

## DÉLIBÉRATION

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, dit « ATRT6 », s'appliquera à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017 pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le tarif ATRT6 offre à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du tarif entre 2017 et 2021 et incite les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) à améliorer leur efficacité tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de leurs réseaux.

[Le tarif ATRT6 donne aux GRT tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et prendre en compte les mutations du marché du gaz](#)

Le tarif ATRT6 renforce la capacité des GRT à participer à la transition énergétique tout en remplissant leur mission de service public, en particulier au travers des projets « GRTgaz 2020 » et « recherche et innovation » de TIGF.

Le tarif ATRT6 apporte des évolutions importantes à la structure du tarif, visant principalement à préparer la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018, de façon cohérente avec les principes du Code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz en Union européenne (dit « Code de réseau Tarif »). Il résulte notamment de ces évolutions une baisse au 1<sup>er</sup> avril 2017 de la tarification du réseau principal d'environ 10 % pour les points d'entrée en France (canalisations et terminaux méthaniers) et pour les sorties du réseau principal vers le réseau régional.

La méthode actuelle de détermination du Niveau de Tarif Régional (NTR) conduit à des écarts de tarif de transport très importants entre les points de livraison en France par comparaison aux autres pays européens. Dans le contexte de sortie des tarifs réglementés de vente, qui opèrent historiquement une péréquation ayant pour effet de mitiger les conséquences de ces écarts de NTR, cette situation pourrait conduire à des déracordements. Le tarif ATRT6 prévoit par conséquent un plafonnement du NTR à 10 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017.

[Ces évolutions s'inscrivent dans un cadre de maîtrise du niveau tarifaire du transport de gaz en France](#)

Le tarif ATRT6 baissera au 1<sup>er</sup> avril 2017, du fait principalement de la baisse du coût du capital, avant d'augmenter modérément les années suivantes, principalement du fait des coûts associés à la création de la place de marché unique :

- le tarif moyen de GRTgaz baisse de -3,1 % en 2017, hors effets de structure et reversement inter-opérateurs. L'évolution du tarif moyen sur la période ATRT6 est équivalente à une baisse de -0,4 % par an ;
- le tarif moyen de TIGF baisse de -2,2 % en 2017, hors effets de structure et reversement inter-opérateurs. L'évolution du tarif moyen sur la période ATRT6 est équivalente à une hausse de +0,8 % par an.

Les incitations à la performance des GRT sont renforcées : introduction d'une incitation sur les charges de capital « hors réseaux », renforcement des incitations sur les coûts des principaux projets de développement de réseaux et sur la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Enfin, le tarif ATRT5 prévoyait une prime de 3 % pendant 10 ans qui a été accordée à un nombre limité de projets. Dans le contexte actuel de baisse de la demande et de surcapacité sur le marché européen, le tarif ATRT6 prévoit un nouveau mécanisme de régulation incitative instituant une prime, dont l'attribution et le montant dépendront des résultats d'une analyse coûts/bénéfices menée par la CRE.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, dit « ATRT5 », s'applique depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013, en application de la délibération de la CRE du 13 décembre 2012<sup>1</sup>.

### CADRE JURIDIQUE

L'article L.134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour préciser « *les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...] y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires* ».

Les articles L.452-1 à L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

L'article L.452-1 prévoit notamment que ces tarifs « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46* ».

L'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que la CRE délibère sur les évolutions tarifaires « *avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement* ». La délibération de la CRE peut prévoir « *un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité* ».

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, et fixe le tarif dit « ATRT6 ».

### PROCESSUS D'ELABORATION DU TARIF ATRT6

#### Un tarif préparé sur la base d'une large concertation

Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties intéressées et de la complexité des sujets à traiter, les travaux d'élaboration du tarif ATRT6 ont commencé au début de l'année 2016. La CRE a mené une large concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Elle a réalisé deux consultations publiques, a procédé à de multiples auditions, notamment de GRTgaz et TIGF, ainsi que de leurs actionnaires, et à une table ronde.

Ce calendrier et cette large concertation ont donné à toutes les parties prenantes la visibilité et la capacité d'anticipation nécessaires au bon fonctionnement du marché du gaz.

Les études externes commandées par la CRE dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRT6 sont publiées.

#### Date d'entrée en vigueur et durée d'application du tarif ATRT6

Le tarif ATRT6 entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017 et s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans. L'ensemble des parties prenantes est favorable à ces éléments.

#### Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L.452-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, chargée des Relations internationales sur le climat par courrier du 28 juillet 2016. Ces orientations portent notamment sur le développement des nouveaux usages du gaz, l'intégration des places de marché du gaz, la fin des approvisionnements en gaz B, la réforme des NTR et le développement de l'interruptibilité. Ces orientations peuvent être consultées sur le site internet de la CRE<sup>2</sup>.

### PRINCIPALES EVOLUTIONS PREVUES PAR LE TARIF ATRT6

Sur la base du retour d'expérience du tarif ATRT5, la CRE reconduit, en le complétant, le cadre existant de régulation afin d'inciter les GRT à améliorer leur efficacité du point de vue de la maîtrise de leurs coûts et de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

#### La prise en compte des enjeux de la transition énergétique et de l'avenir des réseaux de transport de gaz naturel

Le gaz est une énergie substituable, et les consommateurs sont amenés à effectuer des arbitrages avec les autres énergies en fonction du contexte économique et de la compétitivité relative des énergies. Les

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

<sup>2</sup> Courrier de Madame la Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer sur les orientations de politique énergétique

consommations européenne et française de gaz naturel ont diminué au cours des dix dernières années, sous le triple effet des efforts de maîtrise de la consommation énergétique, de la crise économique et du faible niveau de production électrique à partir de gaz. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)<sup>3</sup> a, en outre, introduit un objectif de réduction de la consommation d'énergies fossiles de 30 % en 2030, par rapport à 2012, précisé par l'article 2 de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>4</sup>, qui fixe notamment les objectifs de réduction de la consommation de gaz naturel par rapport à 2012 suivants : - 8,4 % en 2018 et -15,8 % en 2023.

Dans ce contexte, la CRE a pris en compte la demande des GRT de renforcer leur capacité à participer à la transition énergétique et à préparer l'avenir des réseaux de transport de gaz, au travers des projets « GRTgaz 2020 » de GRTgaz et « recherche et innovation » de TIGF. Ces ressources supplémentaires accompagneront notamment la substitution de l'usage de produits pétroliers dans l'industrie et dans les transports par du gaz naturel, le développement de la filière biométhane et des nouveaux usages du gaz naturel.

En outre, le tarif ATRT6 introduit des mesures pour favoriser le raccordement de nouveaux clients et le maintien des clients existants, dans l'objectif de maîtriser les tarifs de transport de gaz :

- prise en charge d'une partie, pouvant aller jusqu'à 50 %, des coûts du raccordement des nouveaux clients via une « remise développement », qui pourra notamment s'appliquer au raccordement des stations de Gaz Naturel Véhicule (GNV) ou bioGNV ;
- plafonnement du Niveau de Tarif Régional (NTR) à 10 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017, en vue notamment de préserver la compétitivité des sites les plus éloignés sur le réseau régional et de prévenir le risque de dé raccordements du réseau de transport de gaz.

### Un cadre tarifaire renforçant les incitations à la performance de GRTgaz et TIGF

Les principes généraux du cadre de régulation applicable à GRTgaz et TIGF sont conservés. Ce cadre de régulation donne aux parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du tarif ATRT6 entre 2017 et 2020. Il incite les GRT à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux. Il protège également les GRT contre les risques liés notamment à l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Les incitations à la performance de GRTgaz et TIGF sont renforcées :

- introduction d'une incitation portant sur les coûts d'investissements « hors réseaux » ;
- simplification du dispositif d'incitation à la qualité du service rendu et renforcement du caractère incitatif de celui-ci.

### Un régime d'incitation à la création de capacités d'interconnexion plus sélectif

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. Toutefois, ces investissements ont conduit à des hausses des tarifs de transport, alors que la demande de gaz en France a diminué depuis 2005 et que les perspectives sont orientées à la baisse.

En conséquence, la prime de 3 % qui s'appliquait depuis le tarif ATRT3, est remplacée, pour les nouveaux projets d'interconnexion, par une prime dont le montant et l'attribution dépendront des résultats d'une analyse coûts/bénéfices menée par la CRE pour chaque projet.

### La préparation de la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018, en cohérence avec le Code de réseau Tarif

Le tarif ATRT6 introduit des évolutions importantes en structure qui visent principalement à préparer la création d'une place de marché unique en France, au 1<sup>er</sup> novembre 2018. Ces évolutions, qui sont cohérentes avec les principes du Code de réseau Tarif<sup>5</sup>, consistent notamment en :

- le rééquilibrage entre les charges et les recettes propres au réseau principal et au réseau régional, en moyenne sur la période ATRT6, qui a pour conséquence une baisse, au 1<sup>er</sup> avril 2017, de 10,5 % des termes tarifaires des entrées France (canalisations et terminaux méthaniers) et de la sortie du réseau principal ;

<sup>3</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

<sup>4</sup> Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

<sup>5</sup> Tel qu'adopté en comitologie les 29 et 30 septembre 2016

- la suppression du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud au 1<sup>er</sup> novembre 2018, avec report sur le terme de sortie au Point d'Interconnexion Réseau (PIR) Pirineos d'une partie des recettes perçues par GRTgaz à la liaison Nord-Sud afin de maintenir les coûts de transit constants, et l'introduction d'un reversement inter-opérateurs ;
- l'alignement en € par km, au 1<sup>er</sup> novembre 2018, de la tarification des deux principales routes de transit du nord de la France vers l'Espagne et l'Italie via la Suisse ;
- l'évolution à l'inflation, les années suivantes, des termes tarifaires aux entrées et aux sorties France, permettant de donner la visibilité nécessaire aux parties prenantes ;
- l'égalisation des termes tarifaires aux points d'interface transport-stockage (PITS) de GRTgaz et TIGF (à l'exception des PITS Nord et Sud Atlantique, où la capacité est partiellement interruptible).

### EVOLUTION DU NIVEAU DU TARIF

#### Une baisse initiale du tarif au 1<sup>er</sup> avril 2017, puis une hausse pour prendre en compte les investissements nécessaires à la création de la zone de marché unique en 2018

GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE fin mars 2016 leurs dossiers tarifaires respectifs dans lesquels ils exposent leurs coûts prévisionnels pour la période 2017-2020. Ces dossiers tarifaires ont été mis à jour fin juin 2016 pour GRTgaz et fin mai 2016 pour TIGF. Ces demandes conduisaient aux évolutions tarifaires suivantes :

- pour GRTgaz, une hausse de 7,5 % au 1<sup>er</sup> avril 2017 (+6,3 % après retraitement du transfert de charges 3R<sup>6</sup> acté dans la 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), et une hausse de 5,5 % en moyenne par an, sur la période ATRT6 (+5,1 % après retraitement du transfert de charges 3R) ;
- pour TIGF, une hausse de 8,5 % au 1<sup>er</sup> avril 2017 (+6,4 % après retraitement du transfert de charges de maintenance des postes et branchements), et une hausse de 5,8 % en moyenne par an (+5,1 % par an hors charges de maintenance), sur la période ATRT6.

La CRE retient les principaux ajustements suivants :

- un coût moyen pondéré du capital, fixé à 5,25 % réel avant impôt (soit 125 points de base de moins que dans la demande initiale des GRT) ;
- les révisions des hypothèses retenues concernant certains postes de charges d'exploitation, notamment l'énergie et les systèmes d'information (soit 43,9 M€ en moyenne par an pour GRTgaz et 5,7 M€ en moyenne par an pour TIGF) ;
- des objectifs d'efficience additionnelle fixés pour les deux GRT sur leur trajectoire de charges d'exploitation.

L'évolution moyenne du tarif unitaire de transport sera la suivante :

- pour GRTgaz, une baisse de -3,1 % en 2017 (-4,3 % après retraitement du transfert de charges 3R), hors effets de structure et reversement inter-opérateurs. Sur la période ATRT6, le tarif baisse de -0,4 % par an (-0,8 % par an hors charges 3R), en moyenne ;
- pour TIGF, une baisse de -2,2 % en 2017 (-4,3 % après retraitement du transfert de charges de maintenance des postes et branchements), hors effets de structure et reversement inter-opérateurs. Sur la période ATRT6, le tarif de augmente de +0,8 % par an (+0,1 % par an hors charges de maintenance), en moyenne.

L'effet de ces évolutions sur la facture des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution et se chauffant au gaz reste modéré, dans la mesure où les tarifs de transport représentent environ 8 % de la facture globale de gaz d'un consommateur résidentiel se chauffant au gaz.

Ces évolutions résultent de divers facteurs :

- à la hausse :
  - la mise en service de projets d'investissement significatifs, notamment dans le cadre de la création de la place de marché unique ;
  - la hausse des charges d'exploitation de GRTgaz et TIGF, résultant, d'une part, de l'évolution des charges traditionnelles des opérateurs et , d'autre part, des projets « GRTgaz 2020 » de GRTgaz et « recherche et innovation » de TIGF, qui visent à préparer l'avenir des réseaux de transport de gaz naturel et à soutenir la transition énergétique ;

<sup>6</sup> « 3R »= charges relatives aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison.

- l'érosion des souscriptions de capacités anticipées sur la période du tarif ATRT6 ;
- à la baisse :
  - la baisse des prix de l'énergie ;
  - la baisse du coût moyen pondéré du capital de 6,50 % à 5,25 % ;
  - les objectifs d'efficience fixés aux deux GRT.

Le Conseil supérieur de l'énergie (CSE), consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu un avis favorable le 9 décembre 2016.

Néanmoins, certains membres du CSE considèrent que le niveau de charges d'exploitation des gestionnaires de réseaux de transport retenu par la CRE est insuffisant, rappellent la responsabilité sociale des gestionnaires de réseaux de transport et soulignent qu'une recherche excessive de gains de productivité risque de nuire aux conditions de travail des salariés, à l'emploi et à la qualité du service rendu.

La CRE rappelle que les dispositions législatives nationales et européennes prévoient que les tarifs couvrent l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

La CRE a commandé un audit externe et a mené ses propres analyses des trajectoires de charges d'exploitation dont GRTgaz et TIGF ont demandé la couverture pour la période 2017-2020. Au terme de ces travaux, elle a retenu des trajectoires de charges d'exploitation prenant en compte un objectif d'efficience additionnelle qui équivaut pour GRTgaz à 0,5 % par an des charges nettes, hors énergie, entre 2015 et 2017 puis 1 % par an à partir de 2018 et, pour TIGF, 1 % par an des charges nettes, hors énergie, à partir de 2018.

Les trajectoires retenues par la CRE, incluant ces objectifs d'efficience, correspondent à un niveau de charges nettes d'exploitation, hors énergie, en hausse de 7,6 % pour GRTgaz et 5,4 % pour TIGF en 2017 par rapport au niveau de charges réalisé en 2015, évoluant ensuite pour atteindre une hausse de 13,4 % pour GRTgaz et 12,1 % pour TIGF en 2020 par rapport au niveau de charges réalisé en 2015. Au vu des éléments dont elle dispose, la CRE considère que la hausse des charges d'exploitation qu'elle retient donnera aux gestionnaires de réseaux de transport les moyens nécessaires pour faire face à leurs missions de service public, et aux évolutions induites notamment par la transition énergétique.

En conséquence, la CRE n'apporte pas d'évolution par rapport au projet de décision tarifaire du 17 novembre 2016 soumis à l'avis du CSE.

