges du socle augmentent ensuite de +3,0 % par an.

Au cours de la période ATRT6, GRTgaz indique par ailleurs intégrer dans sa trajectoire des efforts de productivité sur les postes jugés manœuvrables, pour un montant de 8 M€ en moyenne par an.

- **Achats d'énergie**

La demande de GRTgaz concernant les charges d'énergie (gaz, électricité et CO₂) repose sur l'hypothèse de schémas d'approvisionnement similaires à ceux observés en 2015 : les faibles flux avec l'Espagne permettent de réduire la tension sur la liaison Nord-Sud, les émissions sont importantes aux PIR Dunkerque et Taisnières H, tandis qu'elles restent faibles depuis le terminal méthanier de Montoir et stables dans les terminaux méthaniers de Fos. GRTgaz prévoit un démarrage des émissions depuis le terminal de Dunkerque en fin d'année 2016. GRTgaz maintient une prévision d'écart de bilan technique (EBT) élevée, du fait du maintien des schémas de flux observés.

Les hypothèses d'évolution des prix de marché retenues par GRTgaz conduisent à une hausse du prix moyen pondéré du gaz d'environ +2,8 % par an. Le prix de l'électricité est en forte hausse en 2017 (+ 7 %) compte tenu de l'évolution de la CSPE et de la disparition de son plafonnement annuel ; par la suite, il évolue de +0,9 % par an.

Enfin, GRTgaz prévoit d'utiliser le stock de quotas de CO₂ dont il dispose jusqu'à leur épuisement en 2019, puis d'acquérir les quotas nécessaires en 2020.

¹ Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF ; les charges « 3R » engagées par les GRT pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements au PTD ne seront plus remboursées par GRDF et les ELD à partir de 2017

	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	ATRT6
Gaz (M€)	74	81	85	81	82	330
Volumes (GWh)	2 942	3 178	3 108	3 104	3 106	12 496
Electricité (M€)	29	30	31	31	28	120
Volumes (GWh)	412	396	396	396	396	1 584
CO ₂	-	-	-	-	5,1	5,1
Total charges d'énergie	108	112	115	112	116	455

- **Projet GRTgaz 2020**

La demande de GRTgaz inclut également la prise en compte du projet GRTgaz 2020, qui entraîne une évolution du périmètre pour la période tarifaire à venir (le contenu de ce projet est décrit de manière plus approfondie dans la partie 4.2.4 de la présente consultation) :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Projet GRTgaz 2020	42	61	56	52

4.2.2 Coût moyen pondéré du capital

La demande des deux GRT a été établie en utilisant un CMPC identique à celui du tarif ATRT5 actuel qui s'élève à 6,50 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les deux GRT auprès d'un consultant externe.

4.2.3 Charges de capital normatives

La demande de charges de capital normatives de GRTgaz pour la période tarifaire ATRT6 est la suivante :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Demande de GRTgaz (CMPC à 6,5 %)	1 120	1 140	1 203	1 199

La trajectoire des charges de capital de GRTgaz s'appuie sur les investissements déjà réalisés ainsi que sur les investissements prévisionnels de la période ATRT6, avec une rémunération à 6,5 % réel avant impôt.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Investissements « socle »	672	441	368	347
<i>dont Val de Saône et Gascogne-Midi</i>	327	141	25	-
Investissements « Grands projets probabilisés »	19	52	80	208
GRTgaz 2020	68	92	84	85
Total Investissements	759	585	532	640

La période ATRT6 est marquée par le ralentissement des dépenses d'investissements de GRTgaz, avec des dépenses moyennes de 629 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 660 M€ par an au cours de la période ATRT5.

GRTgaz prévoit notamment au cours de la prochaine période tarifaire un pic d'investissements en 2017, en lien avec les travaux des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, nécessaires à la création de la place de marché unique. La trajectoire des investissements de développement du réseau décroît par la suite jusqu'en 2019, puis elle remonte en 2020 sous l'effet de plusieurs projets probabilisés par GRTgaz, comme les renforcements nécessaires au projet Midcat (Eridan, Est Lyonnais) ou la création de capacités fermes vers l'Allemagne. Toutefois, ces grands projets, intervenant en fin de période tarifaire, génèrent des charges de capital très faibles sur la période ATRT6.

Les investissements de maintenance du réseau connaissent quant à eux une légère hausse en 2019, en lien avec le lancement de projets de rénovation et de mises aux normes de deux stations de compression.

4.2.4 Projet GRTgaz 2020

Dans sa demande tarifaire, GRTgaz détaille son projet d'entreprise GRTgaz 2020. Ce projet est réparti entre les nouvelles obligations supportées par l'opérateur (obligations règlementaires, régulatrices, environnementales...) et ses nouvelles ambitions pour la période ATRT6. Il recouvre des charges d'exploitation, mais également des investissements dans les systèmes d'information, comme les équipements.

GRTgaz décline ainsi une trentaine de poste de coûts, structurés autour de quatre axes :

- **« Un acteur engagé dans une transition énergétique ambitieuse et soutenable »** : GRTgaz souhaite « promouvoir les filières d'avenir de production du gaz vert et la transition énergétique ». Cet axe comprend notamment le développement du biométhane 1^{ère} génération, 2^{ème} (regazéification) et 3^{ème} génération (culture de microalgues).

Par ailleurs, GRTgaz souhaite encourager l'émergence de la filière *Power to gas*, offrir un soutien à la recherche et à l'innovation sur le gaz vert, directement, ou indirectement par la création d'un mécanisme de certificat R&D, mais également soutenir la recherche en faveur du transport de CO₂, ainsi que du transport et de la séparation d'hydrogène.

GRTgaz envisage également de promouvoir les usages performants du gaz naturel, en proposant un appui à la filière mobilité, ainsi qu'aux usages performants du gaz dans l'industrie.

Enfin, GRTgaz souhaite « amplifier la communication dans un paysage énergétique qui s'est modernisé et qui poursuit sa mutation » au moyen d'une campagne de publicité « image du gaz naturel », à hauteur de 6 M€ par an.

- **« Un acteur industriel exemplaire en termes de transition énergétique »** : GRTgaz souhaite mettre en place un « suivi exhaustif des émissions de gaz à effet de serre » liées à la gestion du réseau. Il souhaite engager un programme d'actions pour réduire les fuites diffuses sur les installations, comprenant l'achat de deux unités mobiles *Gas booster* pour permettre à GRTgaz d'étendre les récupérations du gaz lors des opérations de décompressions pour travaux.

GRTgaz souhaite également optimiser la consommation et la récupération d'énergie de son outil industriel, en mettant en œuvre localement des solutions d'économies d'énergies. En complément, GRTgaz souhaiterait produire de l'électricité renouvelable à partir de son réseau, d'une part en valorisant les énergies récupérables par l'installation de générateurs en substitution des détenteurs traditionnels sur certains sites, et, d'autre part en valorisant « [ses] terrains constructibles [...] pour produire de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ».

- **« Un opérateur indépendant »** : GRTgaz souhaite ouvrir un bureau de représentation et de lobbying à Bruxelles « afin d'influencer des débats plus nombreux, plus politiques et moins techniques que précédemment ». GRTgaz estime par ailleurs que sa direction juridique doit être renforcée pour lui permettre d'appréhender l'ensemble des questions relatives à l'activité de transporteur.

En outre, afin de respecter la demande formulée par la CRE dans sa délibération du 25 mars 2015¹ d'étudier des solutions alternatives au recours au Centre de Recherche et Innovation Gaz et Énergies Nouvelles (CRIGEN) d'Engie, GRTgaz propose de rendre ses activités de R&D indépendantes de celles de d'Engie en intégrant les

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mars 2015 portant décision relative à l'approbation de contrats conclus entre GRTgaz et l'entreprise verticalement intégrée ou les sociétés contrôlées par celle-ci dans le cadre des obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie.

équipes de R&D du CRIGEN travaillant essentiellement pour le compte de GRTgaz. Par ailleurs, pour s'adapter aux évolutions du marché, GRTgaz souhaite d'une part développer ses études économiques, et d'autre part de mettre en place un nouveau modèle de flux, permettant de fournir aux expéditeurs, qui aujourd'hui ne s'engagent plus sur le long terme faute de signal prix pertinent, une vision intégrée du marché.

- **« Un opérateur qui s'adapte aux évolutions de son environnement »** : GRTgaz inclut dans cette rubrique les conséquences des évolutions réglementaires techniques (parasismiques, cartographie, programme d'inspection et de réhabilitation...), mais également les coûts associés à la mise en œuvre du projet Tulipe relatif à la conversion du réseau B en gaz H.

GRTgaz souhaite par ailleurs moderniser son réseau en s'appuyant sur les technologies numériques. Le projet ZEFIR, mené en coopération avec TIGF, doit permettre à GRTgaz « d'aboutir à une offre simple et compétitive, co-construite avec les clients ». GRTgaz propose également un projet d'optimisation de ses stocks, dans une optique de baisse des coûts associés récurrente à partir de 2020. Enfin, GRTgaz a été désigné en 2015 Opérateur d'Importance Vitale, et intègre dans cet axe les coûts de renforcement de la sûreté de ses installations.

Question 15 Que pensez-vous du projet GRTgaz 2020 présenté par GRTgaz ?

4.2.5 CRCP

CRCP définitif pour 2015 et estimé pour 2016

Le solde du CRCP définitif de GRTgaz pour l'année 2015 est de -23,9 M€, en écart de 0,2 M€ par rapport à l'estimation du CRCP pour 2015 faite dans la mise à jour de l'ATRT5 du 10 décembre 2015 (-23,7 M€). Ce montant est à restituer par GRTgaz aux consommateurs.

Le solde du CRCP pour l'année 2016 est estimé par GRTgaz à -60,4 M€ à mi-juillet 2016. Ce montant est à restituer par GRTgaz aux consommateurs.

A fin 2015, le montant actualisé du CRCP restant à régulariser au titre des années précédentes¹ était de -56,0 M€. En y ajoutant l'écart actualisé sur le CRCP définitif pour 2015 (soit -0,2 M€) et le CRCP estimé pour 2016 (soit -60,4 M€), on obtient un montant global actualisé de -116,6 M€, à restituer par GRTgaz aux consommateurs. L'apurement de ce montant sur quatre ans conduit à diminuer chaque année le revenu autorisé de GRTgaz de 32,1 M€.

Bilan du CRCP de GRTgaz sur la période ATRT5 et demande au titre de l'ATRT6

En M€ courants	2013	2014	2015	2016 (estimé)	2017 (demande)
Montant du CRCP	-9,2	-62,1	-25,0	-60,4	
Apurement d'un quart du montant global	2,2	-4,5	-18,1	-20,2	-32,1

Le CRCP de GRTgaz a été négatif pour la période ATRT5, conduisant à une annuité de plus en plus négative. En effet, les charges de capital ont été inférieures aux prévisions sur la période, en raison d'une inflation réelle inférieure à l'inflation prévisionnelle et de reports de projets d'investissements. Les charges d'énergie de GRTgaz ont également été plus basses que prévu, GRTgaz ayant bénéficié d'effets prix favorables en fin de période. Ces effets ont été légèrement compensés par des recettes de souscriptions et de raccordement plus faibles qu'attendues.

Dans sa demande pour l'ATRT6, GRTgaz tient compte de l'annuité de -32,1 M€ issue du CRCP restant à apurer pour la période ATRT5.

4.2.6 Prise en compte du décalage tarifaire

La CRE calcule chaque année l'évolution du tarif des GRT sur une base calendaire : pour obtenir l'évolution tarifaire pour l'année N, elle rapporte le revenu autorisé pour l'année N aux souscriptions prévisionnelles pour N valorisées au tarif en vigueur. L'évolution tarifaire ainsi calculée est appliquée à compter du 1^{er} avril de l'année N, jusqu'au 1^{er} avril N+1, soit avec un trimestre de décalage par rapport à l'année calendaire. La différence entre les

¹ Pour rappel, le solde du CRCP est apuré sur une durée de 4 ans, au taux sans risque de 4,0 % par an nominal avant impôt.

souscriptions du premier trimestre de N et du premier trimestre de N+1 entraîne un écart entre le revenu autorisé pour N et les recettes tarifaires du GRT.

GRTgaz évalue le coût du décalage tarifaire à environ 77,5 M€ sur la période ATRT5 et en demande la couverture rétroactive dans le tarif ATRT6, via une hausse du revenu autorisé à percevoir pour les années 2017 et 2018.

GRTgaz demande en outre un changement de méthode pour le futur, de manière à recouvrer son revenu autorisé en année calendaire et non d'avril à avril.

4.2.7 Souscriptions prévisionnelles de capacités

GRTgaz soumet deux trajectoires de souscriptions :

- un scénario dit « de référence »

% d'évolution des souscriptions des capacités par an de	2017	2018	2019	2020	Evolution moyenne
Réseau principal	+0,4 %	-1,1 %	-2,0 %	-2,2 %	-0,8 %
Réseau régional	-1,4 %	-1,5 %	-2,5 %	-1,8 %	-1,7 %
Total	-0,5 %	-1,3 %	-2,3 %	-2,0 %	-1,3 %

- un scénario dit « optimiste »

% d'évolution des souscriptions des capacités par an de	2017	2018	2019	2020	Evolution moyenne
Réseau principal	+1,2 %	-0,6 %	-1,3 %	-0,5 %	+0,0 %
Réseau régional	-0,9 %	-0,7 %	-1,3 %	+0,1 %	-0,8 %
Total	+0,1 %	-0,6 %	-1,3 %	-0,2 %	-0,4 %

4.2.8 Prise en compte du transfert des charges 3R

Dans sa demande de référence, GRTgaz n'a pas pris en compte le transfert des charges d'exploitation des branchements ainsi que de renouvellement, rénovation et réparation des postes de livraison relatives aux ouvrages de raccordement des distributions publiques au réseau de transport de gaz, du tarif ATRD au tarif ATRT. Ce transfert a été introduit par la délibération du 18 février 2016¹.

GRTgaz a présenté les montants en question dans son dossier tarifaire, mais ne les a pas retenus dans le calcul du revenu autorisé de la période ATRT6, souhaitant présenter l'évolution tarifaire demandée « hors effets de périmètre et de structure tarifaire ».

La CRE a pris en compte, dans les parties 4.2.1 et 4.2.9 de la présente consultation publique, ce transfert de charges, en l'ajoutant à la demande de référence de GRTgaz.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moy.
Montants des recettes 3R (GRDF et ELD)	16,7	16,9	17,0	17,8	17,1

Les évolutions du revenu autorisé et du tarif moyen de la demande de référence de GRTgaz et retraitées du transfert de charges 3R sont présentées dans le paragraphe suivant.

¹ Délibération de la CRE du 18 février 2016 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

4.2.9 Evolution tarifaire

Les demandes de GRTgaz aboutissent à une hausse du revenu autorisé de +3,7 % par an en moyenne sur la période ATRT6.

Evolution du revenu autorisé :

En M€ courants	Tarif 2016	2017	2018	2019	2020	Moy. ATRT6
OPEX nettes – demande initiale de GRTgaz	720	803	835	861	885	846
OPEX nettes retraitées du transfert 3R		819	851	878	902	863
CCN	1 142	1 120	1 140	1 203	1 199	1 165
Apurement CRCP	-20,2	-28,4 ¹	-32,1	-32,1	-32,1	-31,2
Recouvrement du décalage tarifaire ATRT5	-	19,4	58,1	-	-	38,7
Revenu autorisé – demande initiale de GRTgaz	1 842	1 913	2 000	2 032	2 051	1 999
Revenu autorisé –retraité du transfert 3R		1 930	2 017	2 049	2 068	2 016
Evolution revenu autorisé – demande initiale de GRTgaz	-	+3,7 %	+4,5 %	+1,6 %	+1,0 %	+3,3 %
Evolution revenu autorisé – retraitée du transfert 3R	-	+4,6 %	+4,5 %	+1,6 %	+1,0 %	+3,7 %

Cette évolution du revenu autorisé, combinée aux trajectoires de souscription prévues par GRTgaz conduisent à une hausse du tarif moyen comprise entre **+4,5 % et +5,3 %** par an en moyenne sur la période, selon la trajectoire de souscriptions présentée (« référence » ou « optimiste »), hors effets de périmètre et de structure².