# SOMMAIRE

<b>1. METHODOLOGIE .....</b>	<b>8</b>
1.1 PROCESSUS D'ELABORATION DES TARIFS.....	8
1.1.1 Consultation des parties prenantes.....	8
1.1.2 Orientations de politique énergétique .....	8
1.1.3 Transparence .....	8
1.2 PRINCIPES GENERAUX.....	9
1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel .....	9
1.2.2 Cadre de régulation tarifaire .....	11
1.2.3 Structure du tarif.....	12
1.3 CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LE TARIF ATRT6.....	14
1.3.1 Régulation incitative des dépenses d'investissements et des charges nettes d'exploitation.....	14
1.3.2 Régulation incitative de la qualité de service .....	18
1.3.3 Régulation incitative des dépenses de recherche & développement (R&D) .....	21
1.3.4 Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) .....	21
1.3.5 Clause de rendez-vous concernant les charges nettes d'exploitation .....	23
1.4 EVOLUTION DE LA STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2017 ET EVOLUTION SUR LA PERIODE 2018-2020 .....	24
1.4.1 Rappel des principes d'élaboration de la structure tarifaire.....	24
1.4.2 Niveaux relatifs des termes tarifaires sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF.....	24
1.4.3 Niveaux de tarification régionale (NTR) .....	30
1.4.4 Modification de la répartition des coûts de raccordement .....	31
1.4.5 Flux financiers inter-opérateurs .....	33
<b>2. PARAMETRES ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TIGF .....</b>	<b>35</b>
2.1 REVENU AUTORISE SUR LA PERIODE TARIFAIRE 2017-2020 .....	35
2.1.1 Demandes tarifaires des GRT .....	36
2.1.2 Analyse de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation .....	37
2.1.3 Charges de capital normatives .....	56
2.1.4 Prise en compte du CRCP du tarif ATRT5 .....	62
2.1.5 Reversement inter-opérateurs.....	64
2.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020 .....	64
2.2 HYPOTHESES DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES 2017-2020.....	65
2.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRT5 .....	65
2.2.2 Trajectoires retenues pour le tarif ATRT6.....	66
2.3 EVOLUTION TARIFAIRE AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2017 ET TRAJECTOIRE PREVISIONNELLE DU TARIF ATRT6 POUR LA PERIODE 2018-2020 .....	68
2.3.1 Trajectoire d'évolution du tarif de GRTgaz .....	68
2.3.2 Trajectoire d'évolution du tarif de TIGF .....	68
<b>3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET DE TIGF, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017 .....</b>	<b>70</b>
3.1 REGLES TARIFAIRES.....	70
3.1.1 Définitions .....	70
3.1.2 Souscription de capacités .....	71

3.1.3	Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité.....	73
3.1.4	Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF .....	75
3.2	GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RESEAUX DE GRTGAZ ET DE TIGF AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2017 .....	76
3.2.1	Revenus autorisés à percevoir par le tarif de transport.....	76
3.2.2	Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison.....	76
3.2.3	Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année .....	79
3.2.4	Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz .....	81
3.2.5	Tarifification des points notionnels d'échange de gaz .....	81
3.2.6	Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés .....	82
3.2.7	Offres d'acheminement interruptibles à préavis court.....	82
3.2.8	Terme de proximité.....	83
3.2.9	Conversion de qualité du gaz.....	83
3.2.10	Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite.....	84
3.2.11	Pénalités pour dépassement de capacité.....	85
3.3	REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE GRTGAZ ET DE TIGF A COMPTER DU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2018.....	86
3.3.1	Mise à jour des charges de capital .....	86
3.3.2	Mise à jour des charges nettes d'exploitation .....	86
3.3.3	Mise à jour du niveau du reversement de TIGF à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie au PIR Pirineos .....	87
3.3.4	Mise à jour de l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel... ..	87
3.3.5	Calcul et apurement du solde du CRCP.....	88
3.3.6	Mise à jour des hypothèses de souscription de capacité.....	89
3.3.7	Evolution des termes tarifaires .....	89
	<b>ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017 .....</b>	<b>90</b>
	<b>ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT .....</b>	<b>92</b>
	<b>ANNEXE 3 : LISTES DES NTR PAR SITE.....</b>	<b>101</b>

## 1. METHODOLOGIE

### 1.1 Processus d'élaboration des tarifs

#### 1.1.1 Consultation des parties prenantes

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 GRT et des expéditeurs, la CRE a engagé les travaux tarifaires dès le début de l'année 2016.

Elle s'est attachée à impliquer de manière très large et le plus en amont possible les parties prenantes. Ainsi, la CRE a mené deux consultations publiques :

- une première consultation publique en février 2016 présentant les analyses préliminaires de la CRE sur la structure des tarifs, le cadre de régulation tarifaire et le calendrier des évolutions tarifaires, notamment en vue de la création de la place de marché unique à l'horizon 2018<sup>7</sup>. 38 contributeurs ont répondu à cette consultation dont notamment 14 expéditeurs et associations d'expéditeurs, 11 consommateurs industriels, 8 opérateurs d'infrastructures, et 3 syndicats de salariés ;
- une seconde consultation publique en juillet 2016 portant sur les propositions détaillées de la CRE concernant la structure, le cadre de régulation et le calendrier du tarif ATRT6 et présentant les premières analyses de la CRE concernant le niveau du tarif<sup>8</sup>. 57 contributeurs ont répondu à cette consultation : 20 expéditeurs et associations d'expéditeurs, 7 consommateurs industriels, 9 opérateurs d'infrastructures, 17 entreprises ou associations d'entreprises qui exercent, pour la plupart, des activités dans le secteur de la recherche, un syndicat intercommunal et 3 syndicats de salariés ;

Après la première consultation publique, la CRE a auditionné les GRT. Après la seconde consultation publique, la CRE a organisé une table ronde avec les expéditeurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation. Elle a également procédé à des auditions de GRTgaz et de TIGF, ainsi que de leurs actionnaires.

#### 1.1.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat par lettre du 28 juillet 2016. Ces dernières portent sur :

- la prise en compte du développement des nouveaux usages du gaz en faveur de la transition énergétique (biométhane, GNV, *power to gas*) ;
- la sélectivité des investissements futurs ;
- la fin des approvisionnements en gaz B en provenance du gisement de Groningue ;
- la situation des consommateurs gazo-intensifs ;
- la nécessaire réforme des NTR et les dispositions du Code de réseau Tarif en matière de transparence et de non-discrimination ;
- la modulation mensuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport pour inciter les consommateurs à limiter leur consommation en période hivernale.

Ces orientations peuvent être consultées sur le site internet de la CRE.<sup>9</sup>

#### 1.1.3 Transparence

Dans un objectif de transparence, la CRE a publié l'ensemble des études externes réalisées dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRT6. Ces études portent sur les sujets suivants :

- la comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe<sup>10</sup> ;
- un audit des charges d'exploitation de GRTgaz et TIGF pour la période 2013-2020<sup>11</sup> ;
- une étude sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital<sup>12</sup>.

<sup>7</sup> Consultation publique de la CRE du 25 février 2016 relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF et aux prochains tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

<sup>8</sup> Consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016 relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF

<sup>9</sup> Courrier de Madame la Ministre de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer sur les orientations de politique énergétique

<sup>10</sup> Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel, rapport final de Scwartz and Co, 23 novembre 2015

<sup>11</sup> Rapport Pöyry sur les charges d'exploitation de GRTgaz et de TIGF pour la période 2013-2020

## **1.2 Principes généraux**

L'élaboration du tarif ATRT6 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé pour chacun des GRT (GRTgaz et TIGF) et de souscriptions prévisionnelles de capacités sur leurs réseaux respectifs.

La perception des revenus autorisés de GRTgaz et TIGF est réalisée auprès des utilisateurs de chacun des réseaux au travers de différents termes tarifaires, l'ensemble de ces termes constituant la « structure tarifaire ».

Le tarif ATRT6 fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier des GRT et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager les GRT à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1<sup>er</sup> avril 2017 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle sur la période 2018-2020.

### **1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel**

La CRE définit le revenu autorisé prévisionnel de chaque GRT sur la période 2017-2020, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives, de l'apurement du solde du CRCP et du reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et TIGF :

$$RA = CNE + CCN + CRCP + INT$$

Avec :

- *RA* : revenu autorisé sur la période ;
- *CNE* : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- *CCN* : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- *CRCP* : apurement du solde du CRCP ;
- *INT* : flux financier de reversement inter-opérateurs.

#### **1.2.1.1 Charges nettes d'exploitation**

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des charges d'énergie, des consommations externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité des GRT dans la mesure où, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

L'ensemble des données prévisionnelles des plans d'affaires communiqués par GRTgaz et TIGF a fait l'objet d'une analyse détaillée et, le cas échéant, de révisions présentées dans la partie 2 de la présente délibération. En particulier, la CRE s'attache à retenir une trajectoire de charges d'exploitation intégrant des efforts de productivité.

#### **1.2.1.2 Charges de capital normatives**

##### **1.2.1.2.1 Modalités de calcul des charges de capital normatives**

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement 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 TIGF – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC), c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

$$CCN = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$$

<sup>12</sup> Etude FTI - Compass Lexecon sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital

**1.2.1.2.2 Modalités de calcul du taux de rémunération du capital**

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRT doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Par ailleurs, la CRE a fait appel à un prestataire externe pour réaliser une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires d'infrastructures gazières et une analyse critique des demandes de GRTgaz et de TIGF concernant le calcul des charges de capital. La version non confidentielle de cette étude a été publiée sur le site de la CRE dans le cadre de la consultation publique de juillet 2016 et de la présente délibération.

**1.2.1.2.3 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)**

La CRE reconduit, pour la période du tarif ATRT6, les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATRT5. La valeur de la BAR est établie sur la base d'une méthodologie de type « coûts courants économiques » dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Depuis 2006, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant leur mise en service (au lieu du 1<sup>er</sup> juillet de l'année de leur mise en service pour les actifs mis en service antérieurement). Les valeurs brutes des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976 et des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements.

Une fois intégrés à la BAR, les actifs sont réévalués au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'inflation en glissement de juillet à juillet. Jusqu'en 2015, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 641194 des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France. Depuis 2016, à la suite de l'arrêt de la publication par l'INSEE de cet indice, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie. Les durées de vie retenues pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Canalisations et branchements	50 ans
Postes de livraison, détente et comptage	30 ans
Compression	30 ans
Autres installations annexes	10 ans
Constructions	30 ans

Les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

**1.2.1.2.4 Rémunération des actifs avant leur mise en service**

La CRE reconduit le principe de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) au coût de la dette nominal avant impôt, en cohérence avec la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires.

Le montant de ces IEC est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre leur niveau estimé au 1<sup>er</sup> janvier et celui au 31 décembre, compte tenu des dépenses d'investissements et des mises en service d'actifs effectuées au cours de l'année.

**1.2.1.2.5 Traitement des coûts échoués**

Afin de faciliter la prise de décision pour les nouveaux investissements en réduisant le risque financier à long terme pour les investisseurs, les charges à couvrir par le tarif incluent la couverture de coûts échoués.

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets concernés ne se réalisaient pas.

La prise en compte de ces coûts se fait au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les GRT à la CRE. Les produits de cession éventuels relatifs aux actifs sont déduits, le cas échéant, de la valeur nette comptable couverte par les charges de capital. La CRE reconduit par ailleurs le cadre en vigueur pour le tarif ATRT5 dans lequel :

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

### 1.2.1.3 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)

Le tarif ATRT6 est défini à partir d'hypothèses sur le niveau des charges et les recettes de souscriptions. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, a été introduit afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les GRT. Les principes de ce mécanisme sont décrits dans le paragraphe 1.3.4.

### 1.2.1.4 Flux financier de reversement inter-opérateurs

Pour maintenir la couverture des coûts supportés par chacun des deux GRT à l'issue de la création de la place de marché unique, qui implique la suppression du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud, la CRE introduit dans le tarif ATRT6 un reversement financier de TIGF à GRTgaz, au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos.

Cette évolution est détaillée au paragraphe 1.4.5.

## 1.2.2 Cadre de régulation tarifaire

L'activité de GRTgaz et TIGF est encadrée par différents dispositifs qui constituent le cadre de régulation tarifaire.

En premier lieu, le cadre de régulation tarifaire permet d'adapter le revenu autorisé prévisionnel afin de prémunir les opérateurs contre les risques liés à la variation de l'inflation sur leurs charges.

En deuxième lieu, il permet de corriger, *a posteriori*, le revenu autorisé en prenant en compte à travers le CRCP, pour des postes prédéfinis, l'écart entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées.

Enfin, afin d'inciter GRTgaz et TIGF à une gestion efficace des réseaux qu'ils exploitent, le tarif ATRT6 prévoit des mécanismes incitatifs décrits au paragraphe 1.3.

### Durée et calendrier de mise à jour

Le tarif ATRT6 entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017. Il s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans. Il sera révisé annuellement le 1<sup>er</sup> avril, selon les règles décrites ci-après.

Sous réserve de la mise en service des infrastructures concernées, un mouvement tarifaire spécifique interviendra le 1<sup>er</sup> novembre 2018, pour traiter le cas particulier de la création de la place de marché unique. Cet événement majeur qui interviendra au cours de la période tarifaire se traduira par :

- l'entrée dans la BAR des GRT, au 1<sup>er</sup> janvier 2019, des actifs des projets Val de Saône et Gascogne-Midi nécessaires à la création de la place de marché unique ;
- la disparition des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud, ainsi que des recettes associées au couplage de marché, représentant un manque à gagner pour GRTgaz. Ce manque à gagner sera recouvré sur les autres termes tarifaires.

La majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2016 se sont prononcés en faveur de la proposition de la CRE d'une évolution tarifaire unique au moment de la création de la place de marché unique, pour prendre en compte les conséquences de la disparition de la liaison Nord-Sud.

Certains acteurs ont toutefois demandé que cette évolution tarifaire ait lieu au 1<sup>er</sup> avril 2018, dans le cadre du calendrier habituel d'évolution des tarifs. Plusieurs acteurs souhaitent même que le terme tarifaire Nord-Sud soit diminué dès le 1<sup>er</sup> avril 2017, pour que l'évolution vers la zone unique soit plus progressive. Enfin, un acteur souhaite que la disparition du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud intervienne lors de l'évolution annuelle du 1<sup>er</sup> avril 2019.

La CRE n'est pas favorable à une anticipation de la disparition du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud. Cette option conduirait à un effet d'aubaine pour les détenteurs de capacités Nord-Sud, alors que tous les participants aux enchères de capacité connaissaient l'échéance du 1<sup>er</sup> novembre 2018. Elle obligerait à reporter les recettes manquantes sur les autres termes tarifaires. Inversement, supprimer le terme tarifaire à la liaison Nord-Sud le

1<sup>er</sup> avril 2019 reviendrait à repousser la création de la zone unique à cette date, ce à quoi la CRE n'est pas favorable.

En conséquence, le tarif ATRT6 prévoit une évolution liée à la création de la place de marché unique au 1<sup>er</sup> novembre 2018, sous réserve que les infrastructures nécessaires soient bien mises en service à cette date.

Le terme tarifaire au PIR Pirineos évoluera en même temps que la disparition du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud, au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

Afin d'assurer un maximum de visibilité pour les parties intéressées, le niveau des termes tarifaires au 1<sup>er</sup> novembre 2018 sera fixé par la CRE dans la délibération sur l'évolution annuelle du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2018, prévue en fin d'année 2017.

### Éléments révisés à l'occasion des mises à jour tarifaires annuelles

Après son entrée en vigueur, le tarif ATRT6 évoluera le 1<sup>er</sup> avril de chaque année à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018 selon les principes suivants :

- a) le revenu annuel autorisé est déterminé, en prenant en compte :
  - la trajectoire des charges de capital normatives fixée pour quatre ans par la CRE dans la présente délibération ;
  - la trajectoire des charges d'exploitation nettes, indexée sur l'IPC<sup>13</sup>, fixée pour quatre ans par la CRE dans la présente délibération ;
  - la mise à jour du poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> » ;
  - l'apurement d'un quart du solde du CRCP au 31 décembre de l'année précédente ;
  - l'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateurs.

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

- b) les hypothèses de souscriptions de capacité sont mises à jour ;
- c) les termes tarifaires évoluent au 1<sup>er</sup> avril de chaque année afin que les recettes de souscriptions couvrent les revenus annuels autorisés des GRT. Les modalités prévisionnelles d'évolution respectives de chaque terme tarifaire sont décrites ci-après au paragraphe 1.4.2.7.
- d) En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT6, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :
  - à la mise en œuvre des codes de réseaux européens ;
  - à la création de la place de marché unique France ;
  - aux conséquences, le cas échéant, de l'évolution du cadre législatif et/ou réglementaire, notamment concernant la régulation des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel, le traitement particulier des consommateurs gazo-intensifs, la prise en compte de l'interruptibilité de certains consommateurs ;
  - à des modifications significatives de l'offre des GRT (création du Point d'Interconnexion Virtuel Belgique, création du point d'entrée à Oltingue,...).

Enfin, dans le cas où, sur la base du (des) mécanisme(s) ayant fait l'objet d'une consultation du marché et approuvé(s) par la CRE, les GRT devraient conclure des contrats avec des contreparties pour assurer la résorption de congestions résiduelles consécutives à la création de la place de marché unique, les charges et recettes additionnelles correspondantes seront prises en compte lors de l'évolution annuelle du tarif.

### 1.2.3 Structure du tarif

Le réseau de transport est rattaché à deux places de marché (le PEG<sup>14</sup> Nord et la *Trading Region South*, ou TRS). Au 1<sup>er</sup> novembre 2018, les deux places de marché fusionneront pour créer une place de marché unique. Par ailleurs, il existe, dans le nord de la France, une « zone B », approvisionnée en gaz à bas pouvoir calorifique (dit « gaz B »).

<sup>13</sup> L'IPC correspond à la variation annuelle moyenne réellement constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière.

<sup>14</sup> Point d'échange de gaz

La structure tarifaire se décline en différents termes tarifaires, répartis sur les réseaux de transport entre, d'une part, le réseau principal, et, d'autre part, le réseau régional. L'ensemble de ces termes sont payés 100 % à la capacité. La proposition de la CRE de maintenir ce principe de tarification 100 % à la capacité a reçu un avis favorable de l'ensemble des contributeurs à la consultation publique de juillet 2016.

Les utilisateurs des réseaux de GRTgaz et de TIGF ont recours au réseau de transport de gaz pour plusieurs usages : le transit, qui consiste à faire entrer du gaz sur ces réseaux (passage par un point d'entrée) pour l'acheminer dans un autre pays (passage par un point de sortie PIR), et le transport domestique, qui consiste à acheminer du gaz destiné à être consommé sur le territoire national. Les utilisateurs peuvent également avoir recours aux places de marché françaises ou aux stockages souterrains de gaz naturel.

La CRE fixe les tarifs de transport de gaz de manière à éviter toute subvention croisée entre les différents usages des réseaux de transport, notamment entre le transit et le transport domestique. Elle veille également à l'absence de subvention croisée entre les catégories de réseau, en s'assurant que les charges affectables au réseau principal et au réseau régional correspondent aux recettes générées par chacun.

### **1.2.3.1 Tarification sur le réseau principal**

Le réseau principal est composé des éléments du réseau qui relient les points d'interconnexion avec (i) les réseaux de transport adjacents, (ii) les sorties vers le réseau régional, (iii) les terminaux méthaniers et (iv) les stockages. Il s'étend sur plus de 9 500 km. Les flux y sont généralement bidirectionnels.

La structure tarifaire du réseau principal repose sur un principe de tarification entrée-sortie par place de marché. Le gaz peut être acheté et/ou vendu directement sur les places de marché ou Points d'Echange de Gaz (PEG) ; dans ce cas, l'utilisateur s'acquitte des termes tarifaires spécifiques au PEG.

Les utilisateurs peuvent faire entrer le gaz en France au moyen d'interconnexions par canalisations (Point d'Interconnexion Réseau, ou PIR) ou par des terminaux méthaniers (Points d'Interface Transport Terminaux Méthaniers, ou PITTM) et s'acquittent pour cela des termes d'entrée sur ces points.

Le gaz sort du réseau principal à différents points, selon sa destination :

- pour amener le gaz dans un pays adjacent, notamment pour les usages de transit, les utilisateurs s'acquittent d'un terme de sortie au PIR ;
- pour les usages domestiques, les utilisateurs s'acquittent d'un terme de sortie vers le réseau régional.

Le transport du gaz entre le PEG Nord et la TRS nécessite, jusqu'à la création de la place de marché unique, la réservation de capacités à la liaison Nord-Sud.

Les stockages souterrains de gaz naturel sont situés sur le réseau principal. Les utilisateurs des réseaux y recourent en s'acquittant de termes d'entrée et de sortie des Points d'Interface Transport Stockage (PITS).

### **1.2.3.2 Tarification sur le réseau régional**

Le réseau régional est composé des éléments du réseau qui permettent d'acheminer le gaz depuis le réseau principal jusqu'aux clients finals ou jusqu'aux réseaux de distribution. Il s'étend sur près de 28 000 km. Les flux y sont unidirectionnels.

L'alimentation de chaque point de livraison nécessite la souscription, d'une part, de capacités d'acheminement, et, d'autre part, de capacités de livraison. Les points de livraison sont de 4 types :

- les points d'interface transport-distribution (PITD) qui représentent l'interface entre le réseau de transport et une ou plusieurs sorties vers le réseau de distribution ;
- les consommateurs industriels directement raccordés au réseau de transport ;
- les consommateurs industriels fortement modulés correspondant aux consommateurs industriels dont les sites de consommation présentent un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh ;
- les points d'interconnexion sur le réseau régional (PIRR) qui permettent la livraison vers des réseaux régionaux étrangers.

La tarification de l'acheminement sur le réseau régional dépend :

- de la capacité d'acheminement souscrite ;
- du tarif unitaire d'acheminement sur le réseau régional multiplié par un niveau de tarif régional (NTR), propre à chaque point de livraison, qui permet de prendre en compte la disparité des coûts d'acheminement sur le réseau régional pour chaque point de livraison.

La tarification de la livraison dépend :

- de la capacité de livraison souscrite ;

- du tarif unitaire de livraison (TCL) qui diffère en fonction du type de point de livraison ;
- du nombre de postes de livraison pour les consommateurs industriels ou les consommateurs industriels fortement modulés.

Certains points de livraison sont raccordés directement au réseau principal et n'utilisent pas le réseau régional : ils ne s'acquittent donc d'aucun tarif d'acheminement sur le réseau régional.

### **1.3 Cadre de régulation incitative pour le tarif ATRT6**

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

La présente décision tarifaire reconduit les principes généraux du cadre de régulation du tarif ATRT5 incitant GRTgaz et TIGF à améliorer leur efficacité, en particulier du point de vue de la maîtrise des coûts et de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Les dispositifs en vigueur au cours du tarif ATRT5 et reconduits pour le tarif ATRT6 sont les suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017, avec une évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de chaque année selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de GRTgaz et de TIGF : ces derniers conserveront la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies dans la présente délibération ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'énergie et des quotas de CO<sub>2</sub>. Ce poste dépendant en partie de facteurs maîtrisables par les GRT, le poste est inscrit à 80 % au CRCP (20 % des gains ou pertes sont conservés par les GRT).

Sur la base du retour d'expérience du tarif en vigueur et de l'étude externe qu'elle a menée sur la régulation incitative des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en Europe, la CRE renforce le cadre de régulation incitative par rapport à celui du tarif ATRT5 sur les points suivants :

- introduction d'une incitation à l'engagement effectif des dépenses de recherche et développement (R&D) ;
- introduction d'une incitation à la maîtrise des charges de capital « hors réseaux » ;
- renforcement de l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets de développements de réseaux ;
- modification du régime d'incitation au développement des interconnexions ;
- renforcement des incitations à l'amélioration de la qualité de service.

Par ailleurs, le tarif ATRT6 prévoit une clause de rendez-vous, activable au bout de deux ans de mise en œuvre du présent tarif, visant à examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives et réglementaires, ainsi que des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation des opérateurs sur les années 2019 et 2020.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des parties prenantes la visibilité nécessaire sur l'évolution du tarif de GRTgaz et TIGF entre 2017 et 2020. Il incite les GRT à améliorer leur efficacité tout en les protégeant des risques liés, notamment, à l'inflation et à l'évolution des souscriptions.

Une majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2016 s'est exprimée favorablement sur les orientations de la CRE relatives à ce cadre de régulation.

#### **1.3.1 Régulation incitative des dépenses d'investissements et des charges nettes d'exploitation**

Dans le cadre de la préparation de la présente décision tarifaire, la CRE a analysé les axes d'amélioration possibles du cadre de régulation, afin de mieux inciter GRTgaz et TIGF à la maîtrise de leurs coûts et à la bonne réalisation de leurs investissements.

Pour éclairer cette analyse, elle a confié à un consultant extérieur une étude sur les mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe. Cette étude a porté plus

spécifiquement sur la régulation des charges d'exploitation et des coûts d'investissement. Cette étude a été publiée dans le cadre des travaux préparatoires au tarif ATRD5<sup>15</sup> de GRDF en 2015.

### **1.3.1.1 Les charges d'exploitation hors CRCP**

Le dispositif d'incitation de GRTgaz et de TIGF à la maîtrise des charges d'exploitation hors CRCP, en vigueur dans le tarif ATRT5, est reconduit.

Ainsi, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de TIGF est définie sur la période 2017 – 2020 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT6 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT5. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

### **1.3.1.2 Les dépenses d'investissement**

#### **1.3.1.2.1 Incitation au développement des interconnexions**

L'article L. 452-3 du code de l'énergie donne la possibilité à la CRE de mettre en place « *des mesures incitatives appropriées à court ou long terme, pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment [...] à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement [...]* ».

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 méthaniens et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et 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 les consultations publiques de février et juillet 2016, la CRE a proposé :

- de ne pas reconduire la prime de 3 % pendant 10 ans, s'appliquant à un nombre limité de projets d'investissement permettant la création de nouvelles capacités aux interconnexions ou la réduction du nombre de zones d'équilibrage ;
- de mettre en œuvre un mécanisme d'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions, similaire à celui en vigueur dans le cadre du tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité (délibération du 17 novembre 2016<sup>16</sup>).

Une très large majorité d'acteurs a répondu favorablement à la première proposition. La CRE maintient son analyse et décide de ne pas reconduire pour le tarif ATRT6 la prime de 3 % pour dix ans. Les projets qui ont bénéficié de cette prime dans le cadre des tarifs précédents gardent leur régime d'incitation.

Une majorité d'acteurs est favorable à la proposition de la CRE concernant le nouveau mécanisme d'incitation au développement des interconnexions. Certains contributeurs soulignent que ce mécanisme devra prendre en compte l'intérêt du marché pour le projet. Les acteurs défavorables considèrent qu'un mécanisme d'incitation n'apparaît plus justifié dans un contexte de surcapacités aux interconnexions avec les pays frontaliers.

La CRE considère que certains projets d'interconnexion aux frontières françaises pourraient se révéler utiles pour le marché ou pour la sécurité d'approvisionnement en Europe, et définit dans cette perspective un nouveau mécanisme d'incitation. Celui-ci a pour objectifs :

- d'inciter à la réalisation des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité ;
- d'encourager les GRT à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts.

De manière similaire au mécanisme décidé pour l'électricité dans le cadre du TURPE 5 HTB, le mécanisme repose sur trois incitations distinctes :

- l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe exprimée en euros et dont le montant sera défini par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses du GRT. Cette prime fixe sera calculée en fonction du bénéfice pour la collectivité estimé par la CRE sur la base d'une analyse coûts/bénéfices du projet. Elle sera versée à la mise en service du projet, ce qui constitue une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais ;

<sup>15</sup> ATRD : Accès des Tiers au Réseau de Distribution

<sup>16</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.

- l'incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le coût cible du projet et le coût réalisé, conformément aux modalités définies dans la présente délibération (cf. paragraphe 1.3.1.2.2). Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, le montant de cette pénalité sur la rémunération globale de GRTgaz et TIGF pour les projets d'interconnexion sera limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieure au CMPC - 1 % ;
- l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité, calculée chaque année à compter de la mise en service de l'ouvrage, dont le niveau dépendra des capacités réellement souscrites par rapport aux capacités initialement envisagées par les GRT et retenues par la CRE dans le cadre de l'étude coûts/bénéfices ayant permis la fixation de la prime fixe. Dans l'hypothèse où les capacités souscrites seraient inférieures aux capacités initialement réservées, la pénalité ne pourra pas excéder l'équivalent de l'annuité de la prime fixe définie par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses. La prime ou la pénalité sera appliquée pendant les dix premières années d'exploitation de l'infrastructure.

Les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités seront fixés dans une décision tarifaire *ad hoc* relative à chaque projet concerné. A cette fin, GRTgaz et TIGF fourniront à la CRE, au plus tard sept mois avant la décision d'engagement de dépenses, les éléments nécessaires à l'évaluation du bénéfice net du projet pour la collectivité.

### 1.3.1.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts d'investissement

Les écarts de charges de capital des GRT entre les trajectoires prévisionnelle et réalisée sont aujourd'hui couverts à 100 % par le tarif à travers le CRCP, ce qui est susceptible de limiter l'incitation des GRT à maîtriser leurs coûts d'investissements.

Les charges d'exploitation des GRT sont par ailleurs exclues du périmètre du CRCP (cf. paragraphe 1.3.1.1) et font donc l'objet d'une incitation à la maîtrise des coûts. Cette différence de traitement tarifaire entre les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement peut, en théorie, inciter les gestionnaires de réseau à choisir des solutions impliquant des dépenses d'investissement plutôt que des solutions impliquant des charges d'exploitation, dans les cas où elles sont substituables.

La CRE maintient le principe général d'une inscription des investissements dans la base d'actifs régulés sur la base de leurs coûts réels (sous réserve d'éventuels audits de la CRE sur le caractère efficace des dépenses engagées). La CRE introduit toutefois une incitation à la réalisation efficace de certaines dépenses d'investissements des GRT, en mettant en œuvre deux mécanismes distincts portant, d'une part, sur certains grands projets d'investissements et, d'autre part, sur les charges de capital normatives (CCN) « hors réseaux ».

#### Les investissements dans les réseaux de transport de gaz

La présente délibération introduit un mécanisme de régulation incitative dont l'objectif est d'inciter les GRT à maîtriser les coûts des principaux projets réalisés sous leur maîtrise d'ouvrage.

L'étude sur la régulation incitative des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en Europe montre que des mécanismes de régulation incitative des coûts d'investissement ont déjà été mis en place par plusieurs régulateurs en Europe. Cette étude recommande à la CRE de mettre en place un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux.

Dans le cadre du tarif ATRD5 de GRDF, une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux de GRDF a été mise en place. Un mécanisme similaire est mis en œuvre pour la distribution d'électricité dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT qui entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2017<sup>17</sup>.

Dans le cas de la distribution de gaz et d'électricité, la modélisation proposée permet d'estimer de façon satisfaisante la valeur totale d'un nombre important d'immobilisations. En effet, si le modèle utilisé ne permet pas de tenir compte de l'ensemble des facteurs influant sur le coût d'un ouvrage, le nombre important de projets mis en service en distribution permet de compenser les erreurs individuelles.

Dans le cas du transport de gaz, GRTgaz et TIGF considèrent que les caractéristiques techniques de leurs ouvrages (contraintes techniques d'occupation des sols et sous-sols, contraintes géographiques dans les territoires traversés, etc.) sont telles que leur coût de réalisation est très variable. En outre, le faible nombre de projets mis en service chaque année par les GRT ne permet pas la compensation des erreurs de prévision individuelles. GRTgaz et TIGF n'ont pas proposé à la CRE des éléments techniques permettant de mettre en œuvre une régulation fondée sur les coûts unitaires.

En conséquence et compte tenu de la complexité du sujet, la CRE n'est pas en mesure de mettre en œuvre une régulation incitative des coûts unitaires pour le tarif ATRT6. Elle demande aux GRT de mettre en place un suivi

<sup>17</sup> Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

approfondi des coûts unitaires de leurs investissements de façon à être en mesure de lui transmettre des données détaillées sur les coûts unitaires en vue de la préparation du prochain tarif.

### Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€

La CRE souhaite néanmoins renforcer l'incitation des GRT à la maîtrise des coûts d'investissement. Le tarif ATRT5 prévoyait la mise en œuvre d'une incitation pour tout projet, hors sécurité, dont le budget dépassait 50 M€ ou représentait au moins 20 % du montant moyen annuel des investissements de la période ATRT5. En l'absence de projet concerné, ce mécanisme n'a pas été utilisé durant la précédente période tarifaire.

La CRE, dans sa consultation publique de juillet 2016, a proposé de modifier les paramètres du dispositif pour la période ATRT6 pour qu'ils s'appliquent à tous les projets dont le budget est supérieur à 15 M€.

La quasi-totalité des contributeurs est favorable au mécanisme proposé par la CRE, mais défavorable à son application aux projets déjà décidés. Les GRT considèrent qu'un seuil fixé à 15 M€ concernerait trop de projets et que la charge des audits risquerait d'être lourde en regard des bénéfices attendus.

La CRE partage ces analyses et retient un seuil de 20 M€ ou 20 % du montant moyen annuel des investissements de la période ATRT6 pour les projets dont la décision d'engagement des dépenses serait prise à compter de la délibération de la CRE approuvant le programme d'investissement pour l'année 2017 :

- la CRE auditera le budget présenté par le GRT et fixera un budget cible en tenant compte, le cas échéant, de l'indice du prix de l'acier (indice *Hot rolled coil* – HRC) ;
- 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, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale 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 pendant le tarif ATRT6 est estimée à environ 600 M€ (six projets hors développement des interconnexions). L'enveloppe des projets de TIGF est estimée à 50 M€ (deux projets hors développement des interconnexions).

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

Pour GRTgaz, les projets concernés par ce mécanisme sont notamment :

- le projet de conversion H/B (Tulipe) ;
- le renforcement Bretagne Sud ;
- les projets d'aménagement des voies fluviales dits « Magéo » et « Canal Seine Nord » ;
- la reconstruction de la station de compression de Vindecy ;
- la reconstruction de la station de compression de la Bégude.

Pour TIGF, les deux projets concernés par ce mécanisme sont le renforcement de la station de compression d'AGU et un projet de sécurité et maintien du réseau (Capens-Pamiers).

Ces listes ne sont pas exhaustives, de nouveaux projets pouvant apparaître au cours de la période couverte par le tarif ATRT6. Par ailleurs, étant donné que les dépenses relatives au pilote du projet Tulipe et au projet de renforcement de la station de compression d'AGU seront effectivement engagées au cours de la période couverte par le tarif ATRT6, ils seront également soumis à ce mécanisme, sur la base des budgets retenus par les GRT dans leur décision d'engagement des dépenses.

En outre, un audit portant sur le processus de décision des projets d'investissement, le mode d'élaboration par GRTgaz et TIGF du coût prévisionnel des projets et le suivi par les GRT du coût de réalisation de leurs ouvrages, sera réalisé par la CRE.

### Les investissements « hors réseaux »

La présente délibération introduit un mécanisme incitant les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des

actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite les GRT à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux.

Le mécanisme retenu consiste à définir, pour la période du tarif ATRT6, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés seront donc conservés à 100 % par les opérateurs.

Pendant le tarif ATRT6, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies par la présente délibération. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la BAR ce qui permettra, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage de gains ou une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs.

En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise 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, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant des investissements soumis à cette régulation incitative est de 78,4 M€ par an en moyenne pour GRTgaz, soit environ 14% du total des investissements prévus pendant le tarif ATRT6, et 16,0 M€ par an en moyenne pour TIGF, soit environ 15 % du total des investissements prévus pendant le tarif ATRT6.

La majorité des parties prenantes qui se sont exprimées sur ce sujet lors de la consultation publique de juillet 2016 est favorable au mécanisme proposé par la CRE.

### 1.3.2 Régulation incitative de la qualité de service

Les indicateurs de qualité de service ainsi que les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 2.

#### 1.3.2.1 Rappel du dispositif en vigueur

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

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2016, la qualité de service des GRT est suivie au moyen de 23 indicateurs. Parmi ces 23 indicateurs, 6 font l'objet d'une incitation financière afin d'améliorer la qualité et la mise à disposition des données pour les expéditeurs.

Les 23 indicateurs suivis portent sur les thèmes suivants :

- la qualité et la disponibilité des données mises à disposition des expéditeurs par les GRT (6 indicateurs) ;
- les informations publiées et les modes d'intervention des GRT sur les marchés dans le cadre du système d'équilibrage mis en place au 1<sup>er</sup> octobre 2015 (4 indicateurs) ;
- le respect des prévisions fournies aux expéditeurs concernant les programmes de travaux des GRT (6 indicateurs) ;
- la qualité de la relation des GRT avec les expéditeurs et les gestionnaires de réseaux de distribution (4 indicateurs) ;
- la disponibilité de la liaison Nord-Sud (1 indicateur) ;
- l'impact environnemental des GRT (2 indicateurs).