Le scénario de souscriptions retenu pour présenter les évolutions tarifaires ci-dessous est le scénario « optimiste » de GRTgaz.

%	2017	2018	2019	2020	Moy ATRT6
Evolution tarifaire moyenne – demande initiale de GRTgaz*	+6,0 %	+5,0 %	+2,3 %	+0,8 %	+4,5 %
Evolution tarifaire moyenne – retraitée du transfert 3R*	+7,3 %	+4,6 %	+2,4 %	+0,7 %	+4,9 %

*L'évolution tarifaire moyenne est la résultante de l'évolution annuelle du revenu autorisé, de l'évolution annuelle des souscriptions de capacités et des effets de décalage temporel liés à l'évolution des tarifs au 1^{er} avril de chaque année et non au 1^{er} janvier.

¹ A l'annuité de -32,1 M€ du CRCP s'ajoutent 3,7 M€ liés à la couverture du manque à gagner, pour GRTgaz, dû à la non perception, tant que le terminal de Dunkerque n'est pas en service, de la redevance due par Fluxys pour une prestation d'acheminement réalisée par le GRT français. La couverture de ce manque à gagner est prévue par la délibération du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne.

² Cette demande ne tient pas compte des effets de structure (création de la place de marché unique, réforme de la tarification régionale...)

4.3 Demande de TIGF

4.3.1 Charges d'exploitation prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par TIGF pour la période ATRT6 2017-2020, sont les suivantes :

En M€ courants	2015 Réalisé	2017	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation	71	76*	77*	85*	88*

*TIGF n'a pas pris en compte dans sa demande le transfert des charges « 3R » (cf. 4.3.7)

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de TIGF conduirait en 2017 à une hausse de +5,7 M€, soit +8,0 % par rapport au réalisé 2015. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2015 et la demande 2017 est de +9,9 %. Sur la période 2017-2020, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +4,9 % en moyenne par an.

TIGF prévoit une forte hausse des charges d'exploitation en 2019 pour faire face aux conséquences de la zone de marché unique.

Le poste « personnel et moyens communs » représente l'essentiel de l'évolution demandée par TIGF.

- **Achats d'énergie**

La demande de charges d'énergie (gaz, électricité et CO₂) de TIGF repose sur l'hypothèse d'une hausse des besoins des consommations de carburant à partir de la création de la place de marché unique, liée à l'apparition de nouveaux schémas de transit dans le sens TIGF vers GRTgaz. L'écart de bilan-technique reste stable.

Les hypothèses d'évolution des prix de marché retenues par TIGF conduisent à une hausse du prix moyen pondéré du gaz d'environ +1,8 % par an. Le prix de l'électricité est en forte hausse en 2017 (+9 %) compte tenu de l'évolution de la CSPE et de la disparition du plafond annuel ; par la suite, TIGF anticipe une baisse des prix d'achats (-2,2 % par an).

A mi-période tarifaire, TIGF prévoit la mise en service de deux compresseurs électriques, ce qui engendre un report de certaines consommations de gaz sur les consommations d'électricité à partir de 2019.

Enfin, TIGF prévoit d'utiliser le stock de quotas de CO₂ dont il dispose jusqu'à leur épuisement en 2019, puis l'acquisition des quotas nécessaires.

En M€ courants	2015 réalisé	2017	2018	2019	2020	ATRT6
Gaz (M€)	8	7	7	7	7	27
Volumes (GWh)	311	337	336	298	298	1 269
Electricité (M€)	1	2	2	5	5	13
Volumes (GWh)	11	12	13	40	43	108
CO ₂	-	-	-	0,1	0,4	0,5
Total charges d'énergie	9	9	9	11	12	41

4.3.2 Coût moyen pondéré du capital

La demande des deux GRT a été établie en utilisant un CMPC identique à celui du tarif ATRT5 actuel qui s'élève à 6,50 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les deux GRT auprès d'un consultant externe.

4.3.3 Charges de capital normatives

La demande de charges de capital normatives de TIGF pour la période tarifaire ATRT6 est la suivante :

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Demande de TIGF (CMPC à 6,5 %)	177	184	195	202

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Investissements « socle »	106	144	97	64
<i>dont Gascogne-Midi</i>	40	61	20	-
Projet « Midcat »	2	6	14	70
Total Investissements	108	150	111	134

Les dépenses d'investissements de TIGF sur le début de la période ATRT6 sont principalement liées au projet Gascogne-Midi, nécessaire à la création de la place de marché unique. TIGF anticipe également, de 2018 à 2020, des dépenses d'investissements liées au renforcement de la station de compression AGU. Enfin, TIGF prévoit, en fin de période ATRT6, de premiers achats de matériel en vue de la réalisation du projet de développement de l'interconnexion MidCat entre la France et l'Espagne.

4.3.4 Recherche et innovation (R&I)

TIGF propose, dans le cadre du tarif ATRT6, la mise en place d'une stratégie de recherche et d'innovation, pilotée par un responsable, poste nouvellement créé.

La trajectoire est composée d'une part, de charges d'exploitation nécessaires à la recherche, et, d'autre part de CAPEX, pour le déploiement de nouveaux outils. TIGF prévoit un budget de 4,2 M€ par an en moyenne sur la période ATRT6 pour la R&I.

Les axes de la recherche et de l'innovation porte essentiellement sur l'intégrité des réseaux, que ce soit dans la surveillance et l'entretien du réseau.

En outre, dans le cadre de la LTECV, TIGF envisage de mettre en place un programme d'optimisation de la consommation d'énergie, en s'appuyant sur l'utilisation des stations de compression, la réduction des mises à l'évent, ainsi que la production autonome d'énergie à certains points du réseau. TIGF prévoit de mener des études sur le biométhane et les conditions d'injection sur son réseau. Dans une perspective plus longue, TIGF prévoit de mener des études sur l'injection d'hydrogène sur son réseau. TIGF participe notamment au projet Jupiter 1000 coordonné par GRTgaz (pilote « Power to gas » conduisant à l'injection d'hydrogène et de méthane de synthèse dans le réseau de transport de gaz naturel).

Question 16 Que pensez-vous du programme de R&I présenté par TIGF ?

4.3.5 CRCP et prise en compte du décalage tarifaire

CRCP définitif pour 2015 et estimé pour 2016

Le solde du CRCP définitif de TIGF pour l'année 2015 est de -2,9 M€, en écart de 0,4 M€ par rapport à l'estimation du CRCP pour 2015 faite dans la mise à jour de l'ATR5 du 10 décembre 2015 (-2,5 M€). Ce montant est à restituer par TIGF aux consommateurs.

Le solde du CRCP pour l'année 2016 est estimé par TIGF à -1,5 M€ à mi-juillet 2016, à restituer aux consommateurs.

Comme GRTgaz (cf. 4.2.2 Rattrapage du décalage tarifaire), TIGF intègre dans sa demande une couverture rétroactive du décalage tarifaire de la période ATR5, dont il évalue l'impact à 12,9 M€. Il propose la prise en compte de ce montant via le CRCP pour 2016. Aux -1,5 M€ du CRCP pour 2016 estimé par TIGF s'ajoutent ainsi 12,9 M€ de rattrapage du décalage tarifaire, soit 11,4 M€ à percevoir par TIGF.

TIGF demande en outre un changement de méthode pour le futur, de manière à recouvrer son revenu autorisé en année calendaire et non d'avril à avril.

A fin 2015, le montant actualisé du CRCP restant à régulariser au titre des années précédentes¹ était de -5,4 M€. En y ajoutant l'écart actualisé sur le CRCP définitif pour 2015 (soit -0,4 M€) et le CRCP estimé pour 2016 (soit 11,4 M€ en incluant la demande de rattrapage du décalage tarifaire), on obtient un montant global actualisé de 5,7 M€, à percevoir par TIGF. L'apurement de ce montant sur quatre ans conduit à rendre à TIGF 1,6 M€ chaque année, par augmentation de son revenu autorisé.

Bilan du CRCP de TIGF sur la période ATRT5 et demande ATRT6

En M€ courants	2013	2014	2015	2016 (estimé)	2017 (demande)
Montant du CRCP	-11,5	-2,5	-4,7	-7,1	
Apurement d'un quart du montant global	-3,2	-0,7	-1,3	-1,9	1,6

Le CRCP de TIGF a été négatif sur la période ATRT5. Les charges de capital ont été inférieures aux prévisions, en raison d'une inflation réelle inférieure à l'inflation prévisionnelle et de reports de projets d'investissements. Cet effet a été en partie compensé par des charges d'énergie supérieures aux prévisions, du fait notamment de l'absence de prévisions tarifaires d'EBT en début de période. Les recettes de souscriptions ont également été plus faibles que prévu au global sur la période.

Dans sa demande pour l'ATR6, TIGF tient compte de l'annuité de 1,6 M€ issue du CRCP restant à apurer pour la période ATRT5 et de la demande de rattrapage du décalage tarifaire de la période ATRT5.

4.3.6 Souscriptions prévisionnelles de capacités

TIGF envisage une baisse des souscriptions de capacités de 1,5 % en 2017, puis une quasi-stabilité sur la suite de la période ATRT6.

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2017	2018	2019	2020	Evolution moyenne
Réseau principal	-0,1 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	-0,1 %
Réseau régional	-2,9 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,2 %
Total	-1,3 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	-0,5 %

4.3.7 Prise en compte du transfert des charges 3R

Dans sa demande tarifaire, TIGF n'a pas pris en compte le transfert des charges d'exploitation des branchements ainsi que de renouvellement, rénovation et réparation des postes de livraison relatives aux ouvrages de raccordement des distributions publiques au réseau de transport de gaz, du tarif ATRD au tarif ATRT. Ce transfert a été introduit par la délibération du 18 février 2016².

La CRE a pris en compte, dans la partie 4.3.8 de la présente consultation publique, ce transfert de charges, en l'ajoutant à la demande de TIGF. Cet ajustement a également été préconisé par le consultant dans son audit des charges d'exploitation.

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moy.
Montants des recettes 3R (GRDF)	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7

Les évolutions du revenu autorisé et du tarif moyen de la demande de TIGF et retraitées du transfert de charges 3R sont présentées dans le paragraphe suivant.

¹ Pour rappel, le solde du CRCP est apuré sur une durée de 4 ans, au taux sans risque de 4,0 % par an nominal avant impôt.

² Délibération de la CRE du 18 février 2016 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

4.3.8 Evolution tarifaire

Les demandes de TIGF aboutissent à une évolution du revenu autorisé de +4,1 % par an en moyenne sur la période ATRT6.

Evolution du revenu autorisé :

En M€ courants	Tarif 2016	2017	2018	2019	2020	Moy. ATRT6
OPEX nettes – demande initiale de TIGF	72	76	77	85	88	82
OPEX nettes retraitées du transfert 3R		80	81	89	92	85
CCN	177	177	184	195	202	189
Apurement CRCP	-1,9	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Revenu autorisé – demande initiale de TIGF	246	255	262	281	292	272
Revenu autorisé –retraité du transfert 3R		259	266	285	296	276
Evolution revenu autorisé – demande initiale de TIGF	-	+3,4 %	+2,8 %	+7,3 %	+3,8 %	+4,1 %
Evolution revenu autorisé – retraitée du transfert 3R	-	+4,9 %	+2,8 %	+7,3 %	+3,8 %	+4,6 %

Cette évolution du revenu autorisé, combinée aux trajectoires de souscriptions prévues par TIGF, conduit à une hausse du tarif moyen de +5,1% par an en moyenne sur la période.

%	2017	2018	2019	2020	Moy. ATRT6
Evolution tarifaire moyenne – demande initiale de TIGF*	+6,4 %	+1,8 %	+9,1 %	+2,2 %	+5,1 %
Evolution tarifaire moyenne – retraitée du transfert 3R*	+8,3 %	+1,2 %	+9,2 %	+2,1 %	+5,7 %

*L'évolution tarifaire moyenne est la résultante de l'évolution annuelle du revenu autorisé, de l'évolution annuelle des souscriptions de capacités et des effets de décalage temporel liés à l'évolution des tarifs au 1^{er} avril de chaque année et non au 1^{er} janvier.

4.4 Analyse préliminaire de la CRE

4.4.1 Coût moyen pondéré du capital : résultats de l'audit externe et analyses préliminaires de la CRE

- Méthodologie

La délibération du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel précise la méthodologie de calcul des charges de capital. Elles comportent une part d'amortissement et une part de rémunération du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par GRTgaz et par TIGF – la Base d'Actifs Régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs).

La BAR est composée de l'ensemble des actifs exploités par GRTgaz et par TIGF, retraitée, notamment, des subventions publiques d'investissement. Une fois intégrés dans la BAR, la valeur des actifs est réévaluée au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation réalisée. Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie normative.

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

- 50 ans pour les canalisations et branchements ;
- 30 ans pour les postes de livraison, de détente et de comptage ;
- 30 ans pour la compression ;
- 10 ans pour les installations annexes ;
- 30 ans pour l'immobilier et les constructions.

Certaines catégories d'actifs font l'objet d'un traitement particulier :

- les véhicules, aménagements, matériels de micro-informatique, petits équipements etc., sont pris en compte sur la base de leur valeur nette comptable (pas de réévaluation) ;
- les terrains sont pris en compte sur la base de leur valeur historique réévaluée non amortie.

Les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie normative sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement ni à rémunération. Cependant, la valeur comptable résiduelle de ces actifs (déduction faite des produits de cession éventuels), ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient être immobilisées si les projets concernés ne se réalisaient pas, peuvent être intégrés dans les charges à couvrir par le tarif. La prise en compte de ces coûts se fait au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs à la CRE.

La rémunération correspond au produit de la valeur réévaluée de la BAR par le taux de rémunération, ainsi qu'au produit de la valeur des immobilisations en cours par le coût de la dette.

La CRE prévoit de retenir la réévaluation des actifs véhicules, aménagement, matériel de micro-informatique, petits équipements demandée par GRTgaz ainsi que la demande de GRTgaz d'amortissement accéléré sur 3 ans des actifs du projet *Power to Gas* qui seront mis en service à partir de 2018.

Au 1^{er} janvier 2016, la valeur de la BAR de GRTgaz était de 7 905 M€ et celle de TIGF était de 1 327 M€. Ces montants sont en écart par rapport à la trajectoire du tarif qui était de 8 873 M€ et de 1 366 M€ respectivement, du fait principalement d'une inflation réalisée très inférieure aux prévisions initiales, ainsi que de dépenses d'investissements plus faibles que prévues chez GRTgaz.

- Analyse du coût moyen pondéré du capital

Dans le cadre des travaux ATRT6, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du coût du capital. Elle a notamment confié une étude à un consultant externe afin de réaliser un audit et l'analyse critique des demandes de rémunération des deux GRT.

Les travaux menés par le consultant se sont déroulés entre avril et juillet 2016. Le rapport du consultant est publié en même temps que le présent document de consultation publique. Le consultant conclut à une estimation de CMPC, réel avant impôts, comprise entre 3,6 % et 5,8 % pour les deux GRT.

Par ailleurs, la CRE mène régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du taux de rémunération.

La CRE s'appuiera sur les conclusions de l'audit de la demande de GRTgaz et de TIGF et sur l'ensemble des autres éléments pour fixer le coût du capital pour la prochaine période tarifaire. Elle s'oriente à ce stade vers une valeur qui pourrait être comprise entre 4,75 % et 5,50 % (réel, avant impôts) comme CMPC pour rémunérer la base d'actifs régulés des deux opérateurs.