Afin de tenir compte des progrès réalisés par les GRT, de simplifier le dispositif actuel et de renforcer son caractère incitatif, la présente décision tarifaire fait évoluer la régulation incitative de la qualité de service.

#### 1.3.2.2 Simplification du dispositif de suivi de la qualité de service

Afin de concentrer le dispositif de suivi de la qualité de service sur les indicateurs qui ont le plus de valeur pour les expéditeurs, la CRE a proposé la suppression de 9 indicateurs dans les deux consultations publiques. Les réponses à ces consultations publiques étaient majoritairement favorables à ces suppressions, qui contribueraient à accroître la lisibilité du dispositif pour les utilisateurs des réseaux.

Plusieurs expéditeurs souhaitent maintenir un suivi des deux indicateurs relatifs à la liaison Nord-Sud. La CRE partage leur analyse et considère que, même si la liaison Nord-Sud est amenée à disparaître en 2018, les indicateurs relatifs à cette liaison conservent toute leur importance d'ici là. Ainsi, les deux indicateurs suivants dont la suppression avait été envisagée sont maintenus :

- la mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud ;

- le respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud publié en M-2 par GRTgaz.

Plusieurs acteurs souhaitent conserver l'indicateur portant sur la disponibilité des portails utilisateurs. Le suivi de cet indicateur sera maintenu sans qu'il soit directement incité financièrement. Néanmoins, en cas d'indisponibilité des portails, des pénalités financières s'appliqueront car les indicateurs portant sur la disponibilité des 5 informations les plus utiles à l'équilibrage et sur la qualité des prévisions globales de consommation, qui sont financièrement incités (cf. paragraphe 1.3.2.3) en subiront les conséquences.

Les 6 indicateurs suivants ne seront plus suivis dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service :

1. 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. Le faible nombre de nouveaux raccordements observés au cours des cinq dernières années (moins de 3 par an au périmètre France) rend cet indicateur peu pertinent ;
2. 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 sont en contact direct avec leurs clients et ces derniers n'utilisent que rarement le canal des réclamations sur ce sujet ;
3. 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 et les envois hors délai sont suivis dans le cadre du tarif ATRD5. Cet indicateur est donc redondant ;
4. le suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage ;
5. le suivi du retour au stock en conduite de la veille (MWh à 25 °C) :  
ces deux indicateurs visent à s'assurer que les GRT interviennent pour s'équilibrer, tout en maîtrisant leurs prix d'intervention. La CRE considère que les prix auxquels le GRT achète ou vend du gaz pour l'équilibrage ne relèvent pas de la qualité du service rendu aux expéditeurs. De ce fait, ces indicateurs seront suivis et présentés en Concertation Gaz, dans le cadre du suivi de l'équilibrage et non de la qualité de service ;
6. le 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, dans les conditions définies par le Code de réseau CAM<sup>18</sup>.

Par ailleurs, dans le tarif ATRT5, 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 est suivie au moyen de deux indicateurs différents :

- celui de TIGF correspond au nombre de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télé-relevés conformes<sup>19</sup> 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).

Afin d'harmoniser les modalités de calcul de cet indicateur, la CRE a proposé dans la consultation publique du 27 juillet 2016 de ne retenir qu'une seule définition de l'indicateur, correspondant 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. Les réponses à la consultation sont favorables à une telle évolution. La CRE retient cette évolution pour le tarif ATRT6.

<sup>18</sup> 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.

<sup>19</sup> 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.

### **1.3.2.3 Incitation financière sur la disponibilité des 5 informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs, sur les portails publics des GRT**

Pour traduire l'évolution des données nécessaires au bon fonctionnement du marché, une nouvelle incitation financière est introduite portant sur la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs. Ces cinq informations sont les suivantes :

- le stock en conduite projeté publié chaque heure de la journée ;
- le déséquilibre prévisionnel publié chaque heure de la journée ;
- le prix de règlement des déséquilibres de la journée en cours publié chaque heure de la journée ;
- la prévision globale de consommation par zone (J et J+1) ;
- les allocations au PIR Pirineos.

Le calcul des pénalités et des bonus est réalisé en fonction des taux de disponibilité pour les informations considérées.

Cet indicateur est suivi entre 6h et minuit, la plage 0h-6h étant à la disposition des GRT pour effectuer des maintenances sur leurs systèmes d'information.

Les modalités de cette incitation sont définies dans l'annexe 2.

### **1.3.2.4 Disponibilité des capacités fermes**

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

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 GRT<sup>20</sup>, la CRE avait dressé un constat critique des performances de GRTgaz dans ce domaine.

GRTgaz a lancé début 2016 des initiatives afin d'augmenter la disponibilité des capacités fermes. Elles portent sur 4 domaines principaux :

- l'optimisation de l'organisation des travaux ;
- l'innovation dans les aspects techniques pour réduire les durées d'intervention ;
- l'amélioration de la fiabilité des prévisions publiées ;
- l'adaptation de l'offre commerciale pour maximiser la capacité disponible.

Les propositions de GRTgaz ont suscité des réactions positives de la part des utilisateurs, qui souhaitent que ces progrès soient mis en œuvre au plus vite. Dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE a estimé qu'au regard des actions entreprises, il n'était pas nécessaire d'inciter financièrement cet indicateur dès avril 2017. Les réponses à la consultation sont majoritairement en accord avec l'analyse de la CRE.

La CRE maintient son analyse et ne retient pas d'incitation financière pour la mise à disposition des capacités fermes. Une telle incitation pourra être de nouveau étudiée à la lumière des résultats des actions de GRTgaz.

Dans leur suivi, les GRT détailleront le taux de disponibilité des capacités fermes et des capacités souscrites point par point, et non plus de manière agrégée par type de points.

### **1.3.2.5 Niveaux d'incitation financière**

Les évolutions évoquées ci-dessus abaissent de six à cinq le nombre d'indicateurs incités. En effet, un nouvel indicateur est incité, un indicateur est maintenu mais son incitation est supprimée, et deux indicateurs incités sont fusionnés. Ainsi, les cinq indicateurs suivant seront incités financièrement dans le cadre du tarif ATRT6 :

- qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des quantités journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain ;
- qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée ;

<sup>20</sup> Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers - Rapport 2014, publié le 9 février 2015

- qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée ;
- suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT.

Les niveaux d'incitation sont harmonisés entre les indicateurs. Ainsi, pour chaque indicateur, le plafond d'incitation est fixé à +/- 600 k€ pour GRTgaz et +/- 300 k€ pour TIGF. De la même manière, les paramètres de calcul des incitations financières sont harmonisés entre GRTgaz et TIGF :

- les paramètres relatifs aux indicateurs proportionnels au nombre de zones d'équilibrage sont identiques entre GRTgaz et TIGF ;
- les paramètres relatifs aux indicateurs indépendants du nombre de zones d'équilibrage sont deux fois plus élevés pour GRTgaz que pour TIGF.

Lors de la création d'une place de marché unique, afin de maintenir une incitation identique, les paramètres relatifs aux indicateurs proportionnels au nombre de zones d'équilibrage pour GRTgaz seront revus.

### 1.3.3 Régulation incitative des dépenses de recherche & développement (R&D)

Le cadre de régulation défini pour le tarif ATRT5 ne prévoyait pas d'incitation particulière dans le domaine de la R&D. Le GRT était donc incité à maîtriser ses dépenses de R&D, au même titre que ses autres charges d'exploitation.

Comme les GRD, les GRT sont confrontés à une stagnation, voire à une baisse de la consommation de gaz. Il apparaît nécessaire d'étudier de possibles nouveaux usages des réseaux de transport de gaz et d'accompagner la transition énergétique.

Dans sa consultation publique de février 2016, la CRE a proposé de mettre en œuvre une incitation pour les GRT à engager effectivement les dépenses de recherche et développement. La quasi-totalité des acteurs s'est montrée favorable à cette proposition.

Pour la période tarifaire ATRT6, la CRE met en place une régulation incitative des dépenses de R&D, similaire à celle du tarif ATRD5 et du TURPE. Les montants alloués à la R&D et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRT devront transmettre un rapport annuel des projets de R&D à la CRE, destiné à être publié afin de rendre compte aux utilisateurs des projets d'innovation menés par les GRT. Ce rapport inclura notamment les éléments suivants :

- description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
- liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- montants dépensés sur l'année écoulée ;
- prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
- nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- soutiens et subventions perçus.

### 1.3.4 Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Le tarif ATRT6 est défini à partir d'hypothèses sur le niveau des charges et les recettes de souscriptions. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, a été introduit afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les GRT. La méthode de calcul du CRCP est cohérente avec un équilibre tarifaire par année civile.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Il prend en compte tout ou partie des écarts de charges ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis ; dans le cas où le poste n'est couvert que partiellement par le CRCP, le gain ou la perte par rapport à la prévision conservé par l'opérateur constitue une incitation à la maîtrise des coûts. L'apurement du solde de ce compte est réalisé sur quatre ans, en annuités constantes, prises en compte dans le cadre des évolutions tarifaires mises en œuvre au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, de manière automatique, par une diminution ou une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du CMPC s'applique au solde du CRCP.

La majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2016 s'est exprimée en faveur de la reconduction du dispositif de CRCP dans les mêmes conditions que celles du tarif ATRT5.

La CRE décide de conserver le principe général du CRCP existant tout en faisant évoluer le périmètre de postes de charges et de produits couverts par ce mécanisme.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour le tarif ATRT6, de façon inchangée par rapport au tarif ATRT5, sont les suivants :

- les charges de capital supportées par les GRT, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte (cf. paragraphe 1.3.1.2.2) ;
- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité) et les achats et ventes de quotas de CO<sub>2</sub> par les GRT. Pour inciter les GRT à la maîtrise de ces charges, les écarts de ce poste sont couverts à 80 % par le CRCP ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour la mise à jour annuelle des charges d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée, couvert à 100 % par le CRCP ;
- les recettes tarifaires aval des PEG, sur lesquelles les GRT n'ont pas d'influence, couvertes à 100 % au CRCP :
  - les recettes de capacités de sortie du réseau principal, d'acheminement sur le réseau régional et de livraison ;
  - les recettes de capacité d'entrée et sortie des stockages ;
  - les recettes du couplage de marché Nord-Sud et du JTS (*Joint Transport Storage*) ;
  - le rabais de proximité ;
  - les recettes de conversion de pointe de gaz H en gaz B ;
- les charges pour GRTgaz et les recettes pour TIGF liées à l'accord entre GRTgaz et TIGF pour l'utilisation par GRTgaz du réseau de TIGF. Le montant de ces charges et recettes est couvert à 100 % par le CRCP. L'impact d'une variation du montant du contrat est nul pour le coût global du transport en France ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et des turbines à combustion (TAC), couverts à 100 % par le CRCP du fait de leur imprévisibilité.

Les nouveaux postes de charges et de recettes inclus au périmètre du CRCP du tarif ATRT6, ou qui font l'objet d'une modification par rapport au tarif ATRT5, sont les suivants :

- les charges d'exploitation de R&D selon les modalités définies au paragraphe 1.3.3 : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par chaque GRT est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si le GRT a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs. Si le GRT a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de l'opérateur ;
- les écarts de charges au titre de la prestation de conversion de gaz H en gaz B qui résultent de l'évolution des volumes convertis sont couverts à 100 % au CRCP. En effet, les volumes convertis dépendent essentiellement du rythme d'ouverture des marchés en zone B ;
- les charges liées à la désimbrication des activités de R&D de GRTgaz d'avec celles de la société Engie, dont le chiffre est encore en cours. Celles-ci sont couvertes à 100 % par le CRCP, sous réserve de l'approbation par la CRE du ou des contrats conclus à ce titre entre Engie et GRTgaz ;
- les coûts prévisionnels du projet pilote de conversion de la zone B au gaz H, sur demande de GRTgaz et sur la base des résultats de l'étude technico-économique qui sera menée par la CRE conformément à l'article L.431-6-1 du code de l'énergie. Les coûts prévisionnels couverts par le CRCP seront définis dans le cadre d'une délibération de la CRE qui déterminera les montants de référence correspondants ;
- les recettes de prestations pour tiers liées aux grands travaux d'aménagement du territoire dont la réalisation est incertaine et sur lesquels les GRT n'ont aucune influence (par exemple des projets ferroviaires ou autoroutiers) seront couvertes à 100 % ;
- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont (hors sorties du réseau principal, entrées et sorties des stockages et mécanismes de couplage de marché et de JTS) sont couvertes à 80 % par le CRCP au lieu de 50 %, pour tenir compte de l'automatisation des procédures de commercialisation via la plateforme PRISMA, tout en continuant à inciter les GRT à maximiser les souscriptions, notamment en rendant disponibles des capacités supplémentaires. Il en est de même pour les charges et produits annexes suivants :

- accès et transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
  - recettes des services d'équilibrage Alizées pour GRTgaz et SET pour TIGF ;
  - injection de gaz sur le réseau de transport ;
  - mécanismes UIOLI (*Use it or loose it*) et UBI (*Use it and buy it*) ;
  - vente aux enchères de capacités quotidiennes ;
- les coûts éventuels liés, le cas échéant, à la rémunération par les GRT des consommateurs raccordés aux réseaux de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie ;
  - les écarts entre la prévision et le reversement réalisé entre TIGF et GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos sont couverts à 100 % par le CRCP.

Les bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative sont versés via le CRCP.

Les données comptables présentées par les GRT seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible.

### 1.3.5 Clause de rendez-vous concernant les charges nettes d'exploitation

La présente délibération reconduit la clause de rendez-vous sur le niveau des charges couvertes par le tarif ATRT6, activable deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1<sup>er</sup> avril 2019.

La clause de rendez-vous, identique à celle retenue pour le tarif ATRD5 de GRDF, le TURPE 5 et qui existait dans le tarif ATRT5, prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRT6 se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATRT6 pourra être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions n'étant prises en compte que pour les années 2019 et 2020.

## 1.4 Evolution de la structure du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz au 1<sup>er</sup> avril 2017 et évolution sur la période 2018-2020

### 1.4.1 Rappel des principes d'élaboration de la structure tarifaire

La structure du tarif ATRT6 est fixée de manière à refléter les coûts réels induits par les utilisateurs et à éviter les subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs.

#### 1.4.1.1 Equilibre coûts-recettes sur le réseau principal et sur le réseau régional

L'absence de subvention croisée implique la définition d'une structure tarifaire permettant de couvrir les charges propres au réseau principal et au réseau régional par les recettes perçues sur chacun des réseaux.

L'objectif d'équilibre coûts-recettes sur le réseau principal et sur le réseau régional est poursuivi par la CRE depuis plusieurs périodes tarifaires : elle a notamment opéré à plusieurs reprises (en 2007 et 2009) des rééquilibrages pour l'atteindre

Les GRT ont communiqué à la CRE, dans leur dossier tarifaire, la répartition des charges entre les réseaux principal et régional<sup>21</sup>.

#### 1.4.1.2 Absence de subvention croisée entre le transit et le transport domestique sur le réseau principal

Le Code de réseau Tarif introduit une méthode de référence (« *Capacity Weighted Distance* »), qui vise à s'assurer de la cohérence des coûts unitaires supportés par les différentes catégories d'utilisateurs, en répartissant les charges sur les différents termes tarifaires en fonction des capacités souscrites et de la distance parcourue par le gaz.

Le tarif ATRT6 est conçu de façon à éviter toute subvention croisée entre les utilisateurs des routes de transit et les consommateurs domestiques, notamment au regard de la distance parcourue par le gaz sur le réseau principal.

#### 1.4.1.3 Répartition des recettes entre entrées et sorties du réseau principal

Le Code de réseau Tarif mentionne une répartition indicative à 50/50 entre les recettes perçues en entrée du réseau principal et celles perçues en sortie du réseau principal. La répartition retenue dans le tarif peut être différente si cela est justifié.

Le code de l'énergie ne prévoit quant à lui aucune règle expresse de répartition entre les termes d'entrée et les termes de sortie.

#### 1.4.1.4 Progressivité des évolutions tarifaires

La CRE a élaboré le tarif ATRT6 en veillant à la progressivité des évolutions par rapport au tarif ATRT5, dans la mesure où :

- de nombreux acteurs, en particulier les utilisateurs des routes de transit, ont souscrit des capacités de long terme aux points d'interconnexion et aux entrées depuis les terminaux méthaniers ;
- de nombreux consommateurs ont opté pour une alimentation en gaz sur la base d'une structure de tarif dont la soutenabilité doit être préservée dans la durée.

### 1.4.2 Niveaux relatifs des termes tarifaires sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF

#### 1.4.2.1 Equilibre des coûts et des recettes sur les réseaux principal et régional

Les tarifs en vigueur en fin de période ATRT5 conduisent, après plusieurs évolutions tarifaires successives, à un léger déséquilibre 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	46 %	54 %
Part des recettes des GRT	51 %	49 %

<sup>21</sup> L'affectation des charges d'exploitation à chaque catégorie de réseau est effectuée sur la base des coûts réellement supportés par chacun des réseaux. Elle nécessite, pour certains postes de coûts non affectables, l'application de clés de répartition. La CRE retient la proposition des GRT d'une clé au kilomètre de réseau ou à 50/50 selon le poste concerné.

Dans sa consultation publique de juillet 2016, la CRE a proposé d'effectuer un rééquilibrage des recettes perçues par les réseaux principal et régional de manière progressive durant la période ATRT6, afin que l'équilibre entre charges et recettes supportées et perçues par chaque catégorie de réseau soit atteint en 2020.

Environ la moitié des contributeurs a répondu favorablement à cette proposition. Toutefois, une autre moitié des contributeurs considère que le rééquilibrage devrait être opéré dès le début de la période tarifaire ATRT6, de manière à corriger au plus vite la situation actuelle de déséquilibre. Certains acteurs soulignent qu'un équilibre atteint en fin de période seulement reviendrait à faire perdurer, pendant la période du tarif ATRT6, une subvention croisée entre le réseau principal et le réseau régional.

Au regard de ces éléments, et afin d'éviter une subvention croisée entre les deux catégories de réseaux, tout en limitant l'effet que pourrait avoir un rééquilibrage opéré en totalité dès 2017, la CRE retient une évolution progressive des termes tarifaires de manière à ce que l'équilibre entre les recettes perçues et les coûts propres au réseau principal et au réseau régional soit atteint en moyenne sur la période 2017-2020.

#### **1.4.2.2 Répartition des recettes entre entrées et sorties**

En France, le ratio de recettes entrées/sorties est de 35/65 en 2016.

Le niveau moyen pondéré par les capacités des tarifs d'entrée (PIR et PITM) sur le réseau principal en 2016 était de 110 €/MWh/j/an, alors que le niveau moyen pondéré des tarifs de sortie (PIR et sorties vers le réseau régional) était de 120 €/MWh/j/an. Les niveaux relatifs des tarifs d'entrée et de sortie sont donc proches d'un équilibre 50 %/50 %, ce qui est conforme à l'esprit du Code de réseau Tarif européen. Dans sa consultation publique, la CRE a proposé le maintien du ratio actuel 35/65. Les réponses des acteurs sur ce point ont été partagées : si une moitié des acteurs était favorable à la stabilité des équilibres, d'autres acteurs souhaitent une rupture dans la répartition des recettes entrée/sortie, s'éloignant davantage du ratio indicatif du Code de réseau Tarif.

Cette situation est justifiée par la présence en France d'importantes capacités de stockage qui permettent d'assurer le passage de la pointe hivernale. Ainsi, les capacités souscrites en entrée sur les réseaux de transport français sont significativement inférieures aux capacités souscrites en sortie, nécessaires pour assurer l'approvisionnement de l'ensemble de la consommation en période de pointe.

La CRE maintient le ratio 35/65 sur la période du tarif ATRT6.

#### **1.4.2.3 Conséquences de la suppression du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud à l'horizon 2018 sur la tarification du transit du Nord de la France vers l'Espagne**

Les expéditeurs qui effectuent du transit par la France utilisent principalement les routes allant du nord de la France vers l'Espagne et l'Italie. Le coût supporté par les utilisateurs de ces routes est la somme des termes tarifaires payés par ceux-ci.

Dans ses deux consultations publiques sur le tarif ATRT6, la CRE a indiqué qu'elle envisageait le maintien à un niveau constant, toutes choses égales par ailleurs, des coûts totaux des routes de transit. La majorité des contributeurs a soutenu la proposition de la CRE.

La création de la place de marché unique en France à la fin de l'année 2018 entraînera la disparition du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud (soit 208,04 €/MWh/j/an), engendrant une perte de recettes pour GRTgaz. Néanmoins, cette évolution n'a pas d'effet sur les coûts et les caractéristiques du service rendu par les GRT s'agissant du transit entre le nord de la France et l'Espagne.

En conséquence, la CRE a proposé, dans la consultation publique de juillet 2016, le maintien à un niveau constant du coût de la route France-Espagne au moment de la disparition de la liaison Nord-Sud, par le report d'une partie des recettes actuellement perçues à la liaison Nord-Sud sur le tarif du point de sortie à Pirineos.

La grande majorité des contributeurs à la consultation publique est favorable à ce principe, qui s'inscrit dans la continuité des évolutions déjà mises en œuvre par la CRE lors des réductions du nombre de places de marchés précédentes. Une minorité d'acteurs est opposée à ce principe. L'un d'entre eux est favorable au report du manque à gagner lié à la disparition de la liaison Nord-Sud sur les autres termes tarifaires du réseau de GRTgaz.

Au moment de la création de la place de marché unique, le coût unitaire du transit vers l'Espagne sera maintenu constant au travers d'une hausse du terme de sortie au PIR Pirineos. Cette hausse n'atteindra cependant pas la totalité du terme Nord-Sud actuel, dans la mesure où la CRE procède à un alignement du coût unitaire des routes de transit dans les conditions indiquées au paragraphe 1.4.2.4.

#### 1.4.2.4 Niveaux relatifs des termes tarifaires au regard de la distance au moment de la création de la place de marché unique

L'objectif d'absence de subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau de transport de gaz nécessite de s'assurer de la corrélation entre le niveau des termes tarifaires et la distance parcourue par le gaz.

Le Code de réseau Tarif, qui vise à harmoniser les structures tarifaires pour le transport de gaz en Union européenne, précise que le coût unitaire moyen supporté par chaque catégorie d'utilisateurs doit être identique. La distance parcourue par le gaz est l'inducteur de coût privilégié par le texte.

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRT6, la CRE a mené des analyses afin de s'assurer du respect de ce principe dans les tarifs de transport de gaz. Elle a calculé, d'une part, les tarifs des différentes routes de transit et, d'autre part, les tarifs du transport domestique, rapportés à la distance parcourue sur le réseau principal de transport. Parmi les méthodes de modélisation évoquées dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE retient celle qui prend en compte les stockages dans la détermination des distances parcourues. Les analyses sur la distance parcourue par le gaz conduisent, en 2016, à un tarif unitaire compris entre 0,69 €/MWh/j/an/km et 0,89 €/MWh/j/an/km pour le transport domestique<sup>22</sup> et à des tarifs unitaires de transit de 0,70 €/MWh/j/an/km<sup>23</sup> pour la route France-Italie et 0,78 €/MWh/j/an/km<sup>24</sup> pour la route France-Espagne. Les coûts unitaires des routes domestiques et du transit France-Italie étant proches, il n'y a pas de subvention croisée entre ces deux catégories d'utilisateurs.

Le modèle met en évidence un écart entre les coûts unitaires des routes de transit France-Espagne et France-Italie. La CRE a donc proposé, dans la seconde consultation publique, de réaligner le coût unitaire du transit vers l'Espagne sur celui du transit vers l'Italie. Elle a proposé que cet alignement soit réalisé à l'occasion de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud, ce qui conduirait à ne reporter qu'une partie du terme lié à la liaison Nord-Sud sur le terme de sortie Pirineos.

La majorité des acteurs sont favorables au principe d'un alignement des coûts unitaires des routes de transit. Toutefois, plusieurs contributeurs sont favorables à un alignement sur le coût moyen des routes et non sur le coût le plus bas, pour éviter de renchérir la part des coûts supportés par le transport domestique sans justification.

Au regard de ces éléments, la CRE retient un alignement des coûts unitaires des routes de transit France-Espagne et France-Italie sur le coût unitaire moyen de ces deux routes. Cette évolution interviendra en même temps que la création de la place de marché unique, prévue le 1<sup>er</sup> novembre 2018. Compte tenu de la baisse de l'ensemble des termes du réseau principal en 2017, le coût unitaire moyen des deux routes de transit s'établira à 0,68 €/MWh/j/an/km, alors que le coût unitaire moyen du transport domestique sera compris entre 0,62 et 0,80 €/MWh/j/an/km.

#### 1.4.2.5 Evolution de la tarification du réseau principal

Les évolutions décidées par la CRE pour le tarif ATRT6 conduisent à une baisse du revenu autorisé des GRT en 2017, liée principalement à la baisse du CMPC (cf partie 2.1.3).

Cette baisse, conjuguée au rééquilibrage des recettes entre les réseaux principal et régional de GRTgaz et de TIGF, a amené la CRE à proposer dans la consultation publique de juillet 2016 une baisse des termes tarifaires du réseau principal (entrées et sorties) au 1<sup>er</sup> avril 2017 (-4 % dans le scénario illustratif de la consultation publique). Par la suite, les termes tarifaires aux PIR, PITTM et PITS évolueraient de l'inflation, comme c'était le cas au cours de la période ATRT5, de façon à rééquilibrer progressivement les recettes entre le réseau principal et le réseau régional.

Dans leurs réponses à la consultation publique, les acteurs se sont exprimés majoritairement en faveur des évolutions proposées par la CRE. Ils considèrent que la structure proposée permettrait d'améliorer l'attractivité du marché français sans faire porter de charges disproportionnées sur le réseau régional.

Toutefois, certains expéditeurs, dans un souci d'attractivité et de préservation de la liquidité du marché français, considèrent que la baisse proposée des entrées n'est pas assez forte. Ils expriment leur préférence pour une réduction forte ou une annulation des termes aux entrées aux PIR et aux PITTM et un report du manque à gagner sur les termes de sortie du réseau principal. D'autres contributeurs, au contraire, souhaitent une réduction des termes supportés par les consommateurs français, qui ont subi des hausses élevées pendant le tarif ATRT5. Certains demandent une hausse des termes d'entrée en France, pour se rapprocher du ratio indicatif de 50/50 prévu pour la répartition entre les entrées et sorties du réseau principal par le Code de réseau Tarif.

<sup>22</sup> La distance moyenne parcourue par le gaz pour alimenter les consommateurs français varie, selon l'hypothèse retenue, entre 238 km (moyenne des distances parcourues pondérées par le nombre de mois d'été (période d'injection dans les stockages) et d'hiver (période de soutirage)) et 310 km (prise en compte uniquement de la distance parcourue en hiver).

<sup>23</sup> Entrée du gaz au PIR Dunkerque et sortie au PIR Oltingue

<sup>24</sup> Entrée du gaz au PIR Dunkerque et sortie au PIR Pirineos

Comme indiqué au paragraphe 1.4.2.2, la CRE est favorable au maintien du ratio actuel de répartition des recettes entre les entrées et les sorties du réseau principal, du fait des importantes capacités de stockage dont dispose la France qui permettent des souscriptions de capacités en entrée inférieures à celles en sortie.

Par ailleurs, la CRE n'est pas favorable à une baisse des termes d'entrée qui irait au-delà de celle permise par le rééquilibrage entre les charges et les recettes perçues sur les réseaux principal et régional. En effet, une baisse artificielle de ces termes nécessiterait un report des coûts de sortie sur les sorties vers le réseau régional. Or, l'analyse des coûts unitaires de transport des différentes catégories d'utilisateurs de réseau démontre l'absence de subvention croisée entre les utilisateurs des transits et les consommateurs nationaux. La CRE juge donc nécessaire de faire évoluer de la même façon les termes du réseau principal pour ces deux catégories d'utilisateurs. Ces baisses pèseraient par ailleurs sur le consommateur final sans apporter un bénéfice certain pour l'attractivité et la liquidité du marché.

Comme indiqué au paragraphe 1.4.2.1, ce rééquilibrage sera opéré en moyenne sur le tarif ATRT6. Cela a pour conséquence une baisse plus importante des termes du réseau principal la première année (-10,5 %). Par la suite, les entrées sur le réseau principal et les sorties aux PIR évolueront selon l'inflation. A compter de la création de la place de marché unique, les coûts facturés au titre du réseau principal auront évolué de la même façon pour les routes de transit et les routes domestiques (-10,5 % en 2017, puis l'inflation pour les routes domestiques comme pour la moyenne des routes de transit).

En synthèse, les termes tarifaires du réseau principal évolueront de la façon suivante :

- les termes aux PIR (à l'exception des termes de sortie aux PIR Oltingue et Pirineos), aux PITTM, aux PITS, baisseront de -10,5 % au 1<sup>er</sup> avril 2017. Ils évolueront de l'inflation au 1<sup>er</sup> avril 2018, 2019, 2020, de manière à assurer la visibilité nécessaire aux parties prenantes et requise par le Code de réseau Tarif ;
- les tarifs des transits vers l'Espagne et l'Italie seront alignés, au 1<sup>er</sup> novembre 2018, sur un niveau de 0,68 €<sub>2017</sub>/MWh/j/an/km. Pour préparer cette échéance, les termes de sortie Pirineos et Oltingue baisseront de -0,5 % au 1<sup>er</sup> avril 2017 ;
- le terme de sortie du réseau principal baissera de -10,5 % au 1<sup>er</sup> avril 2017. Il évoluera ensuite de l'inflation, mais se verra appliquer lors des évolutions annuelles les éventuels écarts de charges et de souscriptions qui pourraient apparaître par rapport au tarif.

Le terme à la liaison Nord-Sud restera constant en euros courants dans les deux sens jusqu'à la création de la place de marché unique. A cette date, ce terme sera supprimé et sera reporté en partie sur le terme de sortie au PIR Pirineos à hauteur de 117,9 €/MWh/j/an, afin d'aligner les coûts des deux routes de transit.

#### **1.4.2.6 Evolution de la tarification du réseau régional**

Du fait du rééquilibrage des charges et des recettes entre le réseau principal et le réseau régional, les termes tarifaires sur les réseaux régionaux augmenteront pendant la période du tarif ATRT6. Ils resteront constants le 1<sup>er</sup> avril 2017 (hors effets de structure liés à la réforme des NTR et au transfert des charges de maintenance des GRD aux GRT), puis augmenteront chaque année de manière différenciée entre le réseau régional de GRTgaz et le réseau régional de TIGF.

La réforme des NTR, décrite au 1.4.3, se traduit par une hausse du TCR de GRTgaz de +3,1 % et du TCR de TIGF de +4,2 %, au 1<sup>er</sup> avril 2017. D'autre part, le terme de livraison (TCL) au PITD augmente de +15 % pour GRTgaz et de +39 % pour TIGF, pour prendre en compte le transfert des charges de maintenance.

1.4.2.7 Synthèse des évolutions des termes tarifaires prévisionnelles 2017-2021

%	Tarif au 1 <sup>er</sup> avril 2016	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> avril 2018	1 <sup>er</sup> nov. 2018 (création de la place de marché unique)	1 <sup>er</sup> avril 2019	1 <sup>er</sup> avril 2020
Entrées PIR/PITTM		-10,5 %	inflation	-	inflation	inflation
Entrées/sorties PITS		-10,5 %	inflation	-	inflation	inflation
Sortie Oltingue		-0,5 %	inflation	-	inflation	inflation
Sortie Pirineos		-0,5 %	inflation	+23,6 %	inflation	inflation
Liaison Nord-Sud		0,0 %	0,0 %	-100 %	0,0 %	0,0 %
Sorties vers le réseau régional		-10,5 %	inflation +/- évolution annuelle	-	inflation +/- évolution annuelle	inflation +/- évolution annuelle
Réseau régional GRTgaz		0,0 %*	+4,5 % +/- évolution annuelle	-	+4,5 % +/- évolution annuelle	+4,5 % +/- évolution annuelle
Réseau régional TIGF		0,0 %*	+5,4 % +/- évolution annuelle	-	+5,4 % +/- évolution annuelle	+5,4 % +/- évolution annuelle
Terme de sortie au PIR Pirineos (€/MWh/j/an)	496,89	494,2	499,2	617,1	623,3	629,5
Coût du transit France-Espagne (€/MWh/j/an)	819,23	804,6	810,5	720,4	727,6	734,9
Coût du transit France-Italie (€/MWh/j/an)	513,09	498,9	503,9	503,9	509,0	514,1
Transport PEG-client NTR 0 (GRTgaz) (€/MWh/j/an)	129,5	119,0	121,2	121,2	123,5	125,9
Transport PEG-client NTR 2 (GRTgaz) (€/MWh/j/an)	273,6	267,6	276,6	276,6	285,9	295,6
Transport PEG-client NTR 8 (GRTgaz) (€/MWh/j/an)	706,0	713,4	742,5	742,5	772,9	804,6
Transport PEG-client NTR 0 (TIGF) (€/MWh/j/an)	126,0	115,5	117,8	117,8	120,2	122,6
Transport PEG-client NTR 2 (TIGF) (€/MWh/j/an)	263,8	259,1	269,2	269,2	279,8	290,9
Transport PEG-client NTR 8 (TIGF) (€/MWh/j/an)	677,5	690,2	723,5	723,5	758,6	795,6
% de recettes perçues par le réseau principal	51 %	49 %	47 %	-	45 %	44 %
% de recettes perçues par le réseau régional	49 %	51 %	53 %	-	55 %	56 %

\* Dans le cadre de la réforme des NTR décrite au 1.4.3, le TCR de GRTgaz augmente de +3,1 % et le TCR de TIGF augmente de +4,2 %. Le terme au PIRD augmente de +15 % pour GRTgaz et de +39 % pour TIGF, pour prendre en compte le transfert des charges dites « 3R » du GRD aux GRT. L'évolution du réseau régional au 1<sup>er</sup> avril 2017 est

présentée hors prise en compte de ces effets dans la présente grille. Les coûts de transport PEG-client calculés pour différents NTR en tiennent compte.

En plus des évolutions décrites dans ce tableau, les termes de sortie du réseau principal et les termes du réseau régional de GRTgaz et TIGF pourront être revus en fonction des écarts de charges et de souscriptions qui pourraient apparaître lors de chaque évolution annuelle du tarif.

#### **1.4.2.8 Evolution de la tarification des PITS**

##### **1.4.2.8.1 Harmonisation des termes tarifaires aux PITS**

Dans sa délibération du 29 janvier 2014 portant décision sur l'évolution du tarif ATRT5 au 1<sup>er</sup> avril 2014, la CRE a retenu un coefficient multiplicateur de 1,33 entre les tarifs aux points d'interface transport stockage (PITS) de GRTgaz Sud et les tarifs au PITS de TIGF. Ce coefficient, établi sur la base des conclusions d'une étude externe, avait pour vocation de 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.