Pour obtenir cette fourchette de valeurs, la CRE prend en compte, pour l'essentiel, un ajustement du Bêta et la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient lors du précédent tarif.

Question 17 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le CMPC des actifs de GRTgaz et de TIGF ?

4.4.2 Trajectoire des charges de capital

A titre illustratif, en retenant les trajectoires d'investissements des GRT mais avec un CMPC (réel, avant impôts) de 5,25 %, valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade, l'effet potentiel sur les trajectoires prévisionnelles serait le suivant :

CCN prévisionnelles de GRTgaz (en M€) courants	2017	2018	2019	2020
Demande de GRTgaz (CMPC à 6,5 %)	1 120	1 140	1 203	1 199
Scénario CMPC à 5,25 %	1 007	1 024	1 088	1 084

CCN prévisionnelles de TIGF (en M€) courants	2017	2018	2019	2020
Demande de TIGF (CMPC à 6,5 %)	177	184	195	202
Scénario CMPC à 5,25 %	159	165	175	182

Toute variation de 25 points de base du CMPC (réel, avant impôts) a un effet moyen d'environ +/- 23 M€ par an pour GRTgaz et de +/- 4 M€ par an pour TIGF.

La CRE envisage à ce stade de ne pas retenir dans la trajectoire prévisionnelle d'investissement utilisée pour établir le tarif ATRT6 les grands projets probabilisés chez GRTgaz, ni le projet Midcat chez TIGF. Le poste charges de capital étant inclus dans le CRCP, les projets correspondants pourront être pris en compte pendant le tarif ATRT6, en cas d'approbation par la CRE. Le cas échéant, une trajectoire de CCN ajustée sera retenue.

Question 18 Que pensez-vous des trajectoires d'investissements présentées par les GRT et de l'analyse préliminaire de la CRE ?

4.4.3 Trajectoire des charges d'exploitation : résultats de l'audit et analyses préliminaires de la CRE

4.4.3.1 Audit des charges nettes d'exploitation des GRT de gaz

La CRE a mandaté un auditeur externe en avril 2016 pour réaliser un audit des charges nettes d'exploitation présentées par les GRT. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2016. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la première version des demandes des opérateurs, est publié pour chacun des opérateurs en même temps que le présent document de consultation publique.

Les objectifs de l'audit étaient les suivants :

- apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2013 à 2015) et prévisionnelles (2016-2020) ;
- formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRT6.

L'auditeur a notamment appuyé ses travaux sur une analyse détaillée des charges d'exploitation des opérateurs réalisées sur la période ATRT 5.

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé les ajustements suivants sur les trajectoires de charges nettes d'exploitation ATRT6 présentée par les opérateurs :

GRTgaz, en M€ courants	2017	2018	2019	2020
Ajustements recommandés par l'audit externe	-60	-80	-80	-92
Impact sur la demande de GRTgaz	-7 %	-9 %	-9 %	-10 %

Les principaux ajustements préconisés par le consultant se répartissent ainsi :

- une augmentation de 10 M€ en moyenne par an des produits d'exploitation, essentiellement liée à la prise en compte de la moyenne constatée ATRT 5 pour établir la prévision pour certains postes (effet à la baisse sur le niveau des charges nettes à couvrir) ;
- une diminution de 21 M€ par an en moyenne sur les charges d'énergie, du fait d'une variation des volumes de gaz et d'électricité anticipés ainsi qu'une prise en compte de la baisse des prix du gaz sur les marchés au cours de la période ATRT 5 ;
- une baisse de 24 M€ par an en moyenne sur le projet GRTgaz 2020.

TIGF, en M€ courants	2017	2018	2019	2020
Ajustements recommandés par l'audit externe (y compris transfert de charges 3R)	-1	-6	-8	-10
Impact sur la demande de TIGF	-1 %	-8 %	-9 %	-11 %

Les principaux ajustements préconisés par le consultant se répartissent ainsi :

- TIGF demande une augmentation de ses moyens communs dans le cadre de la mise en place de la nouvelle structure de gouvernance du Groupe TIGF, du développement des systèmes d'information et d'un plan de communication (identité de la marque, site internet, supports de communication, etc). Le consultant considère que ces nouvelles demandes du GRT pourraient être réalisées à périmètre constant et recommande de réviser à la baisse la demande de TIGF de 4,2 M€ en moyenne par an ;
- le consultant recommande un ajustement à la baisse des frais de stockage (protocole de sécurité conclu entre TIGF transport et TIGF stockage) pour prendre en compte l'impact de la réforme de l'accès aux stockages sur le prix de la prestation. Considérant que la renégociation effective du contrat n'aura lieu qu'en 2018, l'ajustement retenu par le consultant est de 3,7 M€ en moyenne par an entre 2018 et 2020 ;

Le consultant recommande en outre une diminution de 1,4 M€ en moyenne par an sur les dépenses de personnel au regard de l'analyse du programme d'investissements du GRT.

4.4.3.2 Charges d'énergie

Sur les charges d'énergie (gaz, électricité et CO₂), l'audit externe a recommandé des ajustements à la baisse sur les prix d'achat du gaz et une modification de la stratégie d'achat des quotas de CO₂ des GRT, de manière à ce qu'ils puissent profiter des conditions de marché actuelles, plus favorables. Les ajustements préconisés sont de l'ordre de -83,9 M€ au total sur la période ATRT6 pour GRTgaz et de -4,3 M€ pour TIGF.

La CRE a elle-même procédé à l'analyse des demandes de GRTgaz et de TIGF relatives aux charges d'énergie. Elle envisage les ajustements suivants, qui aboutissent à des retraitements plus importants que ceux proposés par le consultant, de -112,6 M€ au total sur la période ATRT6 pour GRTgaz et de -7,9 M€ pour TIGF :

- les volumes d'énergie consommés par les compresseurs ont été ajustés aux niveaux constatés en 2015 ; pour TIGF, la CRE a pris en compte la création de la place de marché unique qui entraîne de nouveaux schémas de transit dans le sens TIGF vers GRTgaz, soit une consommation additionnelle de 12 GWh/an ;
- l'écart de bilan technique est maintenu stable par rapport à son niveau de 2015 ;
- les prix d'achat de l'énergie ont été corrigés, sur la base d'une projection du prix TTF à 16 €/MWh sur la période ATRT6 (avec un surcoût de 1€ sur la TRS jusqu'à la date de la création de la place de marché unique) pour le gaz et des dernières campagnes d'achat pour l'électricité.¹ Pour établir le tarif ATRT6, la CRE se fondera sur les valeurs les plus récentes des prix de l'électricité et du gaz ;

Trajectoire ajustée de GRTgaz	2015	2017	2018	2019	2020	ATRT6
Gaz (M€)	74	64	59	59	59	241
Volumes (GWh)	2 942	3 071	3 036	3 034	3 035	12 177
Electricité (M€)	29	25	25	25	25	99
Volumes (GWh)	412	359	371	372	374	1 473
CO ₂ (M€)	-	2,4	-	-	-	2,4
Total charges d'énergie ajustées (M€)	108	92	84	84	84	342
Ajustement réalisé par rapport à la demande de GRTgaz (M€)	-	-20	-32	-29	-32	-113
(%)		-18 %	-27 %	-26 %	-28 %	-25 %

Trajectoire ajustée de TIGF	2015	2017	2018	2019	2020	ATRT6
Gaz (M€)	8	6	6	4	4	19
Volumes (GWh)	310	297	294	229	218	1 038
Electricité	1	2	2	5	5	13
Volumes (GWh)	11	12	13	40	43	108
CO ₂ (M€)	-	0,2	-	-	-	0,2
Total charges d'énergie ajustées (M€)	9	8	7	9	9	33
Ajustement réalisé par rapport à la demande de TIGF (M€)	-	-1	-2	-3	-3	-8
(%)		-8 %	-18 %	-22 %	-27 %	-19 %

Question 19 Etes-vous d'accord avec les ajustements envisagés par la CRE sur les charges d'énergie ?

¹ GRTgaz a communiqué à la CRE, postérieurement à sa demande tarifaire, de nouvelles projections de prix, tenant compte des campagnes d'achats d'énergie réalisées au premier semestre 2016.

4.4.3.3 Synthèse de l'analyse préliminaire de la CRE

La demande des GRT, corrigée du transfert des charges 3R, conduirait à une forte hausse des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATRT6 par rapport au niveau des charges constatées en 2015 :

- GRTgaz : +13,5 % en 2017, suivi d'une hausse de +3,2 % en moyenne par an sur 2017-2020 ;
- TIGF : +9,9 % en 2017, suivi d'une hausse de +4,9 % en moyenne par an sur 2017-2020.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande des GRT est surévaluée.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec les GRT dans le courant du mois de juin 2016. Les GRT ont ainsi pu formuler leurs observations sur les résultats des travaux du consultant, et ont remis en cause une partie des ajustements identifiés par le consultant dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « fourchette haute » correspondant à la demande des opérateurs, et une « fourchette basse » établie sur la base :

- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation des GRT ;
- d'un ajustement complémentaires de la CRE sur le poste « énergie », d'un montant cumulé sur la période 2017-2020 de -28,7 M€ pour GRTgaz et de -3,6 M€ pour TIGF.

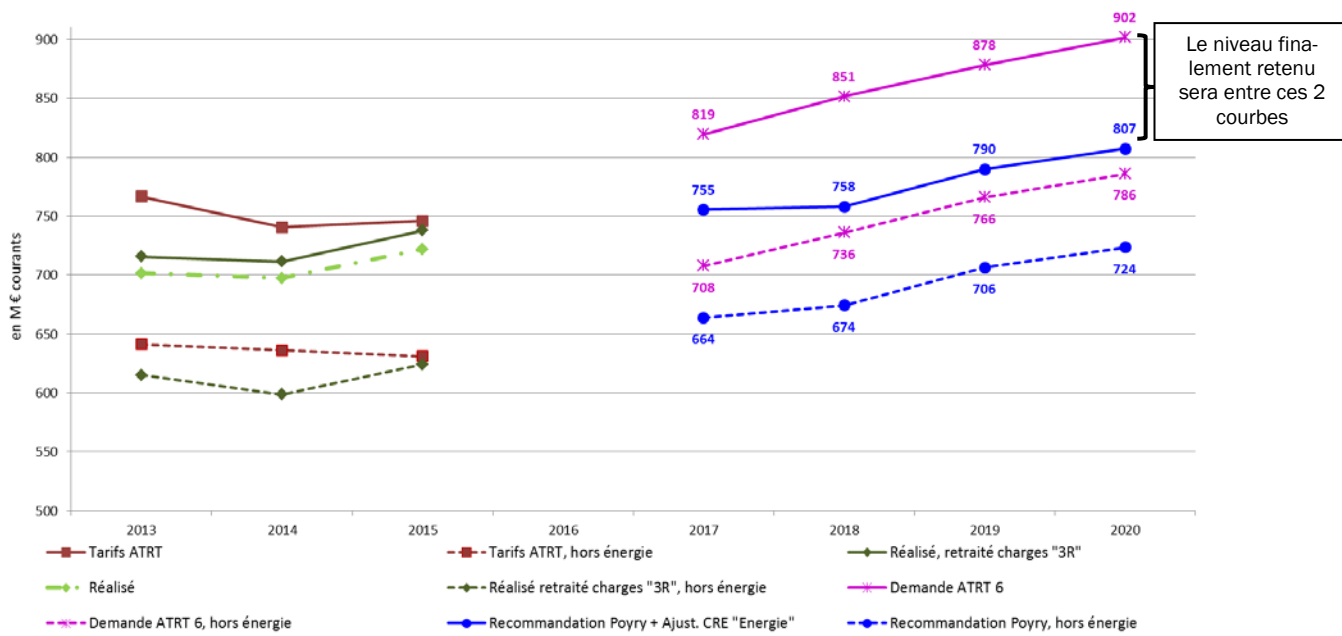
Pour GRTgaz, la fourchette basse s'établit à 778 M€ et la fourchette haute à 863 M€ en moyenne par an sur la période 2017-2020.

Pour TIGF, la fourchette basse s'établit à 74 M€ et la fourchette haute à 82 M€ en moyenne par an sur la période 2017-2020.

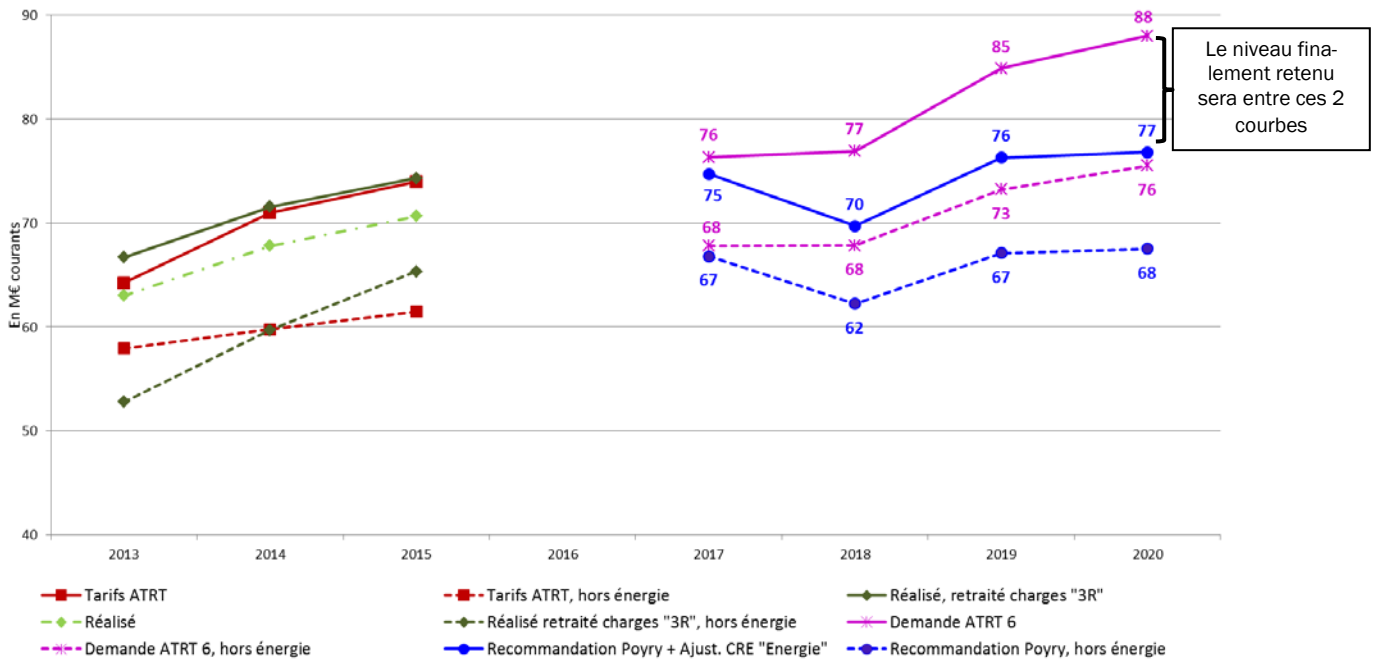
Ces niveaux restent significativement supérieurs à ceux constatés en 2015 qui s'élevaient à respectivement 738 M€ et 711M€ pour GRT gaz et TIGF.

Les trajectoires relatives à ces niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :

GRTgaz



TIGF



La CRE a par ailleurs demandé aux opérateurs de transport une mise à jour de leurs demandes tarifaires pour le 15 juin 2016, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles, publiques ou connues des GRT à cette date, susceptibles d'avoir des impacts sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse.

La prise en compte des nouvelles demandes de GRTgaz, transmises à la CRE début juillet 2016, amènerait à diminuer le niveau des charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif de GRTgaz de 14,6 M€ en moyenne par an, essentiellement du fait de la baisse des charges d'énergie, légèrement compensée par des révisions à la hausse des charges de capital, des OPEX hors énergie et une baisse des souscriptions.