La création, au 1<sup>er</sup> 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. Par ailleurs, les taux moyens d'interruption aux PITS de GRTgaz et de TIGF ont été comparables, entre novembre 2014 et octobre 2016, à l'exception de ceux aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique. La CRE a proposé, dans la consultation publique de juillet 2016, une harmonisation des termes tarifaires aux PITS hors Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, dans la mesure où les services rendus sont comparables.

Les contributeurs à la consultation publique se sont, dans leur majorité, exprimés en faveur de cette proposition. Certains contributeurs ont manifesté le souhait de voir les termes tarifaires aux PITS fixés à 0, de manière à refléter les bénéfices procurés par les stockages aux réseaux de transport, notamment en matière de coûts d'investissements évités.

La CRE est défavorable à l'annulation des termes tarifaires aux PITS : ceux-ci sont déjà inférieurs de 85 % en moyenne en 2016, par rapport aux tarifs des autres points d'entrée et de sortie. Ce taux de réduction, qui dépasse le taux de réduction indicatif de 50 % prévu par le Code de réseau Tarif, permet déjà de prendre en compte les économies de coûts de transport réalisées grâce à l'existence des stockages.

Les tarifs aux PITS français hors Nord-Atlantique et Sud-Atlantique seront harmonisés à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017. Cette harmonisation sera calculée, sur la base des hypothèses de souscriptions prévisionnelles pour 2017, de manière, d'une part, à conserver des revenus aux PITS constants à la maille France et, d'autre part, à conserver le ratio entrée PITS/sortie PITS à un niveau stable. Après harmonisation, les termes tarifaires aux PITS évolueront de la même façon que les autres termes du réseau principal, soit une baisse de 10,5 % la première année puis une évolution à l'inflation.

##### **1.4.2.8.2 Tarif des capacités aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique**

Les capacités d'entrée/sortie commercialisées par GRTgaz aux PITS sont fermes climatiques sur tous les PITS à l'exception des PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, pour lesquels elles comprennent également une part de capacités interruptibles.

Les taux d'interruption des capacités souscrites observés depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2014 en injection sur le PITS Nord-Atlantique et en soutirage sur le PITS Sud-Atlantique sont de 30 % en moyenne.

En conséquence, le tarif ATRT6 fixe un tarif moins élevé à ces points qu'aux autres PITS, reflétant la nature différente des produits commercialisés et les taux d'interruption observés. A compter du 1<sup>er</sup> avril 2017, le tarif des capacités aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique sera égal à 70 % du tarif des capacités aux autres PITS.

##### **1.4.2.9 Evolution de l'offre aux PITTM**

Le tarif ATRT5 limitait la souscription de produits intra-mensuels à des capacités aux PITTM de durées multiples de 10 jours.

Dans sa deuxième consultation publique, la CRE a proposé de créer des produits de capacité aux PITTM pour des durées de N jours, N étant supérieur ou égal à 10. L'ensemble des acteurs s'est exprimé favorablement à une telle évolution. Ces produits sont introduits par la présente délibération tarifaire.

Cette évolution permet d'assurer une plus grande cohérence entre l'offre des terminaux méthaniers et l'offre de GRTgaz aux PITTM.

Par ailleurs, les utilisateurs des terminaux méthaniers régulés subissent des dépassements de capacités sans en être responsables, car les émissions du terminal sont, dans certaines circonstances, décidées par l'opérateur du terminal en fonction des contraintes de gestion du stock de GNL en cuve.

La CRE considère que la pénalisation des dépassements dans ce cas n'est pas pertinente. Elle a soumis à consultation le principe de ne plus pénaliser ces dépassements. La majorité des acteurs se sont exprimés en faveur d'une telle évolution.

Elle décide de tarifer les dépassements aux PITTM au même prix que le tarif journalier.

Les cessions de capacités sont autorisées aux PITTM librement et sans surcoût, en cession complète ou en cession de droit d'usage.

### 1.4.3 Niveaux de tarification régionale (NTR)

#### 1.4.3.1 Rappel de l'historique de formation des NTR

Le niveau de tarif régional (NTR) applicable à chaque point de livraison reflète le coût de transport du gaz à partir du réseau principal jusqu'au point de livraison considéré.

Les NTR actuels n'ont pas été révisés depuis l'ouverture du marché du gaz en 2004. Pour GRTgaz, les NTR ont été fixés notamment en fonction, d'une part, des investissements nécessaires pour développer le réseau régional (canalisations) et d'autre part, des débits et quantités attendus sur les points de livraison considérés. 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 GRTgaz<sup>25</sup>.

Pour TIGF, une formule, définie en 2004, continue d'être appliquée pour tout nouveau raccordement. Elle tient compte de la distance au réseau principal et du diamètre des canalisations<sup>26</sup>.

Ainsi, la distance au réseau principal est l'un des paramètres de détermination des NTR, mais n'est pas le seul inducteur de coûts pris en compte dans le calcul des NTR.

#### 1.4.3.2 La nécessité de réviser le système actuel de NTR

Le système actuel de NTR conduit à des écarts de tarif de transport très importants entre les points de livraison (de 0 à 29 sur le réseau de GRTgaz et de 0 à 15 sur le réseau de TIGF). Ces écarts peuvent entraîner des dé-raccordements du réseau de transport pour les sites ayant des NTR très élevés. Or, toute perte de souscriptions de capacité liée à des dé-raccordements implique une perte économique pour la collectivité et une hausse du tarif de transport de gaz pour les autres utilisateurs du réseau. En outre, les coûts supportés par les sites raccordés ne sont pas strictement proportionnels à la distance, en particulier dans le cas de réseaux amortis en grande partie.

Par ailleurs les écarts maximaux de tarif de transport entre deux sites, soit la somme des termes du réseau régional et du réseau principal, sont beaucoup plus élevés en France que dans les autres pays européens.

Enfin, les développements du réseau de transport ont conduit, au fil des années, à en modifier l'organisation, le réseau principal s'étant étendu par endroits, ou au contraire ayant été reclassé en réseau régional ailleurs. De ce fait, certains NTR ne sont pas bien corrélés à leur distance au réseau principal aujourd'hui.

Au vu de ces éléments, qui ont été développés dans les consultations publiques de février 2016 et de juillet 2016, la CRE juge nécessaire de faire évoluer le système des NTR pour introduire davantage de péréquation en limitant les écarts de tarif entre les sites. Cette réforme des NTR est rendue d'autant plus nécessaire que les tarifs réglementés de vente (TRV) opéraient historiquement une péréquation partielle pour les clients finals en retenant 6 niveaux de prix (au lieu de 29 NTR sur le réseau de GRTgaz et de 15 sur le réseau de TIGF). Le passage en offre de marché confronte certains sites, dont le NTR est élevé, à des hausses importantes de leur facture d'acheminement.

#### 1.4.3.3 Evolution des niveaux de tarif régional (NTR) au 1<sup>er</sup> avril 2017

La CRE a étudié avec les GRT et présenté dans la consultation publique de février 2016 trois méthodes de révision des NTR, dont deux opèrent une rupture avec le système existant en mettant en œuvre une corrélation directe entre la distance au réseau principal, considérée comme le principal inducteur de coûts, et le NTR : les méthodes proposées (dites méthodes 1<sup>27</sup> et 3<sup>28</sup>) consistent à calculer un nouveau NTR pour chaque point de livraison en fonction de la distance au réseau principal. La méthode 3 diffère de la méthode 1 dans la mesure où les hausses de NTR ne sont pas appliquées, le NTR affecté au site étant le plus faible entre le NTR nouvellement calculé et le NTR historique.

<sup>25</sup> Lien vers la méthode de calcul des NTR de GRTgaz.

<sup>26</sup> Lien vers la méthode de calcul des NTR de TIGF.

<sup>27</sup> La méthode 1 consiste à affecter un nouveau NTR à chaque site, défini en fonction de la distance actuelle du site au réseau principal pour GRTgaz.

<sup>28</sup> La méthode 3 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.

La méthode 1, qui retient la distance au réseau principal comme unique critère pour fixer le NTR, conduit à des hausses considérables des coûts d'acheminement pour certains sites et constitue une rupture trop brutale avec le système actuel. Ceci s'explique notamment par le fait que la distance n'est pas l'unique paramètre pris en compte dans l'attribution des NTR.

Concernant la méthode 3, plusieurs acteurs, en réponse à la première consultation publique, ont souligné qu'elle devait s'inscrire dans une trajectoire d'évolution vers un meilleur reflet des coûts, c'est-à-dire une structure dans laquelle le NTR de chaque site serait calculé selon une méthode rigoureuse. La CRE partage cette analyse. L'application de la méthode 3 induirait cependant des hausses du tarif unitaire d'acheminement sur le réseau régional considérables les premières années, les hausses de NTR n'étant pas appliquées.

La CRE écarte donc la mise en œuvre de ces deux méthodes.

La CRE a proposé dans la consultation de juillet 2016 de retenir la méthode 2 qui consiste à borner le système de NTR en fixant le NTR maximal à un niveau plus faible qu'actuellement. Elle a proposé de fixer ce NTR maximal à 8 ou à 12 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017, en indiquant sa préférence pour une limitation à 8. Ainsi, tous les sites disposant, dans le tarif ATRT5, d'un NTR supérieur à 8 (ou à 12) verraient leur NTR fixé à 8 (ou à 12). Le NTR du reste des sites resterait inchangé. Ce bornage du NTR maximal aurait pour conséquence la hausse du terme de capacité de transport sur le réseau régional (TCR), pour maintenir les revenus des GRT constants.

La majorité des participants à la consultation publique considèrent, comme la CRE, qu'il est souhaitable d'introduire davantage de péréquation dans le système de NTR. Néanmoins, une large majorité des expéditeurs sont défavorables ou émettent des réserves quant à la méthode proposée par la CRE dans sa consultation de juillet 2016 :

- certains expéditeurs ont exprimé leur préférence pour une mise en œuvre progressive ou différée de la réforme, dans la mesure où ils ont contractualisé pour plusieurs années certaines offres commerciales fermes sur la base de la structure actuelle des NTR ;
- d'autres acteurs expriment leur souhait de limiter la hausse du TCR qui résulterait d'un bornage du NTR à 8, et préconisent en conséquence un bornage à 12 ;
- enfin, plusieurs acteurs sont défavorables à la méthode 2 et demandent la poursuite des travaux pour réformer intégralement le système d'attribution des NTR.

La CRE considère qu'une visibilité suffisante a été donnée sur la réforme au cours de l'élaboration du tarif ATRT6 et ne souhaite pas différer sa mise en œuvre. Elle considère néanmoins qu'une réforme des NTR qui s'inscrirait dans une voie médiane entre le bornage à 8 et le bornage à 12 permettrait de contenir la hausse du tarif unitaire d'acheminement sur le réseau régional tout en bénéficiant à l'ensemble des utilisateurs en évitant des dé-raccordements sur des infrastructures représentant des investissements réalisés considérables. A ce titre, l'instauration d'un NTR maximal fixé à 10 permet de répondre à ces objectifs.

En conséquence, la CRE retient l'instauration d'un NTR maximal de 10 pour les réseaux de GRTgaz et de TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2017, ce qui entraîne, toutes choses égales par ailleurs, une hausse du terme unitaire de capacité de transport sur le réseau régional de +3,1 % pour GRTgaz et +4,2 % pour TIGF.

Le tarif ATRT6 prévoit une hausse nulle des termes du réseau régional en 2017, pour lisser les impacts des différentes évolutions introduites par le tarif ATRT6 à cette date (réforme des NTR, rééquilibrage réseaux principal/régional).

La CRE poursuivra sa réflexion sur une refonte complète du système de NTR afin de mieux refléter les évolutions du réseau, en vue d'une application éventuelle lors du tarif ATRT7.

Enfin, dans le cas d'une extension de réseau, pour lequel au moins deux clients se raccordent sur le même ouvrage, l'extension du réseau régional est actuellement financée par le niveau du NTR.

La réforme des NTR conduit à la mise en place d'un NTR maximal, fixé à 10. Ainsi, une extension du réseau régional ne pourrait induire un NTR au-delà de cette valeur maximale.

Pour éviter des raccordements qui ne seraient pas économiquement justifiés, la part des coûts associés à l'extension qui n'est pas couverte par le NTR sera traitée comme un branchement : ces coûts sont supportés par les clients de GRTgaz et TIGF, au prorata de leurs capacités.

#### **1.4.4 Modification de la répartition des coûts de raccordement**

##### **1.4.4.1 Principes**

L'article L. 453-6 du Code de l'énergie dispose que « *en cas de projet de raccordement au réseau de transport de gaz, une participation financière peut être exigée du demandeur par le gestionnaire du réseau de transport, au vu des dépenses constatées par la Commission de régulation de l'énergie. Les principes de cette participation sont soumis préalablement à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie.* »

Dans le cadre du tarif ATRT5, les consommateurs paient l'intégralité des coûts des ouvrages de raccordement, branchement et poste, en contrepartie de la mise à disposition de ces ouvrages. De même, dans le cas d'une augmentation du débit d'un poste, les GRT procèdent à une adaptation de celui-ci, aux frais du client.

Afin de faciliter le raccordement de nouveaux clients ou l'augmentation des souscriptions par l'adaptation de postes existants, la CRE a soumis à consultation publique en février 2016 et en juillet 2016, la proposition des GRT visant à introduire une quote-part du coût des ouvrages de raccordement dont le client ne s'acquitterait pas. Les coûts correspondant à cette quote-part seraient portés par le tarif de transport.

La participation financière du client serait au moins égale à 50 % du coût du raccordement ou de l'adaptation de poste pour les deux GRT.

La quote-part, qui ne pourrait excéder 50 %, serait calculée de manière à ce que les coûts de raccordement portés par le tarif restent inférieurs aux revenus générés sur 10 ans par le raccordement ou le renforcement concerné. Ainsi, cette quote-part ne pourrait pas entraîner de hausse du niveau global du tarif.

La majorité des participants à la consultation publique est favorable à la mise en œuvre d'une telle mesure. Elle partage en outre l'analyse de la CRE quant à l'harmonisation et au seuil de la participation financière à un minimum de 50 % du coût de raccordement.

#### **1.4.4.2 Modalités de calcul de la répartition des coûts de raccordement entre le client et le tarif**

La CRE retient la méthode de répartition des coûts de raccordements entre le client et le tarif présentée dans les consultations publiques de février 2016 et de juillet 2016. Dans cette méthode, la participation financière demandée au client correspond au coût du raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans. Ce dispositif permet de garantir un investissement rentable pour le tarif sur une période inférieure ou égale à 10 ans. La participation financière du client ne pourra être inférieure à 50 % du coût du raccordement.

Lors des études de faisabilité, les GRT déterminent :

- le coût de l'investissement (I) nécessaire pour construire ou adapter le branchement et le poste de livraison ;
- les recettes d'acheminement (R) générées par le nouveau client sur dix années, actualisées au CMPC du tarif des GRT (tarif de sortie du réseau principal, tarif sur le réseau régional et tarif de livraison).

Deux cas peuvent se présenter en fonction de l'atteinte ou non du seuil de 50 % de prise en charge :

- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont inférieures à 50 % du coût de l'investissement, le client paie la différence entre le coût de l'investissement et les recettes d'acheminement générées par le client sur dix années (I-R) ;
- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont supérieures à 50 % du coût de l'investissement, le plafond de 50 % de prise en charge est atteint et le client paie donc 50 % du coût de l'investissement de raccordement ( $I \times 50\%$ ).

#### **1.4.4.3 Contreparties**

La prise en charge d'une partie des coûts du raccordement par le tarif s'accompagne de contreparties visant à sécuriser le dispositif.

- Pour les clients industriels

En contrepartie de la remise accordée, le client signe un contrat de réservation anticipé de capacités (CRAC) avec le GRT dans lequel il s'engage à souscrire ou à faire souscrire la capacité utilisée pour le calcul pendant la durée utilisée pour le calcul de la prise en charge de la quote-part (durée ne pouvant excéder 10 ans).

- Pour les distributions publiques

Les raccordements des GRD ayant des caractéristiques différentes de celles des consommateurs industriels, il est nécessaire d'adapter les modalités d'application du dispositif. En effet, les GRD n'étant pas eux-mêmes les souscripteurs de capacités, ils ne sont pas en mesure de signer un contrat de réservation anticipée de capacités.

- Dans le cas d'une nouvelle délégation de service public (DSP), les GRD communiquent au GRT leurs prévisions de débit horaire à un horizon de 10 ans ainsi que le potentiel annuel total prévu pour chaque année de l'année 1 à l'année 10. Les GRT appliquent à cette consommation annuelle la modulation standard de type chauffage (modulation annuelle sur 100 jours). Dans le cas où la modulation s'écarte de celle de type standard, les GRD indiquent leur prévision de modulation sur la base de leurs meilleures prévisions. Les prévisions de débit horaire à un horizon de 10 ans devront être cohérentes avec celles que les GRD intégreront dans leur réponse à l'appel d'offres ainsi qu'avec celles transmises à la CRE dans le cadre du tarif ATRD. Les éléments de consommation annuelle retenue année par année que les

GRD retiennent pour le calcul de rentabilité B/I<sup>29</sup> doivent rester confidentiels. Les GRT s'engagent à respecter la confidentialité de ces données.

- Dans le cas d'une adaptation de poste, les GRD transmettent au GRT les meilleures prévisions de consommation annuelle journalière et horaire, sur lesquelles le GRT s'appuie pour calculer la rentabilité du projet. Les GRD compléteront cet envoi par une information sur le nombre d'années qu'ils prennent en compte pour leur propre calcul de rentabilité (B/I).

#### **1.4.4.4 Cas particuliers**

- Développement des installations existantes

Dans le cas où le développement d'une installation existante impliquerait un changement de raccordement du réseau de distribution au réseau de transport, seule la différence entre la capacité souscrite par le site avant son débranchement du réseau de distribution et la future capacité souscrite après son raccordement au réseau de transport est retenue pour calculer la quote-part financière pour le tarif des coûts du raccordement au réseau de transport, après validation des hypothèses auprès du GRD concerné.

- Raccordement ou renforcement de poste exigeant un renforcement du réseau de transport

Aujourd'hui, les coûts de renforcement du réseau de transport pour augmenter le débit d'une antenne sont supportés par l'ensemble des clients raccordés au réseau de transport. La mise en œuvre de la remise développement devrait accroître le nombre de raccordements, ce qui pourrait se traduire, si des renforcements du réseau sont nécessaires, par une augmentation des coûts pour l'ensemble des clients existants.

Afin de limiter les coûts pour la collectivité, le surcoût associé au renforcement du réseau est intégré au calcul de la part des coûts de raccordement restant à la charge du client, au prorata des besoins du client. Aussi, le coût de l'investissement utilisé (I) pour déterminer la quote-part du raccordement prise en charge par le tarif serait constitué du prix des ouvrages de raccordement auquel on ajouterait le coût du renforcement, proratisé en fonction des besoins du client.

Si la remise ainsi calculée est inférieure aux coûts du renforcement du réseau proratisé, alors le client paie l'intégralité de ses ouvrages de raccordement, comme aujourd'hui. Il ne bénéficie pas de prise en charge d'une part de ses coûts par le tarif, mais le renforcement ne lui est pas non plus imputé.

- Raccordement ou renforcement de poste exigeant une extension du réseau de transport

La part des coûts associés à l'extension qui n'est pas couverte par l'augmentation du NTR est traitée comme un branchement (cf 1.4.3.3) : dans ce cas, le calcul de la part des coûts de l'extension restant à la charge du client (qui correspond au coût de l'extension non couverte par l'incrément de NTR, proratisé aux besoins du client) s'ajoute au coût du raccordement. C'est à ce coût de raccordement augmenté que s'applique le dispositif de remise décrit dans les paragraphes précédents.

### **1.4.5 Flux financiers inter-opérateurs**

#### **1.4.5.1 Reversement de TIGF à GRTgaz au titre d'une part des recettes perçues au point de sortie au PIR Pirineos**

La route de transit du nord de la France vers l'Espagne traverse les zones GRTgaz et TIGF. Au titre de cet itinéraire, jusqu'à la création de la zone de marché unique, 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 au service rendu à l'utilisateur du réseau sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF dans leurs zones respectives.

Comme précisé aux points 1.4.2.3 et 1.4.2.4 de la présente délibération, l'alignement du coût du transit entre les deux routes vers l'Espagne et l'Italie au moment de la disparition de la liaison Nord-Sud entraînera le report d'une partie des recettes initialement perçues à la liaison Nord-Sud (en zone GRTgaz) sur le point de sortie Pirineos (situé en zone TIGF). Pour autant, les coûts induits par l'utilisation de cette route de transit sont toujours supportés par les deux GRT, dans des proportions inchangées.

Ainsi, pour éviter une subvention croisée entre le réseau principal et le réseau régional, il est nécessaire d'introduire, à compter de la création de la place de marché unique, un flux financier entre GRTgaz et TIGF. Ce versement de TIGF à GRTgaz, correspondant aux coûts supportés par GRTgaz pour l'utilisation de cette route de transit, sera égal à la hausse du tarif Pirinéos due au report des recettes Nord-Sud sur le terme Pirineos au moment de la création de la place de marché unique. Il évoluera par la suite au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de l'inflation.

<sup>29</sup> Le B/I est le critère économique utilisé par GRDF pour évaluer la rentabilité de ses investissements de développement du réseau de distribution.

Les conditions de mise en place de ce flux, dont la possibilité est prévue par le Code de réseau Tarif, seront définies par une délibération ultérieure de la CRE.

Les écarts liés à ce versement seront couverts à 100 % par le mécanisme de CRCP. Ce mécanisme sera sans conséquence pour les utilisateurs du réseau, qui continueront de s'acquitter de la totalité de leur facture au titre de la sortie à Pirineos auprès de TIGF.

#### **1.4.5.2 Contrat inter-opérateurs au titre de l'utilisation par GRTgaz du réseau de TIGF**

GRTgaz, pour acheminer le gaz depuis les terminaux méthaniers de Fos Tonkin et Fos Cavaou vers le nord de la France, peut avoir recours au réseau de transport de TIGF. A ce titre, GRTgaz et TIGF ont signé un contrat de prestations de service, dont le montant (de l'ordre de 33 M€ par an) est intégré dans la trajectoire d'OPEX nettes de chacun des deux GRT.

#### **1.4.5.3 Redevance versée par Fluxys à GRTgaz au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge**

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 2011<sup>30</sup>, 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 que ce montant serait réévalué 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 du projet. En conséquence, le prix de la prestation s'élèvera, au 1<sup>er</sup> avril 2017, à 43,60 €/MWh/j/an.

#### **1.4.5.4 Répartition des recettes au PEG de la *Trading Region South***

GRTgaz perçoit l'intégralité des recettes à la TRS des clients ayant des contrats avec les deux GRT et reverse à TIGF une quote-part de ces dernières. Le montant reversé est fixé par un accord entre les deux GRT.

<sup>30</sup> 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

## **2. PARAMETRES ET TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TIGF**

### **2.1 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020**

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

En application de ces dispositions, les charges prévisionnelles de GRTgaz et de TIGF à couvrir par le tarif ATRT6 ont été déterminées par la CRE à partir de l'ensemble des coûts nécessaires au fonctionnement des réseaux de transport, tels qu'ils lui ont été communiqués par les GRT. Pour cela, GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE leurs demandes tarifaires en mars 2016. Ces demandes ont été mises à jour en mai 2016 pour TIGF et en juillet 2016 pour GRTgaz. Les charges prévisionnelles des GRT tiennent notamment compte des coûts résultant de l'exécution de leurs missions de service public.

La CRE a analysé en détail l'ensemble des postes de charges présentés par GRTgaz et TIGF pour la période 2017-2020 afin que les charges prévisionnelles retenues pour définir le tarif ATRT6 correspondent à celles d'opérateurs efficaces. A cet effet, elle a notamment mené deux études externes :

- un audit des charges d'exploitation de GRTgaz et TIGF pour la période 2013-2020<sup>31</sup> ;
- une étude sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital<sup>32</sup>.

La CRE a présenté dans sa consultation de juillet 2016 les demandes tarifaires des GRT ainsi que ses analyses préliminaires sur le niveau des charges d'exploitation et de la rémunération des actifs. Les parties prenantes ayant répondu aux questions portant sur le niveau tarifaire ont des avis partagés.

Concernant les charges nettes d'exploitation, les deux GRT et plusieurs organisations syndicales critiquent certains des ajustements recommandés par l'auditeur. En revanche, plusieurs fournisseurs et industriels soulignent que les charges doivent être estimées à leur juste niveau de façon à ne pas surévaluer le tarif ATRT6 et rappellent l'importance de la maîtrise des charges d'exploitation des opérateurs.

Concernant le niveau du CMPC, les avis sont également partagés : les GRT, les gestionnaires de terminaux méthaniers, et leurs actionnaires défendent une stabilité du taux de rémunération et le maintien d'une différenciation entre distribution et transport de gaz, tandis que les associations d'industriels et certains fournisseurs sont favorables à la baisse du CMPC envisagée par la CRE.

<sup>31</sup> Rapport Pöyry sur les charges d'exploitation de GRTgaz et de TIGF pour la période 2013-2020

<sup>32</sup> Etude FTI - Compass Lexecon sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital

## 2.1.1 Demandes tarifaires des GRT

### 2.1.1.1 Demande tarifaire de GRTgaz

La demande de revenu autorisé prévisionnel présentée par GRTgaz en juillet 2016 se décompose ainsi :

#### Revenu autorisé demandé par GRTgaz pour la période ATRT6

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)	624	707	744	766	781	<b>750</b>
Charges d'énergie	113	97	97	92	96	<b>95</b>
Charges de capital normatives	1 001	1 120	1 141	1 207	1 204	<b>1 168</b>
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-18,1	-26 <sup>33</sup>	-30	-30	-30	<b>-29</b>
Recouvrement du décalage tarifaire lié à la période ATRT5	-	19	58	-	-	<b>19</b>
Revenu autorisé total demandé	<b>1 721</b>	<b>1 918</b>	<b>2 009</b>	<b>2 035</b>	<b>2 051</b>	<b>2 003</b>
<i>Evolution</i>	-	-	+4,8 %	+1,3 %	+0,8 %	+2,3 %

\* Les charges nettes d'exploitation réalisées pour 2015 ont été retraitées des recettes liées au renouvellement, à la rénovation et à la réparation des postes de livraison et ouvrages de raccordement des distributions publiques. Le transfert de ces « charges 3R » des GRD vers les GRT a été introduit par la délibération du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

La demande de GRTgaz pour le tarif ATRT6 conduirait en 2017 à une hausse du revenu autorisé de +197 M€, soit +11,4 % par rapport au réalisé en 2015. Au cours de la période 2017-2020, le revenu autorisé augmenterait ensuite de 2,3 % par an en moyenne.

La demande de GRTgaz inclut deux périmètres de charges :

- les dépenses dites « de socle » : ces dépenses correspondent selon GRTgaz à ses activités actuelles (périmètre similaire à celui du tarif ATRT5) ;
- les dépenses liées au projet « GRTgaz 2020 » : ce projet d'entreprise présenté par GRTgaz inclut les charges liées à certaines nouvelles obligations (obligations réglementaires, réglementaires et environnementales), ainsi qu'un certain nombre de nouveaux projets pour la période ATRT6. Il se décline en une trentaine de thématiques, organisées en quatre axes :
  - (i) « GRTgaz, acteur engagé au service d'une transition énergétique ambitieuse et soutenable » : soutien aux nouvelles filières du gaz (biométhane, *Power to gas*, mobilité verte), promotion des usages performants du gaz, campagne de communication sur l'image du gaz naturel... ;
  - (ii) « GRTgaz, acteur industriel exemplaire en termes de transition énergétique » : suivi des émissions de gaz à effet de serre du réseau de transport, réduction des fuites, optimisation des consommations d'énergie du réseau... ;
  - (iii) « GRTgaz, un opérateur indépendant qui poursuit sa désimbrication » : désimbrication des activités de R&D du CRIGEN, renforcement de la fonction juridique, internalisation de la prévision de la demande de gaz... ;
  - (iv) « GRTgaz, un opérateur qui s'adapte aux évolutions de son environnement » : prise en compte des évolutions réglementaires et techniques, projet de conversion du réseau B en H, renforcement de la sûreté des installations, appui sur les technologies numériques...

<sup>33</sup> Dans sa demande, GRTgaz a ajouté à l'annuité de -30 M€ du CRCP en 2017, 4,4 M€ liés à la couverture du manque à gagner, pour GRTgaz, dû à la non perception, tant que le terminal de Dunkerque n'était pas en service, de la redevance due par Fluxys au titre d'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 dans la limite d'un an à partir de novembre 2015. Les montants à couvrir sont intégrés, dans la suite de la délibération, dans le solde du CRCP au 31 décembre 2016, puis apurés sur quatre ans.

Par ailleurs, GRTgaz demande un CMPC réel avant impôt de 6,5 %, identique au CMPC en vigueur dans le tarif ATRT5. Les charges de capital normatives prévisionnelles comprennent, en 2019, l'entrée dans la BAR du GRT des actifs des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, nécessaires à la création de la place de marché unique.

### 2.1.1.2 Demande tarifaire de TIGF

La demande de revenu autorisé prévisionnel présentée par TIGF en mai 2016 se décompose ainsi :

#### Revenu autorisé demandé par TIGF pour la période ATRT6

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)*	66	72	72	77	79	<b>75</b>
Charges d'énergie	9	9	9	12	12	<b>10</b>
Charges de capital normatives	158	177	184	195	202	<b>189</b>
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-1,3	1,6 <sup>34</sup>	1,6	1,6	1,6	<b>1,6</b>
Revenu autorisé total demandé	<b>231</b>	<b>259</b>	<b>266</b>	<b>285</b>	<b>296</b>	<b>276</b>
<i>Evolution</i>	-	-	+2,8 %	+7,2 %	+3,8 %	+4,6 %

\* Les charges nettes d'exploitation réalisées pour 2015 et demandées par TIGF pour 2017-2020 ont été retraitées des recettes liées au renouvellement, à la rénovation et à la réparation des postes de livraison et ouvrages de raccordement des distributions publiques. Le transfert de ces charges de maintenance des postes et branchements des GRD vers les GRT a été introduit par la délibération du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

La demande de TIGF conduirait en 2017 à une hausse du revenu autorisé de +27 M€, soit +11,8 % par rapport au réalisé en 2015. Au cours de la période 2017-2020, le revenu autorisé augmenterait ensuite de 4,6 % par an en moyenne.

La demande de TIGF inclut notamment, en plus du périmètre des dépenses comparable à celui du tarif ATRT5, une hausse des charges d'exploitation, en 2019, consécutive à la création de la place de marché unique, ainsi qu'un programme de recherche et d'innovation (R&I). Ce programme porte sur :

- la préservation de la biodiversité ;
- la réduction des nuisances des infrastructures ;
- l'accompagnement du développement de la filière biométhane : conception de postes d'injection et d'installations de rebours ;
- l'optimisation de l'intégrité des ouvrages au service de la disponibilité des ouvrages ;
- l'adaptation à la transition numérique ;
- les smart grids H<sub>2</sub> : acquisition de savoir-faire relatif aux pilotes « Power to gas » (projet Jupiter 1000).

Par ailleurs, TIGF demande un CMPC réel avant impôt de 6,5 %, identique au CMPC en vigueur dans le tarif ATRT5. Les charges de capital normatives prévisionnelles comprennent, en 2019, l'entrée dans la BAR du GRT des actifs du projet Gascogne-Midi, nécessaire à la création de la place de marché unique, ainsi que certaines dépenses liées au projet STEP (MidCat *first step*), en 2020.

### 2.1.2 Analyse de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation sont principalement constituées des postes suivants :

- les charges brutes d'exploitation : énergie, consommations externes, charges centrales, charges de personnel, impôts et taxes ;
- les produits d'exploitation venant en diminution des charges brutes à couvrir par le tarif : raccordements, recettes de prestations et production immobilisée notamment.

Au cours de la période 2013-2015, les charges nettes d'exploitation réalisées par GRTgaz et TIGF ont été significativement inférieures aux charges prévisionnelles effectivement couvertes par le tarif ATRT5. L'écart

<sup>34</sup> TIGF demande le rattrapage du décalage tarifaire de la période ATRT5 via le CRCP 2016.

cumulé constaté, sur les charges non incluses au CRCP, est de 115 M€ en faveur de GRTgaz, soit 5,1 % des charges prévisionnelles, et de 15 M€ en faveur de TIGF, soit 7,2 % des charges prévisionnelles.

Afin de faire bénéficier les utilisateurs des gains d'efficacité réalisés par GRTgaz et TIGF pendant la période ATRT5, la CRE retient, comme référence pour ses travaux, le niveau des charges atteint par les GRT pendant cette période. La CRE s'est ainsi appuyée sur les données constatées des exercices 2013-2015 afin d'apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par les opérateurs, tout en prenant en compte les nouveaux projets susceptibles d'avoir des effets sur le niveau de charges de GRTgaz et TIGF au cours de la période 2017-2020.

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

### Demande GRTgaz - Charges nettes d'exploitation

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Charges nettes d'exploitation - Demande mise à jour de GRTgaz</b>	<b>738</b>	<b>804</b>	<b>840</b>	<b>858</b>	<b>877</b>	<b>845</b>
Evolution (%)		+9,0 %	+4,5 %	+2,1 %	+2,2 %	+2,9 %
- dont socle		763	782	807	828	795
- dont GRTgaz 2020		40	58	51	49	50

\* le réalisé 2015 a été retraité des charges 3R (impact de 15,7 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020

L'opérateur a construit ses prévisions en distinguant :

- un socle de charges correspondant aux coûts associés à un périmètre d'activités défini comme constant par GRTgaz par rapport à la période ATRT5 (795 M€ par an en moyenne) ;
- des coûts associés au projet GRTgaz 2020, tel que défini par l'opérateur afin de répondre à ses nouvelles obligations et de mettre en œuvre certains nouveaux projets pour accompagner la transition énergétique (50 M€ par an en moyenne).

La demande de GRTgaz conduirait en 2017 à une hausse des charges nettes d'exploitation de 66 M€ par rapport au réalisé 2015 (soit +9,0 %), dont 40 M€ liés au projet GRTgaz 2020. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2015 et la demande 2017 est de +13,3 %. Pendant la période 2017-2020, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +2,9 % en moyenne par an.