Les nouveaux éléments transmis feront l'objet de travaux complémentaires d'analyse menés par l'auditeur, dont les conclusions seront transmises à la CRE fin juillet.

Question 20 Que pensez-vous des fourchettes des charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE ?

4.4.4 Prise en compte du décalage tarifaire

La CRE est, à ce stade, favorable à un changement de méthode pour le tarif ATRT6 permettant le recouvrement du revenu autorisé des GRT sur une année calendaire, dans les mêmes conditions que par le tarif ATRD5 de GRDF. En revanche, la CRE n'est pas favorable à la demande des GRT de couverture rétroactive par le tarif ATRT6 du coût du décalage tarifaire pour le tarif ATRT5.



4.4.5 Souscriptions prévisionnelles : peu d'évolutions à moyen terme

4.4.5.1 Analyse des trajectoires de souscription de GRTgaz

- Réseau principal

Les souscriptions pluriannuelles de capacités réalisées notamment au cours des *open seasons* arriveront à échéance progressivement, à compter de 2020. Sur la période ATRT6, les souscriptions de long terme sur le réseau principal reculent d'environ 1,2 %. La quasi-stabilité de la première moitié de la période est notamment portée par la mise en service du terminal de Dunkerque GNL.

GRTgaz envisage deux scénarios :

- un scénario dit « de référence » ;
- un scénario dit « optimiste », dans lequel des souscriptions de capacités supplémentaires sont anticipées au PIR Dunkerque, pour reconduire le niveau de souscriptions estimé de 2016.

La CRE envisage de retenir *a minima* la trajectoire de souscription dite « optimiste » de GRTgaz. Elle procède actuellement à l'analyse approfondie des hypothèses du GRT.

- Réseau régional

Les hypothèses de souscriptions de capacités retenues pour le réseau régional prennent en compte, d'une part, les souscriptions des capacités aux PTD et d'autre part, les souscriptions de capacités pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport et pour les Points d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR). Pour élaborer ses hypothèses de souscriptions de capacités, GRTgaz s'est appuyé sur différents scénarios d'évolution de la consommation de gaz à l'horizon 2030 :

- le scénario AMS2 établi par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) dans le cadre de la Transition Énergétique¹ ;
- les scénarios élaborés par GRTgaz dans son plan décennal de développement (PDD) (le scénario de référence et deux scénarios alternatifs avec une trajectoire basse et haute).

Tous ces scénarios prévoient une baisse de la demande de gaz sur la période ATRT6.

Dans son scénario dit de « référence », les souscriptions sur le réseau régional baissent de 7,2 %, entre 2016 et 2020.

GRTgaz s'est appuyé sur les prévisions de consommation de gaz du scénario AMS2, qui anticipe une trajectoire de consommation plus basse que les autres scénarios, en raison notamment d'efforts plus importants en matière d'efficacité énergétique. Par ailleurs, ce scénario prend en compte une baisse des souscriptions de deux centrales à cycle combiné en gaz (CCCG) dès 2017 et la mise sous cocon de deux CCCG en 2019.

Alternativement, GRTgaz propose un scénario de souscriptions dit « optimiste », dans lequel il s'appuie sur les différents scénarios de consommation de son PDD :

- pour les souscriptions de capacités aux PTD, il s'appuie sur le scénario de référence du PDD ;
- pour les souscriptions des consommateurs industriels, il s'appuie sur le scénario bas du PDD.

GRTgaz retient également une baisse des souscriptions de certaines centrales à cycle combiné en gaz (CCCG) et la mise sous cocon de deux CCCG en 2019.

Les hypothèses retenues dans ce scénario conduisent à une baisse des souscriptions plus modérée de 3,6 % entre 2016 et 2020.

La CRE envisage, à ce stade, de retenir les hypothèses de souscriptions du scénario optimiste de GRTgaz sans prendre en compte de nouvelles mises sous cocon de CCCG. Cette proposition conduit à une baisse des souscriptions de 3,4 % entre 2016 et 2020. La CRE procède actuellement à l'analyse approfondie des hypothèses du GRT et procédera éventuellement aux ajustements qu'elle jugera nécessaires.

¹ Dans le cadre de l'exercice 2014-2015 de prospective Énergie – Climat – Air à l'horizon 2035, deux scénarios principaux ont été construits et analysés : un scénario « AME » et un scénario « avec mesures existantes » appelé « AMS2 ».

- Synthèse

A ce stade, l'évolution des souscriptions envisagée par la CRE est la suivante :

Evolution	2017	2018	2019	2020	Evolution moyenne
Réseau principal	+1,1 %	-0,7 %	-1,5 %	-0,6 %	-0,1 %
Réseau régional	-0,9 %	-0,8 %	-1,4 %	-0,3 %	-0,9 %
Total	+0,1 %	-0,8 %	-1,4 %	-0,4 %	-0,5 %

4.4.5.2 Analyse de la trajectoire de souscription de TIGF

- Réseau principal

TIGF propose une trajectoire fondée sur une stabilité des souscriptions au PIR Pirineos et n'anticipe pas de souscriptions supplémentaires par rapport à 2016. Le taux de souscription est élevé dans le sens France vers Espagne (88,5 %) comme dans le sens Espagne vers France (78 %). La CRE considère que le scénario proposé par TIGF est pertinent.

- Réseau régional

Pour élaborer ses hypothèses de souscriptions sur le réseau régional, TIGF reconduit en 2017 le niveau de souscription réalisé pour les mois allant de février 2015 à janvier 2016, qui est inférieur de 2,9 % au niveau prévisionnel qui avait été retenu pour l'année 2016 lors de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2016. Ce niveau reste stable entre 2017 et 2020, TIGF anticipant une stabilité de la consommation de pointe sur la période ATRT6.

La CRE propose, à ce stade, de retenir les hypothèses de souscriptions de TIGF sur le réseau régional qui conduisent à une quasi-stabilité des souscriptions entre 2016 et 2020.

- Synthèse

A ce stade, l'évolution des souscriptions envisagée par la CRE est la suivante :

Evolution	2017	2018	2019	2020	Evolution moyenne
Réseau principal	-0,1 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	-0,1 %
Réseau régional	-2,9 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,2 %
Total	-1,3 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	-0,5 %

La CRE procède actuellement à l'analyse approfondie des hypothèses du GRT et procédera éventuellement aux ajustements qu'elle jugera nécessaire.

4.4.6 Synthèse : fourchettes d'évolutions tarifaires envisagées

A ce stade, la CRE dispose des éléments d'analyse fournis dans les rapports d'audit sur les charges d'exploitation des GRT et sur le taux de rémunération de leur capital.

Dans les tableaux suivants, la CRE présente une fourchette d'évolution tarifaire possible pour chacun des GRT, en retenant :

- pour les charges de capital : à titre d'illustration, un CMPC de 5,25 % ;
- pour les charges d'exploitation : une fourchette haute correspondant à la demande des opérateurs, et une fourchette basse correspondant aux ajustements recommandés par l'auditeur, auxquels s'ajoute une révision supplémentaire des charges d'énergie, envisagée par la CRE ;
- pour le rattrapage du décalage tarifaire : la demande de GRTgaz et TIGF de couverture du décalage tarifaire pour la période ATRT5 n'est pas retenue par la CRE ;
- pour les souscriptions : la trajectoire « Optimiste » de GRTgaz (demande correspondant au scénario central du plan de développement 2015) et la trajectoire demandée par TIGF.

Les évolutions tarifaires qui figureront dans la décision tarifaire ATRT6 seront déterminées sur la base des analyses menées par la CRE sur les demandes des GRT et les recommandations des auditeurs externes concernant les trajectoires des charges d'exploitation et le taux de rémunération des actifs de GRTgaz et TIGF.

GRTgaz - En M€ courants	Tarif 2016	2017	2018	2019	2020	Moy. ATRT6
OPEX nettes fourchette basse	720	755	758	790	807	778
OPEX nettes fourchette haute		819	851	878	902	863
CCN	1 142	1 007	1 024	1 088	1 084	1 051
Apurement CRCP et redevance Fluxys	-20,2	-28,4 ¹	-32,1	-32,1	-32,1	-31,2
Revenu autorisé fourchette basse	1 842	1 734	1 750	1 846	1 859	1 797
Revenu autorisé fourchette haute		1 798	1 843	1 935	1 953	1 882
Evolution du revenu autorisé – fourchette basse	-	-6,0 %	+0,9 %	+5,5 %	+0,7 %	-1,0 %
Evolution du revenu autorisé – fourchette haute	-	-2,5 %	+2,5 %	+4,9 %	+1,0 %	+0,9 %
Evolution tarifaire moyenne – fourchette basse	-	-7,1 %	+4,5 %	+7,6 %	-1,1 %	-0,3 %
Evolution tarifaire moyenne – fourchette haute	-	-2,4 %	+5,0 %	+6,8 %	-0,5 %	+1,7 %

¹ A l'annuité de -32,1 M€ du CRCP s'ajoutent 3,7 M€ liés à la couverture du manque à gagner, pour GRTgaz, dû à la non perception, tant que le terminal de Dunkerque n'est pas en service, de la redevance due par Fluxys pour une prestation d'acheminement réalisée par le GRT français. La couverture de ce manque à gagner est prévue par la délibération du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne.

TIGF - En MC courants	Tarif 2016	2017	2018	2019	2020	Moy. ATRT6
OPEX nettes fourchette haute	72	75	70	76	77	74
OPEX nettes fourchette basse		76	77	85	88	82
CCN	177	159	165	175	182	170
Apurement CRCP	-1,9	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
Revenu autorisé fourchette basse	246	232	232	249	257	242
Revenu autorisé fourchette haute		233	240	258	268	250
Evolution du revenu autorisé - fourchette basse	-	-6,0 %	+0,4 %	+7,3 %	+2,9 %	-0,7 %
Evolution du revenu autorisé - fourchette haute		-5,4 %	+2,8 %	+7,6 %	+3,8 %	+0,5 %
Evolution tarifaire moyenne - fourchette basse	-	-6,4 %	+2,9 %	+8,7 %	+1,2 %	-0,1 %
Evolution tarifaire moyenne - fourchette haute	-	-5,5 %	+5,8 %	+8,2 %	+2,5 %	+1,2 %

5. STRUCTURE TARIFAIRE

5.1 Niveaux relatifs des termes tarifaires

5.1.1 Péréquation des tarifs de GRTgaz et de TIGF

Les différentes étapes de construction du réseau français ont mené à l'harmonisation d'une grande part des tarifs (entrées PIR, entrées PITTM, sortie vers le réseau régional, PITS). Le contexte de création de la place de marché unique pose la question d'une péréquation totale des tarifs de transport sur les réseaux de GRTgaz et TIGF, point sur lequel la CRE a interrogé les acteurs dans sa première consultation publique.

Dans leurs réponses, les expéditeurs se sont déclarés favorables au principe d'une péréquation des tarifs de GRTgaz et TIGF. Toutefois, plusieurs d'entre eux ont émis une réserve quant à l'éventuelle déresponsabilisation qu'elle pourrait entraîner pour les GRT, notamment dans le cas du développement d'une interconnexion conduisant à des investissements significatifs.

La CRE estime souhaitable que les GRT soient responsabilisés quant à d'éventuels futurs investissements.

La CRE constate par ailleurs que les termes tarifaires actuels des réseaux régionaux de GRTgaz et de TIGF sont relativement proches : à titre d'exemple, au 1^{er} avril 2016, le terme de capacité régional de GRTgaz était de 72,07 €/MWh/j/an, tandis que celui de TIGF s'élevait à 68,94 €/MWh/j/an, soit environ 4 % d'écart.

En outre, la CRE avait, dans son analyse préliminaire lors de la première consultation publique, écarté la possibilité d'une égalisation des termes de sortie vers les pays voisins, de façon à ne pas s'écarter de la réalité des coûts générés par ces transits pour les GRT, compte tenu des distances très différentes parcourues par le gaz sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF en fonction du point de sortie considéré.

En conséquence, la CRE estime qu'il est prématuré d'introduire une péréquation des tarifs de GRTgaz et de TIGF pour la période ATRT6.

Question 21 Etes-vous favorable au maintien de tarifs non péréqués sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF ?

5.1.2 Rééquilibrage des coûts et des recettes entre les réseaux principal et régional des GRT

Les tarifs de transport de gaz sont définis de façon à ce que les recettes perçues sur le réseau principal reflètent les coûts propres au réseau principal et les recettes perçues sur le réseau régional reflètent les coûts propres au réseau régional.

Les tarifs en vigueur en fin de période ATRT5 conduisent, après plusieurs évolutions tarifaires successives, à un léger déséquilibre à la maille France entre les coûts affectables à chaque catégorie de réseau et les recettes qu'il génère. La répartition des coûts et recettes entre réseau principal et réseau régional en 2016 est la suivante :

%	Réseau principal	Réseau régional
Part des coûts des GRT ¹	46 %	54 %
Part des recettes des GRT	50 %	50 %

La CRE a opéré à plusieurs reprises, dans les tarifs précédents², un rééquilibrage entre les coûts affectables et les recettes générées par le réseau principal et le réseau régional des GRT.

Elle a interrogé les acteurs de marché, dans sa consultation publique du 25 février 2016, sur l'opportunité d'effectuer un tel rééquilibrage pour le tarif ATRT6. La majorité des contributeurs s'est prononcée en faveur d'un rééquilibrage, considérant qu'il permettrait davantage de transparence sur la répartition des coûts.

¹ L'affectation des charges d'exploitation à chaque catégorie de réseau nécessite, pour certains postes de coûts, l'application d'une clé de répartition. La CRE retient une clé au kilomètre de réseau pour obtenir une estimation objective des charges d'exploitation supportées par le réseau principal et le réseau régional.

² Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 novembre 2006 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2008 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

La CRE envisage, pour le tarif ATRT6, de rétablir l'équilibre entre coûts et recettes à la maille France, en considérant la moyenne des charges affectables à chaque catégorie de réseau sur la période 2017-2021, soit 46 % pour le réseau principal et 54 % pour le réseau régional.

La CRE prévoit un rétablissement progressif de l'équilibre sur la période ATRT6, de manière à l'atteindre en 2020. Cette méthode permet de lisser l'impact du rééquilibrage sur les évolutions tarifaires successives.

Question 22 Etes-vous favorable au rééquilibrage progressif entre les coûts et les recettes sur le réseau principal et le réseau régional, de manière à atteindre l'équilibre en fin de période ATRT6 ?

5.1.3 Conséquences de la suppression du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud sur la tarification du transit vers l'Espagne

Dans sa première consultation tarifaire, la CRE avait envisagé que les tarifs supportés par les utilisateurs du transit (routes Dunkerque-Pirineos et Dunkerque-Oltingue) restent constants au cours de la période ATRT6.

La majorité des contributeurs à la consultation publique se sont exprimés en faveur de ce principe. Certains acteurs ont toutefois demandé la hausse du tarif du transit vers l'Espagne, au regard des bénéfices qui lui serait apportés par la création de la place de marché unique. TIGF et Enagas, en revanche, souhaitent la baisse de ce tarif, pour éviter de créer une barrière tarifaire « infranchissable » entre la France et l'Espagne.

Le maintien du coût du transit constant, toutes choses égales par ailleurs, implique, à la date de création de la place de marché unique, que la part des recettes actuellement perçues à cette liaison du fait de l'utilisation de ce point pour effectuer du transit vers l'Espagne soit reportée sur le point de sortie à Pirineos, dans la mesure où les utilisateurs du transit vers l'Espagne ne devront plus s'acquitter du terme tarifaire à cette liaison (208,04 €/MWh/j/an) et où, à ce jour, la totalité des approvisionnements de gaz sortant de France vers l'Espagne viennent du nord de la France.

Ce principe s'inscrit dans la continuité des évolutions tarifaires mises en œuvre lors des précédentes réductions du nombre de zones, à l'occasion desquelles les termes de liaison qui disparaissaient ont été reportés sur les termes de sortie.

Par conséquent, la CRE envisage le report d'une partie des recettes liées à la liaison Nord-Sud au travers d'une hausse du terme de sortie au PIR Pirineos au moment de la création de la place de marché unique de manière à conserver le coût du transit constant.

Question 23 Etes-vous favorable à une hausse du terme de sortie PIR Pirineos, au moment de la création de la place de marché unique et de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud ?

5.1.4 Niveaux relatifs des termes tarifaires au regard de la distance

La corrélation entre le niveau des termes tarifaires et la distance parcourue par le gaz est l'un des principes centraux du projet de Code de réseau Tarif européen, qui vise à harmoniser les méthodologies de calcul des tarifs de transport de gaz naturel en Europe. Il devrait entrer en vigueur en 2018.

Le texte réaffirme le principe selon lequel les tarifs doivent être fixés de manière à refléter les coûts réellement supportés par les GRT, ainsi que l'interdiction de subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau de transport de gaz. Le projet de code prévoit ainsi que le coût unitaire moyen supporté par chaque catégorie d'utilisateurs doit être identique, ce qui se vérifie par le *Cost Allocation Test*.

La CRE a mené, conjointement avec GRTgaz et TIGF, des analyses afin de s'assurer du respect par les tarifs ATRT des principes énoncés par le projet de Code de réseau Tarif, en anticipation de son entrée en vigueur et des éventuels recalages à opérer à l'occasion de la construction du tarif ATRT6.

La CRE a calculé les tarifs unitaires (au kilomètre), dans les tarifs ATRT5, en fonction des distances parcourues selon le type de flux :

Flux	Entrée	Sortie	Distance (km)	Tarif unitaire (€/MWh/j/an/km)
Transit vers l'Espagne	PIR Dunkerque	PIR Pirineos	1045	0,78
Transit vers l'Italie	PIR Dunkerque	PIR Oltingue	731	0,70
Consommations domestiques	Entrée PIR/PITTM/PITS	Sortie vers le réseau régional	Entre 200 et 350	[0,6 – 1,1] ¹

Ces données permettent de mettre en évidence deux orientations pour la construction de la structure tarifaire ART6 :

- d'une part, les tarifs unitaires du transit sont compris dans la fourchette des tarifs unitaires calculés pour les consommateurs domestiques : en conséquence, la CRE n'envisage pas de procéder à un rééquilibrage entre le transit et les consommations domestiques ;
- d'autre part, il existera, si l'on reporte intégralement le terme de liaison Nord-Sud sur le terme à la sortie au PIR Pirineos, un déséquilibre entre le tarif unitaire supporté pour le transit vers l'Espagne (0,78 €/MWh/j/an/km) et celui du transit vers l'Italie (0,70 €/MWh/j/an/km). La CRE envisage, à ce stade, de procéder à un rééquilibrage à 0,70 €/MWh/j/an/km, afin de mettre en cohérence les coûts unitaires des deux principales routes de transit.

La CRE procédera au réaligement du coût unitaire du transit vers l'Espagne sur celui de l'Italie à l'occasion de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud. La CRE prévoit ainsi une augmentation du terme vers l'Espagne d'environ +120 €/MWh/j/an, à comparer avec les 208,04 €/MWh/j/an actuellement perçus à la liaison Nord-Sud. Le reste du manque à gagner dû à la suppression du terme à la liaison Nord-Sud sera recouvré par les autres termes tarifaires de GRTgaz.

Question 24 Partagez-vous la proposition de maintenir l'équilibre actuel entre les tarifs unitaires pour le transit et le transport domestique ?

Question 25 Etes-vous favorable à un rééquilibrage des coûts unitaires des deux principales routes de transit (France-Espagne et France-Italie) à l'occasion de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud, comme envisagé par la CRE ?

5.1.5 Introduction d'un reversement entre les opérateurs

Le changement de la structure tarifaire résultant de la suppression du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud entraîne une distorsion entre les recettes perçues par chaque GRT et les coûts supportés dans l'exercice de leur mission.

En effet, le transit du gaz de la France vers l'Espagne traverse les zones GRTgaz et TIGF. A ce titre, jusqu'à la fusion tarifaire, l'utilisateur du réseau s'acquitte, d'une part, auprès de GRTgaz du terme d'entrée et du terme de liaison Nord-Sud, et, d'autre part, auprès de TIGF du terme de sortie à Pirineos. Ces montants correspondent respectivement au service rendu à l'utilisateur du réseau sur la zone GRTgaz (section PIR Dunkerque – Liaison Nord-Sud) et sur la zone TIGF.

Après la création de la place de marché unique, GRTgaz et TIGF continueront de rendre le même service aux utilisateurs réalisant du transit vers l'Espagne. Le report du terme de liaison Nord-Sud sur le terme de sortie à Pirineos (voir le point 5.1.3) génère donc des recettes supplémentaires pour TIGF, sans que celles-ci soient justifiées par une hausse des coûts supportés par TIGF ou une évolution du service qu'il rend.

Ainsi, pour permettre la couverture des coûts de chacun des deux opérateurs tout en évitant les impacts tarifaires sur les réseaux régionaux, la CRE envisage, à ce stade, d'introduire un reversement entre les opérateurs. Ce

¹ La distance moyenne parcourue pour les consommations domestiques varie, selon les modélisations, d'environ 200 km à environ 350 km.

reversement n'aurait pas de conséquence pour les utilisateurs du réseau, qui continueraient de régler leur facture au titre de la sortie à Pirineos auprès de TIGF.

Question 26 Etes-vous favorable à l'introduction d'un reversement inter-opérateur tel qu'envisagé par la CRE ?

5.1.6 Evolution de la tarification du réseau principal

La CRE avait également interrogé le marché, dans sa première consultation publique, sur une éventuelle hausse des termes d'entrée aux PIR. Cette hausse, qui interviendrait en cours de période tarifaire, avec la création de la zone unique, visait notamment à prendre en compte les investissements nécessaires à la création de la place de marché unique en 2018 et à matérialiser le fait que les expéditeurs accèderont à une plus grande zone de livraison après la fusion.

La majorité des contributeurs se sont exprimés en défaveur d'une hausse des entrées, afin notamment de ne pas nuire à l'attractivité des PEG français et à la liquidité du marché. Certains expéditeurs ont demandé une forte baisse des termes d'entrée aux PIR.

Les évolutions envisagées par la CRE dans la partie « Niveau tarifaire » de la présente consultation se traduiraient par une baisse du revenu autorisé des opérateurs en 2017, liée principalement à la révision à la baisse du taux de rémunération de la base d'actifs régulés des opérateurs. Cette baisse, conjuguée au rééquilibrage des tarifs entre le réseau principal et le réseau régional, permet à la CRE d'envisager une baisse des termes du réseau principal en 2017, qui s'appliquerait à l'ensemble des entrées et des sorties. Par exemple, dans son scénario illustratif, la CRE envisage une baisse d'environ 4 % (voir partie 5.1.9 « Illustration ») au 1^{er} avril 2017.

Les entrées et sorties du réseau principal (entrées PIR et PITTM, sorties PIR, entrées et sorties PITS, sorties vers le réseau régional) baisseraient dans la même proportion, bénéficiant à toutes les catégories d'utilisateurs du réseau sans modifier la répartition des recettes entre transit et consommations domestiques.

Pour la suite de la période, pour permettre un rééquilibrage progressif des recettes perçues par le réseau principal par rapport au réseau régional, la CRE envisage, à ce stade, de faire évoluer les termes du réseau principal à l'inflation.

Question 27 Etes-vous favorable à une baisse des termes du réseau principal la première année du tarif ATRT6, suivie par une évolution à l'inflation ?

5.1.7 Tarification des PITTM

Dans leurs réponses à la consultation publique du 25 février 2016, certains acteurs ont exprimé le souhait d'une baisse ou d'une annulation des termes tarifaires aux PITTM, de manière à rendre les terminaux français plus attractifs. Ils ont souligné qu'une augmentation des importations de GNL aurait un impact positif pour l'ensemble du marché, à travers une hausse de la liquidité aux PEG.

La CRE souscrit en partie aux arguments développés par les contributeurs à la consultation publique. Elle envisage de répercuter la baisse tarifaire de l'année 2017 sur l'ensemble des termes du réseau principal des GRT, y compris les termes d'entrée aux PITTM.

La CRE souligne par ailleurs que les termes d'entrée aux PITTM sont historiquement plus faibles que les termes d'entrée aux PIR. La CRE envisage de maintenir cet écart, de l'ordre de 6 %, qui permet d'intégrer, dans la tarification des PITTM, une composante à la distance. En effet, les points d'entrée aux PITTM permettent d'alimenter, en proportion, davantage de consommateurs domestiques que les points d'entrée aux PIR qui alimentent également les usages de transit qui parcourent une distance plus importante sur le réseau.

Pour la suite de la période, la CRE envisage, comme pour les autres termes du réseau principal, de faire évoluer les termes d'entrée aux PITTM à l'inflation.

Question 28 Etes-vous favorable au maintien du traitement tarifaire actuel des PITM ?

5.1.8 Evolution de la tarification des PITS

Dans sa délibération 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, la CRE a retenu un coefficient multiplicateur de 1,33 entre les tarifs aux PITS (points d'interface transport stockage) de GRTgaz Sud et les tarifs au PITS de TIGF. Ce coefficient, établi sur la base des conclusions d'une étude confiée par la CRE en 2013 au cabinet Pöyry, vise à refléter la différence de service offert par chaque GRT, les capacités commercialisées aux PITS de GRTgaz étant fermes climatiques, tandis que les capacités commercialisées au PITS de TIGF sont fermes.

Dans le cadre de la réforme en cours de l'accès des tiers aux stockages, TIGF souhaite un alignement des termes tarifaires aux PITS en France. TIGF appuie sa demande sur une étude réalisée en mars 2016 par le cabinet Pöyry. Sur la base des résultats de cette étude, il conclut que les conditions de disponibilité des capacités aux PITS ne justifient plus l'application d'un tarif supérieur au PITS de TIGF qui a subi, en 2015 et 2016, des interruptions liées pour l'essentiel à des travaux à l'interface GRTgaz-TIGF¹.

La CRE a étudié les taux d'interruption aux PITS de GRTgaz et de TIGF entre avril 2014 et mai 2016. Elle constate que les taux moyens d'interruption de la capacité souscrite ont été, depuis 2014, sensiblement plus élevés en injection sur le PITS Nord-Atlantique et en soutirage sur le PITS Sud-Atlantique que sur les autres PITS. Ces interruptions sont majoritairement liées aux règles de répartition des capacités entre la liaison Nord-Sud et les PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, elles-mêmes fondées sur des critères climatiques². Les autres PITS de GRTgaz ont été interrompus à des niveaux comparables à ceux observés sur le PITS de TIGF en 2015 et 2016, principalement en raison de maintenances.

La création, au 1^{er} novembre 2018, d'une place de marché unique en France conduira à une mise en concurrence directe des opérateurs de stockage sur l'ensemble du territoire. Dans le but de favoriser le bon fonctionnement du marché et dans le contexte de commercialisation prochaine des capacités de stockage aux enchères, la CRE souscrit à la proposition de TIGF d'harmoniser les termes tarifaires aux PITS dans la mesure où les services rendus sont comparables.

Compte tenu des taux d'interruption observés depuis 2014 et des causes de ces interruptions, la CRE est favorable à une égalisation entre les termes tarifaires au PITS de TIGF et les termes tarifaires aux PITS de GRTgaz, à l'exception des PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique. Concernant les termes tarifaires aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, la CRE est favorable au maintien d'un coefficient égal à 1,33 avec autres termes aux PITS.

A titre illustratif, sur la base des tarifs en vigueur depuis le 1^{er} avril 2016 et avec l'hypothèse du maintien à un niveau constant, à la maille France, des revenus prévisionnels 2016 aux PITS, une égalisation aboutirait aux termes tarifaires suivants, en retenant un coefficient égal à 1,33 entre les termes aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique et les autres termes aux PITS :

PITS	€/MWh/j/an	
	Entrée	Sortie
Nord-Atlantique et Sud-Atlantique	7,5	16,9
Autres PITS France	10,0	22,5

Question 29 Etes-vous favorable à l'égalisation des termes tarifaires au PITS de TIGF et aux PITS de

¹ Les résultats de l'étude réalisée par le cabinet Pöyry pour le compte de TIGF figurent en annexe de la réponse de l'opérateur à la consultation publique de la CRE du 25 février 2016. Les réponses non confidentielles à cette consultation publique sont disponibles [sur le site internet de la CRE](#).

² Cette règle de répartition est décrite dans la pièce B3.1 du [code opérationnel de réseau](#) de GRTgaz.

GRTgaz, à l'exception de Nord-Atlantique et Sud-Atlantique ?

5.1.9 Illustration

A titre illustratif, la CRE présente un exemple d'évolution des principaux termes tarifaires des réseaux de GRTgaz et TIGF sur la période ATRT6.

Dans cet exemple, les revenus autorisés à couvrir pour chacun des deux GRT comprennent des charges de capital déterminées sur la base d'un CMPC de 5,25 %, et des charges d'exploitation correspondant à la moyenne des fourchettes haute et basse présentées dans la partie « Niveau tarifaire » de la présente consultation.

Les niveaux de souscriptions retenus pour cet exemple correspondent au scénario « optimiste » de GRTgaz et à la demande de TIGF.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution, à chaque mouvement tarifaire, des principaux termes du réseau de transport de gaz, mais aussi le niveau absolu du terme de sortie à Pirineos et la part des recettes perçues sur les réseaux principal et régional.

%	1 ^{er} avril 2017	1 ^{er} avril 2018	1 ^{er} nov. 2018	1 ^{er} avril 2019	1 ^{er} avril 2020
Entrées PIR/PITTM	-4,0 %	inflation	0,0 %	inflation	inflation
Entrées/sorties PITS	-4,0 %	inflation	0,0 %	inflation	inflation
Sortie Oltingue	-4,0 %	inflation	0,0 %	inflation	inflation
Sortie Pirineos	-4,0 %	inflation	24,6 %	inflation	inflation
Liaison Nord-Sud	0,0 %	0,0 %	-100,0 %	0,0 %	0,0 %
Sorties vers le réseau régional	-4,0 %	inflation	0,0 %	inflation	inflation
Réseau régional GRTgaz	0,0 % ¹	4,6 %	0,0 %	4,6 %	4,6 %
Réseau régional TIGF	0,0 % ²	1,5 %	0,0 %	1,5 %	1,5 %

Terme de sortie au PIR Pirineos (€/MWh/j/an)	477,0	483,0	601,9	610,3	619,6
Coût du transit de la France vers l'Espagne (€/MWh/j/an)	794,8	802,2	713,0	723,0	733,9

% de recettes perçues par le réseau principal	50 %	49 %	49 %	47 %	46 %
% de recettes perçues par le réseau régional	50 %	51 %	51 %	53 %	54 %

Dans cet exemple, la baisse du revenu tarifaire en début de période permet de diminuer de 4% les termes du réseau principal, qui évoluent par la suite de l'inflation.

¹ Ce pourcentage ne tient pas compte de l'éventuelle hausse du TCL au PITD à la suite du transfert des charges « 3R » ni de la hausse éventuelle du TCR consécutive à une réforme des NTR

² Ce pourcentage ne tient pas compte de l'éventuelle hausse du TCL au PITD à la suite du transfert des charges « 3R » ni de la hausse éventuelle du TCR consécutive à une réforme des NTR

Le tarif sur le réseau régional resterait constant la première année ; sur la période 2018-20, la CRE propose de lisser les hausses tarifaires, en couvrant au global le revenu autorisé de chaque GRT (et non chaque année). Ces hausses seraient donc de +4,6 % par an sur le réseau régional de GRTgaz et de +1,5 % par an sur le réseau régional de TIGF.

Au 1^{er} novembre 2018, date de la création de la place de marché unique, le terme de liaison Nord-Sud (208,04 €/MWh/j/an) disparaîtrait, se reportant sur le terme de sortie à Pirineos. La hausse de ce dernier serait alors minorée par le réaligement du tarif unitaire du transit France-Espagne sur celui du transit France-Italie. En conséquence, le terme de sortie à Pirineos augmenterait de 119 €/MWh/j/an.

Ces évolutions permettent d'amorcer dès 2017 le rééquilibrage des recettes perçues au titre des réseaux principal et régional, pour atteindre la cible d'une répartition à 46 %/54 % en 2020. En effet, sans ce rééquilibrage, la répartition des recettes en 2017 serait de 51 % pour le réseau principal et 49 % pour le réseau régional.

Question 30 Avez-vous d'autres commentaires à formuler concernant l'évolution des termes tarifaires sur les réseaux de transport de gaz de GRTgaz et de TIGF ?

5.2 Modification des niveaux de tarif régional (NTR)

5.2.1 Rappel de l'historique de formation des NTR

Contrairement à l'électricité, le choix a été historiquement fait de développer le gaz là où il a une pertinence économique par rapport aux autres énergies. Le consommateur paie donc les coûts de réseau qu'il engendre sur le réseau régional, notamment en fonction de sa souscription de capacité et de son éloignement du réseau principal.

En particulier, le niveau de tarif régional (NTR) de chaque Point de Livraison est établi en fonction du coût de transport du gaz à partir du réseau principal jusqu'au point de livraison considéré. Ce NTR traduit la disparité des coûts d'accès au réseau principal sur le territoire. Au moment de leur instauration, l'objectif était d'éviter des développements de réseau non rentables.

Les NTR actuels n'ont jamais été révisés. Pour GRTgaz, les NTR ont été fixés notamment en fonction, d'une part, des investissements nécessaires pour développer le réseau régional (canalisations) permettant d'aller du réseau principal jusqu'au point de livraison et d'autre part, des débits et quantités attendus sur les points de livraison considérés. Depuis 2000, la méthode de calcul des NTR qui s'applique aux nouveaux raccordements s'inscrit dans la continuité de la méthode historique et est décrite sur le site internet de GRTgaz¹.

Pour TIGF, une formule, déterminée en 2004, continue d'être appliquée pour tout nouveau raccordement. Elle tient compte de la distance au réseau principal et du diamètre par l'application d'un coefficient α (coût des investissements / capacité), qui est d'autant plus élevé que le diamètre est faible².

Ainsi, si la distance au réseau principal est un des paramètres de calcul des NTR, elle n'est pas le seul inducteur de coût pris en compte dans les méthodes de calcul des NTR.

5.2.2 La nécessité de réviser le système actuel de NTR

Le système actuel de NTR conduit à des écarts de tarif d'acheminement très importants, de 0 à 29 sur le réseau de GRTgaz. Ces écarts peuvent localement conduire à une mise en concurrence du réseau de transport de gaz avec le GNL porté ou d'autres énergies, susceptible d'entraîner des dé-raccordements du réseau de transport.

Or, la perte de souscriptions de capacité liée à des dé-raccordements de sites a un impact à la hausse sur le tarif de transport de gaz. Par ailleurs, alors que les tarifs réglementés de vente (TRV) opéraient une péréquation partielle pour les clients finals en retenant 6 niveaux de prix au lieu de 29 sur le réseau de GRTgaz, le passage en offre de marché confronte certains sites, dont le NTR est élevé, à des hausses importantes de leur facture d'acheminement.

Enfin, les développements du réseau de transport ont conduit, au fil des années, à en modifier le fonctionnement : le réseau principal s'est étendu par endroits ; à d'autres, d'anciennes portions du réseau principal ont été requalifiées en réseau régional.

La CRE a donc proposé, dans la première consultation publique portant sur le tarif ATRT6, une révision des NTR,

¹ La formule de détermination du NTR est disponible sur le site de [GRTgaz](#)

² La formule de détermination du NTR est disponible sur le site de [TIGF](#)

qui s'appuierait sur trois principes :

- l'introduction d'un certain niveau de péréquation, le système purement multiplicatif en vigueur introduisant de fortes différences de tarifs et ne reflétant pas parfaitement la progressivité des coûts ;
- l'utilisation de la distance des sites au réseau principal comme principal paramètre pour définir les NTR, ce dernier étant le premier inducteur de coûts ;
- la nécessité d'une continuité avec le système actuel, pour préserver l'équilibre financier des sites, respecter le principe de continuité et de prévisibilité de la régulation tarifaire et garantir l'acceptabilité de la réforme.

L'éventuel impact tarifaire de la réforme serait exclusivement répercuté sur le terme de capacité régional (TCR).

5.2.3 Synthèse des réponses à la consultation publique

5.2.3.1 Concernant la réforme des NTR

L'ensemble des répondants, à l'exception d'un expéditeur industriel, est favorable à une réforme des NTR, qui devrait réduire les disparités entre les sites, améliorer la situation de certains sites dont le NTR est supérieur à 8 ou à 12, et contribuer à faciliter le raccordement aux réseaux de gaz.

La majorité des participants est favorable aux principes proposés par la CRE ; plusieurs soulignent l'importance d'introduire davantage de péréquation. Un seul fournisseur est opposé au principe de continuité, car il juge que les NTR doivent refléter strictement les coûts, quelle que soit la situation initiale du site.

Par ailleurs, plusieurs fournisseurs souhaitent disposer de davantage d'information avant de se prononcer définitivement sur la réforme. Certains fournisseurs soulignent la difficulté de prévoir l'impact d'une telle réforme sur l'équilibre économique des contrats en cours et demandent à la CRE de rendre sa mise en œuvre graduelle, ou bien d'en échelonner les effets dans le temps.

5.2.3.2 Concernant la définition d'un NTR maximal inférieur au NTR actuel

Afin d'instaurer une plus grande péréquation entre les sites, la CRE envisageait de modifier le NTR maximal. Celui-ci est de 29 sur le réseau de GRTgaz et de 15 sur le réseau de TIGF. La CRE proposait, dans la première consultation publique portant sur l'ATRT6, de diminuer le NTR maximal et de le fixer à 8 ou à 12. Ce NTR maximal serait commun aux deux réseaux de transport.

Une très large majorité des acteurs est favorable à l'introduction de davantage de péréquation, au moyen du bornage des NTR à 8 ou à 12. Un seul fournisseur y est opposé. Les expéditeurs sont partagés quant à la valeur à retenir (8 ou 12), et souhaitent que la CRE limite la hausse du TCR qui en découlera.

5.2.3.3 Concernant la méthode de calcul des NTR

La CRE a proposé trois méthodes, dont deux opèrent une rupture avec le système existant en mettant en œuvre une corrélation directe entre la distance au réseau principal et le NTR (méthodes 1 et 3).

- **Méthode 1 : nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal**

Cette méthode consiste à affecter un nouveau NTR à chaque site, défini en fonction de la distance actuelle du site au réseau principal pour GRTgaz. Pour TIGF, la formule actuelle serait maintenue, car elle permet de prendre en compte les développements du réseau. L'impact sur le TCR dépend du choix des intervalles de distance pour chaque NTR retenu.

- **Méthode 2 : bornage simple des NTR à 8 ou à 12**

Cette méthode consiste à déterminer un NTR maximal, de 8 ou de 12. Tous les sites disposant d'un NTR supérieur à 8 ou à 12 verraient leur NTR fixé respectivement à 8 ou à 12. Le NTR du reste des sites serait inchangé. L'impact sur le TCR est modéré.

- **Méthode 3 : nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal, en excluant les hausses de NTR**

Cette dernière méthode est fondée sur le calcul d'un nouveau NTR pour chaque site, en fonction de la distance au réseau principal pour GRTgaz, et de la distance et du diamètre dans le cas de TIGF. Cette nouvelle valeur n'est retenue que si elle est inférieure à la valeur historique : ainsi, le NTR d'un site ne peut que baisser ou rester inchangé. Comme pour la première méthode, l'impact sur le TCR dépend du paramétrage retenu. Pour un même paramétrage, la hausse du TCR sera supérieure à celle constatée en appliquant la méthode 1, puisque la méthode 3 exclut toute hausse de NTR. Cette hausse du TCR sera également supérieure à celle constatée en appliquant la méthode 2 qui ne prévoit pas de baisses complémentaires de NTR en dehors de l'effet du bornage.

La majeure partie des répondants est favorable à la méthode 3, pour laquelle la CRE avait exprimé sa préférence dans son analyse préliminaire. Toutefois, de nombreux participants alertent la CRE sur la hausse de TCR que celle-ci pourrait induire. Seuls 3 répondants souhaitent que les hausses de NTR soient appliquées, comme c'est le cas dans la méthode 1. Plusieurs répondants, tout en soutenant la méthode 3, soulignent qu'elle ne peut pas être une fin en soi, mais qu'elle doit s'inscrire dans une trajectoire d'évolution vers un strict reflet des coûts, à la distance ou autre.

5.2.4 Orientation préliminaire de la CRE

5.2.4.1 Instauration d'un certain degré de péréquation

Introduire un NTR maximal de 8 pour l'ensemble de la France permettrait à tous les sites aujourd'hui soumis à un NTR supérieur de bénéficier d'une baisse de leur tarification régionale. En contrepartie, les sites ayant un NTR situé entre 1 et 8 verraient une hausse de leur tarification régionale, du fait de l'augmentation du TCR. La CRE juge cette mesure nécessaire, notamment dans le contexte de la suppression des tarifs réglementés de vente (TRV).

Un NTR maximal fixé à 8 plutôt qu'à 12 renforcerait la compétitivité des réseaux de transport et de distribution de gaz, notamment en comparaison avec le GNL porté, et permettrait d'éviter les dé-raccordements sur des infrastructures représentant des investissements importants. De surcroît, la hausse du TCR, dans l'hypothèse d'un NTR maximal de 8, demeure limitée, au regard de la proportion de sites qui bénéficieraient du plafonnement du NTR.

La CRE est ainsi favorable à la limitation du NTR maximal à 8 sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF.

Question 31 Etes-vous favorable à l'instauration d'un NTR maximal sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF ? Etes-vous favorable à une limitation à 8 du NTR sur les réseaux de transport régionaux de GRTgaz et de TIGF ?

5.2.4.2 Méthode 1 : nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal

La méthode 1, qui retient la distance au réseau principal comme unique critère pour fixer le NTR permet théoriquement de refléter assez précisément les coûts induits, la distance étant un des principaux inducteurs de coûts. Néanmoins, la distance n'est pas le seul paramètre pris en compte aujourd'hui dans l'attribution des NTR et cette méthode conduit à des hausses considérables des coûts d'acheminement pour certains sites. Augmenter significativement le NTR de certains sites pourrait avoir comme conséquence de provoquer des dé-raccordements.

Par conséquent, la CRE réitère son orientation initiale, défavorable à la méthode 1 de révision des NTR.

5.2.4.3 Méthode 3 : nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal, tout en excluant les hausses de NTR

Dans la première consultation publique, la CRE avait indiqué qu'elle était favorable à cette dernière méthode car elle ne pénalisait aucun site par une augmentation de son NTR et permettait de mettre en œuvre un système de NTR mieux corrélé au réseau principal que celui en vigueur.

Néanmoins, plusieurs acteurs soutenant la méthode 3 soulignent qu'elle ne peut pas être une fin en soi, mais qu'elle doit s'inscrire dans une trajectoire d'évolution vers un strict reflet des coûts. La CRE considère également que la méthode 3 ne peut être que transitoire, avant d'évoluer progressivement vers un système de NTR corrélé aux coûts et dont le calcul est identique pour tous les sites.

La CRE a donc analysé la possibilité de mettre en œuvre une méthode 3 qui s'inscrirait dans une trajectoire de convergence vers la méthode 1, c'est-à-dire avec un calcul de NTR corrélé à la distance. Une telle méthode induirait des hausses de TCR considérables les premières années, de l'ordre de 30 %, les hausses de NTR n'étant pas appliquées. Le TCR diminuerait par la suite dès lors que les hausses de NTR seraient progressivement appliquées. Ainsi, cette méthode ne permet pas simultanément de (i) corréliser la tarification à la distance au réseau principal et (ii) de contenir la hausse initiale du TCR.

De ce fait, cette méthode ne permet pas de répondre aux objectifs que la CRE s'était fixés. En conséquence, la CRE écarte la mise en œuvre de la méthode 3.

5.2.4.4 Méthode 2 : bornage simple des NTR à 8 ou à 12

La CRE a analysé la possibilité de mettre en œuvre la méthode 2. Le bornage simple garantit la continuité avec le système existant, en conservant la majorité des NTR historiques, à l'exception de ceux supérieurs au NTR maximal. Cette méthode corrige certaines anomalies constatées dans le système actuel de NTR pour les sites ayant un NTR supérieur au NTR maximal, et introduit davantage de péréquation.

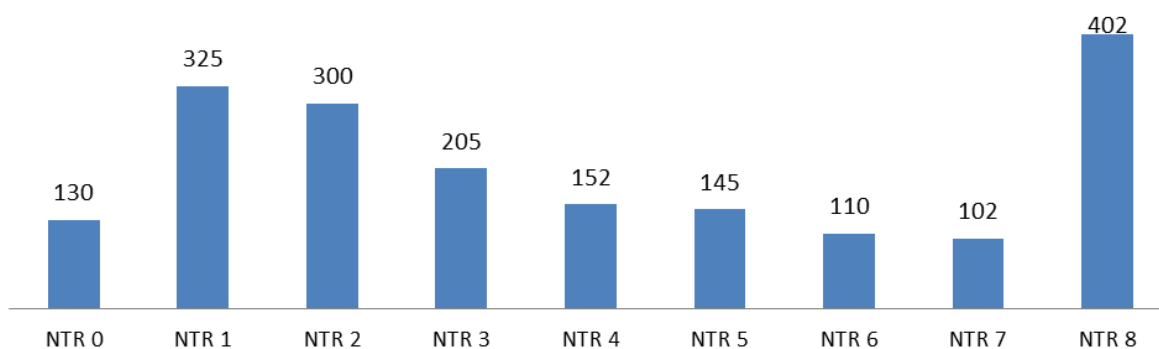
Dans le cas où le NTR maximal serait fixé à 8, le NTR de 18 % des clients du réseau de GRTgaz baisserait, ainsi que celui de 11 % des clients du réseau de TIGF.

Cette méthode 2 a pour conséquence une perte tarifaire de l'ordre de 43 M€ pour GRTgaz, avec un NTR maximal de 8, et de 12 M€ avec un NTR maximal de 12. Pour TIGF, la perte tarifaire est d'environ 6,0 M€ avec un NTR maximal de 8 et 0,9 M€ avec un NTR maximal de 12.

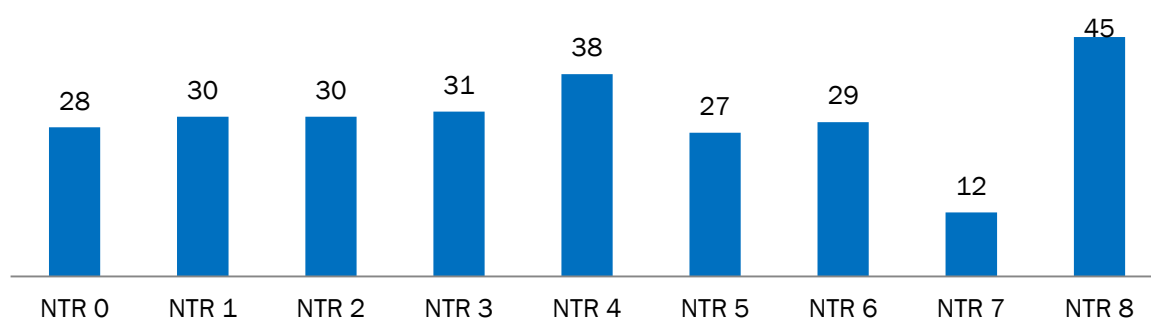
Cette perte tarifaire devrait être compensée par une hausse du TCR de 5,7 % (NTR maximal de 8), respectivement 1,5 % (NTR maximal de 12) pour GRTgaz, 7,6 % (NTR 8), 1,1 % (NTR 12) pour TIGF.

	NTR maximal de 8		NTR maximal de 12	
	GRTgaz	TIGF	GRTgaz	TIGF
Proportion de clients bénéficiaires	18 %	11 %	7 %	3 %
Perte tarifaire	43 M€	6,0 M€	12 M€	0,9 M€
Augmentation du TCR	5,7 %	7,6 %	1,5 %	1,1 %

Nombre de sites par NTR sur le réseau de GRTgaz, méthode 2, NTR maximal de 8



Nombre de sites par NTR sur le réseau de TIGF, méthode 2, NTR maximal de 8



5.2.5 Conclusion

La CRE envisage mettre en œuvre la méthode 2 avec un bornage à 8 à compter du 1^{er} avril 2017. Cette limitation du NTR maximal à 8 bénéficiera à environ 20 % des sites sur le réseau de GRTgaz et 10 % des sites sur le réseau de TIGF. Simultanément, cette baisse tarifaire sera compensée par une hausse du TCR de 5,7 % pour GRTgaz, et 7,6 % pour TIGF.

La CRE poursuivra néanmoins sa réflexion sur une refonte complète du système de NTR afin de mieux refléter les évolutions du réseau. Cette réforme ne sera pas appliquée avant le tarif ATRT 7.

5.3 Evolutions des tarifs de transport de gaz en rapport avec la LTECV

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit un certain nombre de dispositions susceptibles d'avoir un impact sur le tarif de transport de gaz.

5.3.1 Compensation des revenus des opérateurs de stockages souterrains

Le point 10 de l'article 167 de la LTECV relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la possibilité pour le gouvernement de légiférer par ordonnance afin « de modifier les obligations de détention de stocks de gaz naturel par les fournisseurs, les modalités d'accès aux infrastructures de stockage de gaz naturel et les missions des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel en matière de stockage de gaz naturel ainsi que celles de la Commission de régulation de l'énergie, prévues aux articles L.121-32, L.134-1, L.421-4 à L.421-12 et L.431-3 du code de l'énergie, afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier et, si nécessaire pour l'atteinte de cet objectif, de réguler les tarifs des capacités de stockage souterrain de gaz naturel ».

La ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique ont soumis à la CRE pour avis, le 8 février 2016, un projet d'ordonnance modifiant les modalités d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz. La CRE a rendu son avis le 10 mars 2016. Le projet d'ordonnance prévoit la régulation des revenus des opérateurs de stockage et la commercialisation aux enchères des capacités.

L'article 5 du projet d'ordonnance prévoit que les opérateurs de stockage sont compensés de la différence entre leurs revenus autorisés et leurs recettes issues de la commercialisation aux enchères. Le calcul de cette compensation est effectué par la CRE. La compensation est collectée ou reversée à travers les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz, les GRT jouant le rôle d'intermédiaires entre leurs clients et les opérateurs de stockage. Un traitement spécifique peut être prévu pour les capacités interruptibles.

A date, ni l'ordonnance ni les décrets qu'elle prévoit n'ont été publiés. Cette situation ne permet pas à la CRE de prendre en compte ce sujet dans la présente consultation publique.

5.3.2 Contrats d'interruptibilité entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution et les consommateurs finals de gaz naturel.

5.3.2.1 Offres interruptibles prévues par le tarif ATRT5

Capacités interruptibles (telles que prévues par l'ATRT5)

Le tarif ATRT5 prévoit la possibilité de souscrire, sous certaines conditions, des capacités interruptibles d'acheminement aval (termes sortie du réseau principal, d'acheminement régional et de livraison) auprès des GRT, dont la disponibilité est principalement conditionnée à la consommation et à la configuration du réseau. La CRE n'envisage pas à ce stade de modification de cette offre dans le tarif ATRT6.

Offre Interruptible d'Acheminement à Préavis Court (IAPC)

L'offre Interruptible d'Acheminement à Préavis Court (IAPC) permet aux sites fortement modulés de capacité supérieure à 10 GWh/j situées à proximité d'un point d'entrée du réseau de GRTgaz (< de 50 km à vol d'oiseau), de bénéficier d'une réduction de 50 % de leurs termes d'acheminement. En contrepartie, les bénéficiaires peuvent être interrompus en cas d'indisponibilité du point d'entrée. Cette offre, souscrite au moment de la signature du contrat de raccordement, permet d'éviter des investissements de renforcement du réseau.

Offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud (IAPC Transitoire Sud)

L'offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud (IAPC Transitoire Sud) a été introduite par la mise à jour tarifaire applicable au 1^{er} avril 2015 pour faciliter l'acheminement de gaz en zone Sud en cas de congestion. Les deux offres ne sont pas cumulables. L'offre IAPC Transitoire Sud est proposée à titre transitoire jusqu'à la création d'une place de marché unique en France (2018). 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 le taux d'interruption des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud est égal à 100 %.

Dans le cadre de la consultation publique de février 2016, deux expéditeurs ont exprimé leur souhait que la CRE modifie les offres dédiées aux sites fortement modulés, pour (i.) introduire une tarification flexible des capacités souscrites, adaptée à la grande variation de la consommation des centrales électriques, et (ii.) prolonger l'IAPC transitoire Sud après la fusion des zones en novembre 2018.

5.3.2 Contrats d'interruptibilité tels que prévus par l'article L. 431-6-2 de la LTECV

L'article L. 431-6-2 introduit par l'article 158 de la LTECV prévoit que « Lorsque le fonctionnement normal des réseaux de transport de gaz naturel est menacé de manière grave et afin de sauvegarder l'alimentation des consommateurs protégés, le gestionnaire de réseau de transport concerné procède, à son initiative, à l'interruption de la consommation des consommateurs finals agréés raccordés au réseau de transport. Les sujétions de service public ainsi imposées aux consommateurs finals agréés pouvant être interrompus font l'objet d'une compensation par le gestionnaire de réseau de transport au titre du coût de la défaillance à éviter, dans la limite d'un plafond de 30 € par kilowatt. »

En Concertation Gaz, la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) a présenté trois projets de nouveaux mécanismes :

- un contrat d'interruptibilité avec un préavis de 2h, signé avec le GRT. Les capacités retenues et la rémunération associée sont le résultat d'un appel d'offres. Les sites volontaires sont rémunérés par le GRT et constituent une réserve d'interruption. Les modalités précises feront l'objet d'un arrêté qui sera soumis à la CRE pour avis. La part de capacités interruptibles nécessaire pour les GRT et le montant de la rémunération seront également précisés dans cet arrêté ;
- un contrat d'interruptibilité avec un préavis de 24h, signé avec le GRT, qui ne serait pas rémunéré ;
- un contrat d'interruptibilité avec un préavis de 24h, signé avec le GRD, qui ne serait pas rémunéré.

Les capacités contractualisées par ces mécanismes seraient exemptées du paiement de la compensation due aux opérateurs de stockage.

Les décrets prévus par cet article n'étant pas finalisés et publiés, la CRE n'a pas pris en compte les coûts du dispositif dans le présent document de consultation.

En l'absence des textes d'application de la LTECV, la CRE n'est pas en mesure de consulter sur une refonte des offres d'interruptibilité du GRT. La CRE envisage de reconduire à l'identique les mécanismes d'interruptibilité existants dans l'ATRT5.

Question 32 Avez-vous des remarques concernant les mécanismes d'interruptibilité envisagés par le tarif ATRT6 ?

5.3.3 Le statut de gazo-intensif et la tarification 100 % à la capacité

Depuis le 16 juillet 2013, les consommateurs gazo-intensifs peuvent bénéficier de mesures spécifiques, prévues par l'article L.461-1 du code de l'énergie¹. La liste des entreprises gazo-intensives, établie en 2013 par la DGEC, comprenait 141 entreprises. La dernière mise à jour (3 juin 2016) comprend 148 entreprises pour 266 sites. Une nouvelle liste, dont les critères seront définis par décret, est prévue par l'article 159 de la LTECV. Le décret n'a pas encore été publié.

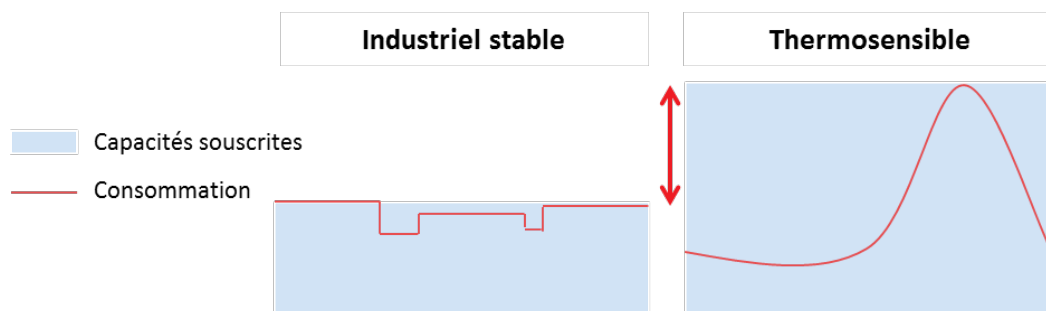
L'article 159 de La LTECV prévoit que « *les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel prennent en compte la situation particulière des entreprises fortement consommatrices de gaz dont les sites présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique. Ils prennent notamment en compte les effets positifs de ces consommateurs sur la stabilité et l'optimisation du système gazier* ».

Le tarif de transport de gaz est fondé sur une tarification 100 % fonction de la capacité souscrite² (et non à l'usage qui en est fait). Ce mode de tarification permet de prendre en compte l'effet positif que présentent les sites prévisibles et stables pour le système gazier, en particulier en termes de réduction des investissements.

Ainsi, à consommation égale, l'expéditeur d'un client thermosensible doit souscrire davantage de capacité, puisqu'il doit couvrir la pointe de consommation, très éloignée de la consommation moyenne.

¹ « Les entreprises qui utilisent le gaz naturel comme matière première ou source d'énergie et dont l'activité principale est exposée à la concurrence internationale peuvent bénéficier, pour certains de leurs sites, de conditions particulières d'approvisionnement et d'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. [...] Ces conditions particulières sont proportionnées aux modalités d'utilisation du gaz naturel et des réseaux de transport et de distribution par les sites bénéficiaires. »

² A l'exclusion du terme de livraison qui est fonction du nombre de postes de livraison (pour refléter les coûts réels)



Cette tarification répond ainsi aux objectifs de l'article 159 de la LTECV. De ce fait la CRE ne prévoit pas, à ce stade, de la modifier.

5.3.4 La maîtrise de la pointe hivernale

La LTECV introduit, dans l'article 161, la possibilité d'une tarification différenciée des pointes de consommation. Elle prévoit que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 452-1 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes gazières, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre. ». Un décret d'application sera soumis à l'avis de la CRE.

La tarification des termes aval prévue par l'ATRT5 est conforme à cet objectif. Ainsi, les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité 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}

Cette tarification présente un double avantage : d'une part elle permet aux sites présentant une consommation anticyclique de ne souscrire que les mois d'été, et, d'autre part elle incite à souscrire annuellement et donc à lisser sa consommation en réduisant sa pointe hivernale. En cela, cette tarification répond aux objectifs des articles 159 et 160 de la LTECV. La CRE ne prévoit pas, à ce stade, de la modifier.

Question 33 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant le maintien de la tarification 100 % à la capacité ?

Question 34 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant le maintien de la modulation mensuelle des termes de capacités mensuelles de sortie du réseau principal, de livraison et d'acheminement sur le réseau régional ?

5.4 Autres évolutions de l'offre des GRT

5.4.1 Modification de la répartition des coûts de raccordements grâce à l'introduction d'une « remise développement »

Afin de faciliter le raccordement de nouveaux clients ou l'augmentation des souscriptions par l'adaptation de postes existants, les GRT proposent de diminuer le prix des ouvrages de raccordement dont s'acquitte le client, en faisant porter une partie des coûts de raccordement par l'ensemble des consommateurs via le tarif de transport.

GRTgaz propose que cette « remise raccordement » soit calculée en fonction du coût de l'opération et des recettes d'acheminement attendues sur 10 ans.

TIGF propose de prendre en charge jusqu'à 60 % des coûts de raccordement, en fonction de la rentabilité espérée du raccordement ou de l'adaptation de poste.

La CRE avait, dans la consultation publique de février 2016, exprimé son intérêt pour un tel mécanisme, tout en souhaitant que celui-ci soit harmonisé entre les deux GRT, et plafonné à 50 % de prise en charge par le tarif. Cette limitation vise notamment à réduire le risque encouru par la communauté, en cas de dé-raccordement du client ayant bénéficié de la remise avant la fin des 10 ans pris comme référence de calcul.

Postérieurement à la consultation publique, GRTgaz a proposé à la CRE que la remise soit bornée à 90 % de prise en charge dans une limite de 2M€ par opération ; GRTgaz estime que ce paramétrage renforcerait de manière significative l'impact de la mesure tout en la sécurisant.

GRTgaz a également proposé une adaptation des modalités de calcul pour le raccordement des stations GNC au réseau de transport afin de répondre aux enjeux et spécificités de la filière (montée en charge progressive des souscriptions des stations dans le cadre de l'émergence de ce marché). Celles-ci justifient selon lui de prendre en compte 15 ans de recettes d'acheminement au lieu de 10.

Dans leurs réponses, les participants se sont majoritairement déclarés favorables à l'instauration d'une telle « remise développement », et ont souscrit à l'analyse de la CRE quant à sa limitation à 50 % du coût du raccordement.

Les GRT ont poursuivi, en Concertation gaz, leur étude des garanties que les bénéficiaires devront apporter afin de bénéficier d'une telle remise. Ainsi, les clients industriels raccordés au réseau de transport de gaz devront signer un contrat de réservation anticipée de capacité (CRAC). Quant aux distributions publiques, leurs souscriptions étant normalisées (et non libres), elles devront transmettre au GRT les prévisions de consommation sur lesquelles s'appuient leurs cahiers des charges de concession.

La CRE considère que cette nouvelle répartition des charges liées aux nouveaux raccordements et aux adaptations de postes existants participe à la promotion du raccordement au gaz. La CRE maintient son analyse favorable à sa mise en œuvre dans le cadre de l'ATRT6, à compter du 1^{er} avril 2017, avec un plafonnement à 50 % de la prise en charge par le tarif. La CRE analysera la pertinence d'un traitement différencié pour le raccordement des stations de GNC.

Question 35 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les conditions de mise en œuvre d'une remise développement plafonnée à 50 % ?

5.4.2 Evolutions à l'étude de l'offre amont des GRT

Les GRT travaillent continuellement à améliorer leurs conditions d'accès au réseau, l'avancée de leurs réflexions est régulièrement présentée en Concertation Gaz.

Les axes d'évolution de l'offre étudiés actuellement sont les suivants :

5.4.2.1 Développer l'offre aux interconnexions

Dans la première consultation publique portant sur l'ATRT6, la CRE avait soumis deux propositions d'évolution de l'offre amont des GRT : la création de capacités fermes dans le sens France vers Allemagne et la création d'un point d'interconnexion virtuel (VIP) France-Belgique. La majorité des participants est favorable à ces deux propositions, sous réserve que les éléments tarifaires soient précisés.

GRTgaz n'a pas communiqué d'élément nouveau à la CRE depuis la consultation publique du 25 février 2016. En l'état, la CRE n'est pas en mesure d'envisager cette évolution pour le 1^{er} avril 2017.

5.4.2.2 Résoudre les asymétries de souscription

Deux évolutions sont à l'étude dans le cadre de la Concertation Gaz et visent à permettre aux expéditeurs qui détiennent des capacités pluriannuelles en entrée sur le réseau France, sans disposer de la capacité symétrique en sortie du pays adjacent, de résoudre cette asymétrie :

- commercialiser de la capacité non bundlée, pour des maturités inférieures ou égales à l'annuel (trimestriel et mensuel), aux interconnexions non saturées, dans le respect du code de réseau CAM ;
- créer une offre de substitution, permettant aux expéditeurs détenant des souscriptions de long-terme d'un seul côté d'une interconnexion d'acquies de la capacité bundlée, de part et d'autre de la même interconnexion, et de ne s'acquies qu'une fois du tarif pour la capacité redondante achetée en bundle.

En l'état des informations dont elle dispose, la CRE n'est pas en mesure d'envisager cette évolution pour le 1^{er} avril 2017.

5.4.2.3 Rendre l'offre plus flexible

GRTgaz souhaite rendre plus flexible son offre de capacité de long terme. En particulier GRTgaz analyse la possibilité de créer une offre « Twin Capa », permettant aux expéditeurs détenant des souscriptions pluriannuelles sur un point d'entrée de souscrire un autre point d'entrée, à un tarif préférentiel. A ce stade, la CRE considère que de plus amples analyses sont nécessaires avant d'envisager la mise en œuvre d'un tel dispositif. Elle considère que l'avancée des travaux menés par les GRT ne permet pas d'envisager la mise en œuvre de ces éventuelles évolutions au 1^{er} avril 2017.

Question 36 Avez-vous des remarques concernant les réflexions menées par les GRT pour améliorer la flexibilité de leur offre amont?

5.4.3 Mise à jour du niveau de la redevance Fluxys à Alveringem

L'*open season* menée par GRTgaz entre 2010 et 2011 en coordination avec Fluxys a permis le lancement des investissements nécessaires pour créer le point d'interconnexion d'Alveringem. Les capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque sont commercialisées par Fluxys, 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 2011¹, 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 prévu la possibilité de réévaluer ce montant en fonction du niveau réel des investissements.

Conformément à ladite délibération, la CRE a recalculé le prix de la prestation en tenant compte des coûts à terminaison. En conséquence, le prix de la prestation s'élèvera, au 1^{er} avril 2017, à 43,60 €/MWh/j/an.

5.4.4 Demandes spécifiques de certains expéditeurs

5.4.4.1 Demandes formulées par EDF et Dunkerque LNG

EDF et Dunkerque LNG ont soumis à la CRE deux propositions d'adaptation de l'offre de GRTgaz, visant à valoriser les capacités au terminal méthanier de Dunkerque.

EDF et Dunkerque LNG souhaitent que GRTgaz crée des capacités rebours entre le PEG Nord et le PITTM de Dunkerque pour que les détenteurs de capacités du PITTM Dunkerque vers la Belgique puissent les utiliser en capacité PEG Nord vers Belgique en payant un supplément. La proposition d'EDF et de Dunkerque LNG s'apparente à de la capacité point-à-point, c'est-à-dire une capacité conditionnée à la destination du gaz, ce qui est contraire au modèle entrée-sortie. Les expéditeurs souhaitant acheminer du gaz du PEG Nord vers la Belgique en ont déjà la possibilité avec l'offre existante. En conséquence, la CRE n'est pas favorable, à ce stade, à promouvoir une telle utilisation.

En outre, EDF souhaite que GRTgaz mette en place un service de transport courte distance entre le PIR et le PITTM Dunkerque. Au lieu de payer le tarif entrée-sortie, EDF souhaite bénéficier de la proximité des deux points pour introduire plus de flexibilité dans l'usage de ses capacités au PITTM. Dans le système actuel, souscrire des capacités à une interconnexion ne donne aucun droit propriétaire sur les tuyaux la desservant. Pour toutes les interconnexions, le tarif d'entrée est indépendant du lieu où le gaz sera livré. La CRE envisage donc, à ce stade, de ne pas répondre favorablement aux propositions d'EDF et de Dunkerque LNG.

Question 37 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les demandes spécifiques d'EDF et Dunkerque LNG ?

5.4.4.2 Demande formulée par Engie quant aux capacités restituables au PIR Dunkerque

Engie demande que les capacités restituables sur le PIR Dunkerque soient converties en fermes.

L'ATRT3 a instauré au 1^{er} janvier 2008 un mécanisme de capacités restituables, par lequel les expéditeurs qui disposent de plus de 20 % de la capacité ferme annuelle sur un PIR ont l'obligation de restituer à GRTgaz jusqu'à 20 % des capacités détenues au-delà de ce seuil, dès lors que des demandes exprimées par des expéditeurs tiers

¹ Délibération 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

ne peuvent être servies. En contrepartie, ces capacités restituables sont facturées à 90 % du tarif des capacités fermes. La restitution ne peut s'opérer qu'au bénéfice d'un tiers souscripteur. Il ne s'agit pas de laisser de la capacité non souscrite et ce mécanisme n'a donc pas d'impact tarifaire, exception faite de la facturation à 90 % d'une partie des capacités souscrites. Cette mesure est reprise dans l'annexe I du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil portant sur les procédures de gestion de la congestion (CMP).

Même si dans les années à venir, une part croissante des capacités deviendra disponible, les capacités au PIR Dunkerque restent les plus utilisées du réseau. Ainsi, des restitutions ont eu lieu récemment (la dernière en 2015). La CRE considère qu'il est important qu'un expéditeur tiers puisse accéder à cette capacité, même si cela exige que ceux qui détiennent plus de 20 % en soient en partie destitués. A ce stade, elle envisage de ne pas répondre favorablement à la proposition d'Engie.

Question 38 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la demande spécifique d'Engie ?

5.4.5 Evolution de l'offre aux PITTM

5.4.5.1 Fonctionnement actuel

Les capacités d'entrée sur le réseau GRTgaz depuis les terminaux méthaniers régulés sont allouées aux expéditeurs en fonction de leurs souscriptions de regazéification dans les terminaux. Chaque expéditeur détenant une souscription annuelle sur un terminal se voit ainsi allouer un bandeau annuel plat de capacités au PITTM, en fonction de sa souscription.

D'autre part, les utilisateurs ponctuels des terminaux régulés se voient attribuer un bandeau de capacité ferme, correspondant à la durée de la capacité de regazéification souscrite auprès des opérateurs de terminaux méthaniers, par tranches de 10 jours consécutifs.

Le même principe s'applique au terminal de Dunkerque, mais en tenant compte du fait que ce terminal a deux exutoires possibles : le réseau de GRTgaz en France et le réseau de Fluxys en Belgique. Les clients de ce terminal doivent souscrire de la capacité d'entrée sur l'un des deux réseaux au minimum, et l'opérateur du terminal vérifiera que la somme des capacités réservées en sortie vers le réseau de GRTgaz et vers le réseau de Fluxys est bien supérieure ou égale à la capacité de regazéification souscrite au terminal.

Pour l'ensemble des PITTM, les émissions qui excèderaient les capacités donnent lieu à des compléments journaliers, au prix de 1/240^{ème} du prix de l'annuel.

5.4.5.2 Propositions d'évolution

- Produits pour une durée inférieure à un an

GRTgaz propose de permettre la réservation de produits de N jours consécutifs avec un minimum de 10 jours. Le niveau de souscription serait constant sur l'ensemble des N jours. Ce produit serait facturé à N/365^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

- Cession de capacité

GRTgaz propose que les cessions de capacités aux PITTM soient désormais autorisées sur tous les terminaux méthaniers français.

- Flexibilité sur les allocations

GRTgaz propose que les expéditeurs aux PITTM de Fos et de Montoir aient la possibilité de moduler leurs bandeaux annuels de capacité. Ces modulations nécessiteraient un préavis de 7 jours et s'appliqueraient pour une durée minimale de 10 jours. Par ailleurs, la capacité totale réservée sur l'année serait être inchangée : toute modification à la hausse serait compensée à la baisse.

5.4.5.3 Analyse préliminaire de la CRE

- Produits pour une durée inférieure à un an

La CRE, dans la délibération tarifaire du 19 mars 2015, avait demandé à GRTgaz « de travailler, pour la prochaine mise à jour tarifaire, 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^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme. »

La CRE estime que cette proposition répond à sa demande. Elle permet la souscription de bandeaux de capacité ferme correspondant à la durée de la capacité de regazéification souscrite auprès des opérateurs de terminaux méthaniers. La CRE y est donc, à ce stade, favorable.

- Cession de capacité

La CRE estime que les cessions de capacité aux PITTM permettraient d'accroître la flexibilité offerte aux expéditeurs clients des terminaux. Elle y est donc favorable.

- Flexibilité sur les allocations

L'évolution proposée par GRTgaz semble contraire au principe selon lequel toute capacité réservée est due. La CRE y est donc défavorable à ce stade.

La CRE souhaite apporter davantage de flexibilité aux expéditeurs souscripteurs aux PITTM :

- elle propose que tout expéditeur ait la possibilité de réserver de la capacité aux PITTM de manière volontaire, et ce à tous les PITTM ;
- elle propose que les expéditeurs ayant souscrit une capacité de regazéification inférieure à un volume annuel à définir en service continu auprès des terminaux méthaniers régulés ne se voient pas allouer de bandeau annuel. Elle demande à GRTgaz de lui soumettre une nouvelle proposition avant le 30 septembre 2016 ;
- elle propose que les dépassements de capacité soient facturés au prix de 1/365^{ème} du prix de la souscription ferme annuelle pour tous les PITTM. En effet, contrairement au fonctionnement sur les PIR, les clients souscripteurs aux PITTM n'ont pas la possibilité d'ajuster le niveau de leur émission pour un jour J en J-1 ou le jour même. La CRE considère donc qu'il n'est pas nécessaire de pénaliser les dépassements des expéditeurs en leur appliquant un coefficient de majoration.

Question 39 Etes-vous favorable à la création de produits de N jours consécutifs, avec un minimum de 10 jours, aux PITTM ?

Question 40 Etes-vous favorable à ce que les cessions de capacités aux PITTM soient autorisées sur tous les terminaux méthaniers français ?

Question 41 Etes-vous favorable à ce que les acteurs ayant de faibles réservations en service continu dans les terminaux régulés ne se voient plus allouer de bandeau annuel de capacités ?

Question 42 Etes-vous favorable à ce que les dépassements de capacité soient facturés au prix de 1/365^{ème} du prix de la souscription annuelle ?

6. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

Question 1 Etes-vous favorable au calendrier d'évolution tarifaire lors de la création de la place de marché unique, tel qu'envisagé par la CRE ?

Question 2 Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel (d'avril à avril) et à la définition, dès la délibération ATRT6, des règles d'évolution des termes tarifaires aux PIR pour toute la durée du tarif ?

Question 3 Etes-vous favorable au nouveau mécanisme d'incitation à la création de capacités aux interconnexions envisagé par la CRE ? En particulier, êtes-vous favorable au mode de détermination de la prime ex ante sur la base d'une analyse coûts / bénéfiques ? En particulier, êtes-vous favorable à une révision de la prime ex post sur la base du niveau effectif de souscription ?

Question 4 Etes-vous favorable au renforcement du mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets tel qu'envisagé par la CRE ? Etes-vous favorable aux seuils et niveaux proposés par la CRE ?

Question 5 Pensez-vous opportun d'étendre ce mécanisme aux projets déjà décidés par les GRT ?

Question 6 Avez-vous des remarques sur le cadre incitatif envisagé pour les investissements « hors réseaux » ?

Question 7 Etes-vous favorable à la suppression des 9 indicateurs de qualité de service proposée par la CRE ?

- Question 8** Etes-vous favorable à l'évolution, pour TIGF, du calcul de l'indicateur portant sur la qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée, afin de l'harmoniser avec celui de GRTgaz ?
- Question 9** Etes-vous favorable à l'incitation financière de la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs sur les portails publics des GRT ?
- Question 10** Etes-vous favorable au suivi détaillé par point, pour les PIR et les PITS, de l'indicateur de disponibilité des capacités fermes, sans qu'il soit incité financièrement ?
- Question 11** Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant les postes couverts au CRCP à 100 % ?
- Question 12** Etes-vous favorable aux propositions de la CRE pour les postes couverts au CRCP à 80 % ?
- Question 13** Etes-vous favorable aux propositions de la CRE pour les postes non couverts au CRCP ?
- Question 14** Que pensez-vous du projet GRTgaz 2020 présenté par GRTgaz ?
- Question 15** Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à l'efficience sur les charges nettes d'exploitation des GRT, selon lequel les opérateurs conservent les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?
- Question 16** Que pensez-vous du programme de R&I présenté par TIGF ?
- Question 17** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le CMPC de GRTgaz et TIGF ?
- Question 18** Que pensez-vous des trajectoires d'investissements présentées par les GRT et de l'analyse préliminaire de la CRE ?
- Question 19** Etes-vous d'accord avec les ajustements envisagés par la CRE sur les charges d'énergie ?
- Question 20** Que pensez-vous des fourchettes de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE ?
- Question 21** Etes-vous favorable au maintien de tarifs non-péréqués sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF ?
- Question 22** Etes-vous favorable au rééquilibrage progressif entre les coûts et les recettes sur le réseau principal et le réseau régional, de manière à atteindre l'équilibre en fin de période ATRT6 ?
- Question 23** Etes-vous favorable à une hausse du terme de sortie PIR Pirineos, au moment de la création de la place de marché unique et de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud ?
- Question 24** Partagez-vous la proposition de maintenir l'équilibre actuel entre les tarifs unitaires pour le transit et pour le transport domestique ?
- Question 25** Etes-vous favorable à un rééquilibrage des coûts unitaires des deux principales routes de transit (France-Espagne et France-Italie) au moment de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud ?
- Question 26** Etes-vous favorable à l'introduction d'un reversement inter-opérateur, tel qu'envisagé par la CRE ?
- Question 27** Etes-vous favorable à une baisse des termes du réseau principal la première année du tarif ATRT6, suivie par une évolution à l'inflation ?
- Question 28** Etes-vous favorable au maintien du traitement tarifaire actuel des PITM ?
- Question 29** Etes-vous favorable à l'égalisation des termes tarifaires au PITS de TIGF et de GRTgaz, à l'exception de Nord-Atlantique et Sud-Atlantique ?
- Question 30** Avez-vous d'autres commentaires à formuler concernant l'évolution des termes tarifaires sur les réseaux de transport de gaz de GRTgaz et de TIGF ?

- Question 31** Etes-vous favorable à l'instauration d'un NTR maximal sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF ?
Etes-vous favorable à une limitation à 8 du NTR sur les réseaux de transport régionaux de GRTgaz et de TIGF ?
- Question 32** Avez-vous des remarques concernant les mécanismes d'interruptibilité envisagés par le tarif ATRT6 ?
- Question 33** Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant le maintien de la tarification 100 % à la capacité ?
- Question 34** Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant le maintien de la modulation mensuelle des termes de capacités mensuelles de livraison et d'acheminement sur le réseau régional ?
- Question 35** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les conditions de mise en œuvre d'une remise développement plafonnée à 50 % ?
- Question 36** Avez-vous des remarques concernant les réflexions menées par les GRT pour améliorer la flexibilité de leur offre amont ?
- Question 37** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les demandes spécifiques d'EDF et Dunkerque LNG ?
- Question 38** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la demande spécifique d'Engie ?
- Question 39** Etes-vous favorable à la création de produits de N jours consécutifs, avec un minimum de 10 jours, aux PITTM ?
- Question 40** Etes-vous favorable à ce que les cessions de capacités aux PITTM soient autorisées sur tous les terminaux méthaniers français ?
- Question 41** Etes-vous favorable à ce que les acteurs ayant de faibles réservations en service continu dans les terminaux régulés ne se voient plus allouer de bandeau annuel de capacités ?
- Question 42** Etes-vous favorable à ce que les dépassements de capacité soient facturés au prix de 1/365^{ème} du prix de la souscription annuelle ?