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

### Demande TIGF - Charges nettes d'exploitation

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Charges nettes d'exploitation - Demande de TIGF*</b>	<b>75</b>	<b>80</b>	<b>81</b>	<b>89</b>	<b>92</b>	<b>85</b>
Evolution (%)		+7,6 %	+0,7 %	+9,8 %	+3,5 %	+4,6 %
- dont programme R&I		2,4	2,3	2,5	2,5	2,4

\* le réalisé 2015 et la demande de TIGF ont été retraités des charges de maintenance des postes et branchements (impact de 3,9 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020

La demande de TIGF conduirait en 2017 à une hausse de 5,7 M€ par rapport au réalisé 2015 (soit +7,6 %). Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2015 et la demande 2017 est de +9,3 %. Pendant la période 2017-2020, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +4,6 % en moyenne par an.

Pour fixer le niveau des charges nettes d'exploitation à couvrir, la CRE a analysé de manière approfondie la demande de GRTgaz et TIGF en se fondant notamment sur :

- les données issues des comptes des GRT pour les années 2013 à 2015 ;
- les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2016 à 2020 communiquées par les GRT ;

- les résultats d'un audit des charges nettes d'exploitation réalisées et prévisionnelles des GRT sur les exercices 2013 à 2020 ;
- les réponses à la consultation publique de juillet 2016 : 37 acteurs (GRTgaz, TIGF, 12 expéditeurs ou associations d'expéditeurs, trois industriels, trois opérateurs d'infrastructures, l'intersyndicale de TIGF, un syndicat de salariés, 15 entreprises du secteur de l'énergie verte) ont répondu aux questions relatives au niveau des charges d'exploitation à couvrir par le tarif ATRT6.

### 2.1.2.1 Principales conclusions

Dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE a présenté les ajustements recommandés par l'audit externe sur les demandes des opérateurs. Ces ajustements représentaient, par rapport à leurs demandes initiales :

- environ -78 M€ par an en moyenne pour GRTgaz ;
- environ -10 M€ par an en moyenne pour TIGF<sup>35</sup>.

Dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE indiquait que GRTgaz lui avait transmis une demande tarifaire modificative début juillet 2016. Cette demande représente une baisse de 18 M€ par an en moyenne par rapport à la demande initiale (dont 3 M€ pour le projet GRTgaz 2020). L'évolution s'explique principalement par une baisse de la demande concernant les charges d'énergie.

TIGF n'a pas fait de nouvelle demande, après l'actualisation de son dossier tarifaire en mai 2016 qui a permis la prise en compte des changements dès la première version du rapport d'audit.

La CRE a demandé à l'auditeur externe d'analyser la mise à jour de GRTgaz.

#### a) GRTgaz

#### Ajustements recommandés par l'audit externe

A l'issue de ses travaux, l'auditeur recommande les ajustements suivants :

#### **GRTgaz - Ajustements recommandés par l'auditeur**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustements recommandés par l'auditeur et présentés dans la consultation publique du 27 juillet 2016</b>	<b>-60</b>	<b>-80</b>	<b>-80</b>	<b>-92</b>	<b>-78</b>
Par rapport à la demande initiale de GRTgaz (%)	-7,3 %	-9,4 %	-9,1 %	-10,2 %	-9,0 %
<b>Ajustements finaux recommandés par l'auditeur</b>	<b>-43</b>	<b>-62</b>	<b>-56</b>	<b>-63</b>	<b>-56</b>
Par rapport à la demande mise à jour de GRTgaz (%)	-5,3 %	-7,3 %	-6,5 %	-7,2 %	-6,6 %
Écarts entre les deux versions du rapport	-17	-18	-24	-29	-22

Les écarts constatés s'expliquent, à hauteur de 20 M€ par an en moyenne, par la révision de l'ajustement proposé par l'auditeur du poste « énergie » à la suite de la mise à jour tarifaire transmise par GRTgaz en juillet 2016.

Le total des ajustements proposés par l'auditeur s'élève à 56 M€ par an en moyenne.

Au regard des conclusions de l'auditeur, des éléments complémentaires communiqués à la CRE par GRTgaz et au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE retient les ajustements recommandés par l'auditeur à hauteur de 36 M€ par an en moyenne. Ces ajustements portent principalement sur le projet GRTgaz 2020 (17 M€) et les produits de prestations (10 M€).

La CRE n'a pas retenu les ajustements proposés par l'auditeur concernant les frais de personnel, l'évolution du contrat de stockage et les dépenses de maintenance. La CRE n'a retenu qu'une partie des ajustements recommandés sur le projet GRTgaz 2020 (17 M€ par an en moyenne retenus sur 22 M€ d'ajustements recommandés par le consultant). Les ajustements retenus par la CRE sont décrits au paragraphe 2.1.2.3.

<sup>35</sup> Ce montant correspond à l'ajustement total de -6 M€ par an en moyenne présenté dans la consultation publique de juillet 2016, hors ajustement lié aux charges de maintenances des postes et branchements.

**GRTgaz - Ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustements proposés par l'audit externe et retenus par la CRE</b>	<b>-28</b>	<b>-33</b>	<b>-38</b>	<b>-43</b>	<b>-36</b>

Autres ajustements

La CRE retient les ajustements supplémentaires suivants :

- un ajustement sur le poste « énergie », visant principalement à ramener les volumes au niveau des consommations carburant constaté en 2015 et à prendre en compte l'évolution des prix de marché ;

**GRTgaz - Ajustement supplémentaire retenu par la CRE sur le poste « énergie »**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustement supplémentaire retenu par la CRE Energie</b>	<b>-4</b>	<b>-7</b>	<b>-6</b>	<b>-9</b>	<b>-7</b>

- un ajustement au titre des charges de personnel visant à harmoniser les hypothèses de salaire national de base (SNB) du régime des industries électriques et gazières (IEG) considérées dans les différents dossiers tarifaires en cours (TURPE<sup>36</sup> 5 HTB et HTA-BT, ATTM<sup>37</sup>), l'effet global étant neutre sur l'ensemble des tarifs cités.

Projet GRTgaz 2020

La CRE accueille favorablement le projet GRTgaz 2020, car il permet l'implication du GRT dans la transition énergétique et dans la préparation de l'avenir des réseaux de transport de gaz. Elle considère toutefois que, d'une part, certains aspects du programme relèvent de l'évolution normale de l'activité de GRTgaz et devraient être réalisés avec les ressources couvertes par le socle de charges à périmètre constant, et que, d'autre part, certaines activités nouvelles pourraient être réalisées de façon plus efficace par le GRT. Par ailleurs une faible part des activités envisagées par GRTgaz s'éloignent trop de son cœur de métier. En conséquence, la CRE retient un ajustement de 17 M€ par an en moyenne sur le projet GRTgaz 2020.

Analyse de l'efficacité proposée par GRTgaz

Au cours de la période du tarif ATRT6, GRTgaz indique avoir intégré un effort de productivité de 1,7 % sur un total de charges d'exploitation qu'il estime « manœuvrables » et qui représentent 20 % des charges nettes d'exploitation du socle. La CRE relève que le périmètre considéré comme « manœuvrable » par l'opérateur est très restreint.

Par ailleurs, en prenant en compte l'objectif d'efficacité présenté par GRTgaz ainsi que les ajustements précédemment décrits, la moyenne annuelle des charges nettes d'exploitation, hors énergie, s'élève à 713 M€ pour la prochaine période tarifaire. L'évolution entre le réalisé 2015 et le prévisionnel 2017 est de +8,7 %. Le taux de croissance annuel moyen prévu des charges nettes d'exploitation, hors énergie, est de +2,8 % au cours de la période 2017-2020. Cette évolution est supérieure aux taux prévisionnels d'inflation et aboutirait à une hausse de 17,9 % des charges entre le réalisé 2015 et le prévisionnel 2020.

Au regard de ces éléments, la CRE décide de retenir un objectif d'efficacité additionnelle, qui représente 0,5 % par an du total des charges nettes à couvrir, hors énergie, entre 2015 et 2017 puis 1 % par an à partir de 2018 :

<sup>36</sup> TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

<sup>37</sup> ATTM : Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers



**GRTgaz - Efficience additionnelle retenue par la CRE**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Efficience additionnelle retenue par la CRE</b>	<b>-7</b>	<b>-14</b>	<b>-21</b>	<b>-28</b>	<b>-17</b>

**Trajectoire de charges nettes d'exploitation résultant des ajustements retenus par la CRE**

A titre de synthèse, le tableau et le graphique suivants présentent la trajectoire de charges nettes d'exploitation résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRT6.

**GRTgaz - Trajectoire ajustée – Charges nettes d'exploitation**

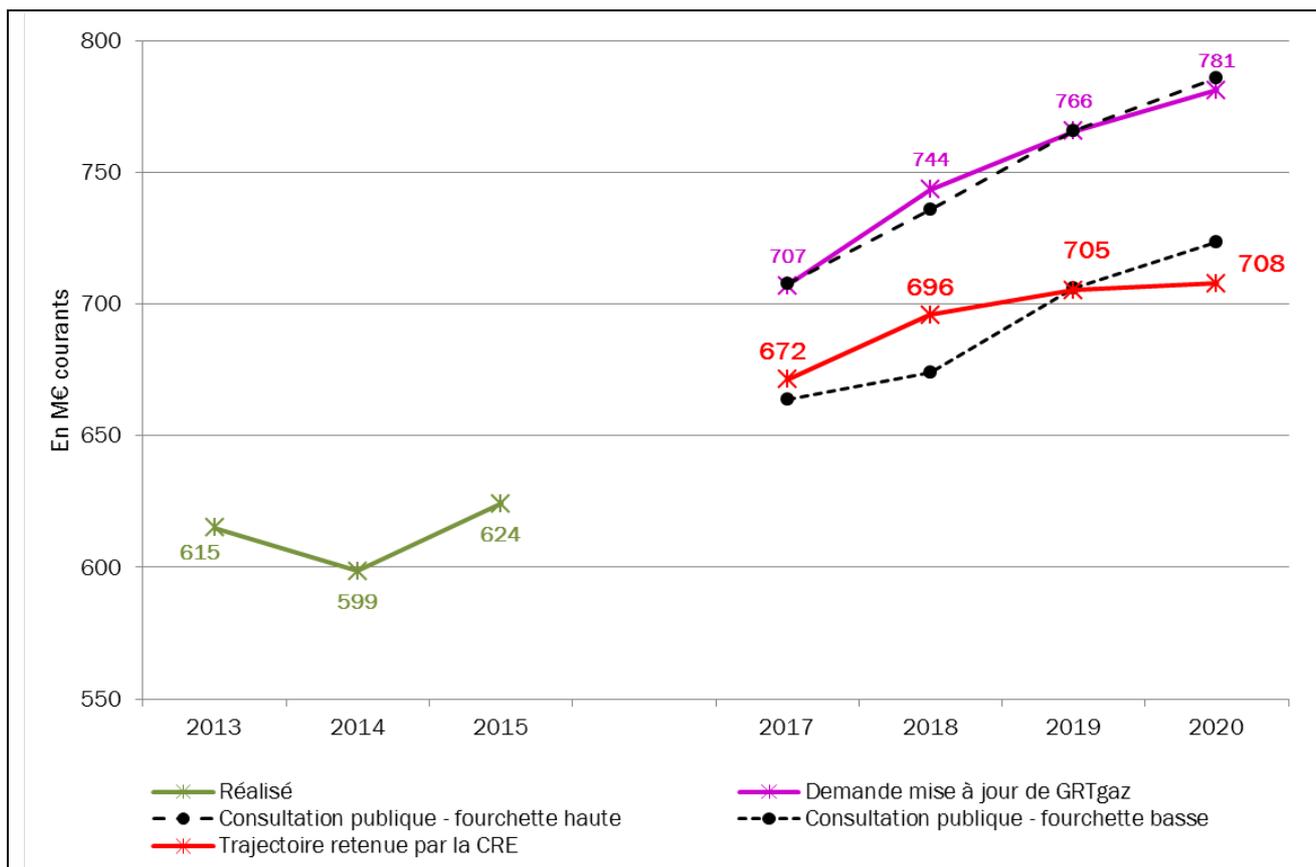
GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Demande mise à jour de GRTgaz - Energie</b>		<b>97</b>	<b>97</b>	<b>92</b>	<b>96</b>	<b>95</b>
Ajustement retenu par la CRE		-4	-7	-6	-9	-7
<b>Trajectoire retenue - Energie</b>	<b>113</b>	<b>92</b>	<b>90</b>	<b>87</b>	<b>87</b>	<b>89</b>

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Demande mise à jour de GRTgaz, hors énergie</b>		<b>707</b>	<b>744</b>	<b>766</b>	<b>781</b>	<b>750</b>
Ajustements proposés par l'audit externe, retenus par la CRE						
- socle		-16	-20	-18	-22	-19
- GRTgaz 2020		-12	-13	-20	-21	-17
Autre ajustement retenu par la CRE		-0,5	-1	-2	-2	-1
Efficience additionnelle		-7	-14	-21	-28	-17
<b>Trajectoire retenue par la CRE, hors énergie</b>	<b>624</b>	<b>672</b>	<b>696</b>	<b>705</b>	<b>708</b>	<b>695</b>
Evolution (%)		+7,6 %	+3,6 %	+1,4 %	+0,3 %	+1,8 %

\* le réalisé 2015 a été retraité des charges « 3R » (impact de 15,7 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020

Ainsi, le taux de croissance annuel moyen des charges nettes d'exploitation de GRTgaz, hors énergie, retenues pour le tarif ATRT6 est de +1,8 % au cours de la période 2017-2020. La hausse entre le réalisé 2015 et 2020 est de 13,4 %.

Graphique1 : Trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz, hors énergie



b) **TIGF**

Ajustements recommandés par l'audit externe

A l'issue de ses travaux, l'auditeur recommande les ajustements suivants :

**TIGF - Ajustements recommandés par l'auditeur**

TIGF, en M€courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustements finaux recommandés par l'auditeur *</b>	<b>-5</b>	<b>-10</b>	<b>-11</b>	<b>-14</b>	<b>-10</b>
Par rapport à la demande de TIGF (%)	-5,6 %	-12,6 %	-12,6 %	-14,9 %	-11,6 %

\* hors ajustement proposé sur le transfert des charges de maintenance des postes et branchements (impact de 3,9 M€), la demande de TIGF ayant été retraitée de cet effet afin de raisonner à périmètre constant

Le total des ajustements proposés par l'auditeur s'élève à 10 M€ par an en moyenne.

Au regard des conclusions de l'auditeur, des éléments complémentaires communiqués à la CRE par TIGF et au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE retient les ajustements recommandés par l'auditeur à hauteur de 4,2 M€ par an en moyenne.

La CRE n'a pas retenu les ajustements proposés par l'auditeur concernant les frais de personnel, le prix du contrat stockage et les charges d'énergie, ces dernières ayant fait l'objet d'une analyse de la CRE.

**TIGF - Ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE**

TIGF, en M€courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustements proposés par l'audit externe et retenus par la CRE</b>	<b>-3,8</b>	<b>-4,0</b>	<b>-4,0</b>	<b>-4,8</b>	<b>-4,2</b>



**Autres ajustements**

La CRE retient les ajustements supplémentaires suivants :

- un ajustement sur le poste « énergie », visant principalement à ramener les volumes au niveau des consommations carburant constaté en 2015 et à prendre en compte l'évolution des prix de marché ;

**TIGF - Ajustement supplémentaire retenu par la CRE sur le poste « énergie »**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Ajustement supplémentaire retenu par la CRE sur le poste « énergie »	-1,4	-2,2	-3,4	-4,1	-2,8

- un ajustement au titre de la Recherche et Innovation (R&I) de 0,3 M€ par an en moyenne, certains éléments du programme n'ayant pas été suffisamment justifiés par TIGF ;
- un ajustement, qui impacte à la hausse le niveau des charges à couvrir, au titre du reversement stockage : le sous-poste « moyens communs »<sup>38</sup> est réalloué entre les activités de transport et de stockage de TIGF au moyen de clés de répartition. Les ajustements proposés par l'auditeur n'ont pas pris en compte cette ventilation et le reversement de TIGF Transport vers TIGF Stockage doit mécaniquement être réévalué à la baisse, de 1,5 M€ par an en moyenne.

**Analyse de l'efficience proposée par TIGF**

TIGF n'a pas présenté d'objectif chiffré d'efficience dans sa demande tarifaire pour la période ATRT6 mais indique néanmoins avoir proposé une trajectoire tarifaire intégrant les gains de productivité effectués lors de la période ATRT5, permettant de couvrir avec les ressources existantes les évolutions futures.

Après prise en compte des ajustements précédemment décrits, la moyenne annuelle des charges nettes d'exploitation, hors énergie, s'élève à 72 M€ pour la prochaine période tarifaire. L'évolution entre le réalisé 2015 et 2017 est de +5,4 %. Le taux de croissance annuel moyen prévu des charges nettes d'exploitation, hors énergie, est de +3,0 % au cours de la période 2017-2020. Cette évolution est supérieure aux taux prévisionnels d'inflation et aboutirait à une hausse de 15,4 % des charges entre le réalisé 2015 et le prévisionnel 2020.

Au regard de ces éléments, la CRE décide de retenir un objectif d'efficience additionnelle, qui représente 1 % par an du total des charges nettes à couvrir, hors énergie, à partir de 2018 :

**TIGF - Efficience additionnelle retenue par la CRE**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Efficience additionnelle retenue par la CRE	0	-0,7	-1,4	-2,2	-1,1

<sup>38</sup> Charges de loyers, informatique, déplacements, communication et gouvernance



**Trajectoire de charges nettes d'exploitation résultant des ajustements retenus par la CRE**

En synthèse, le tableau et le graphique suivants présentent la trajectoire de charges nettes d'exploitation résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRT6.

**TIGF - Trajectoire ajustée – Charges nettes d'exploitation**

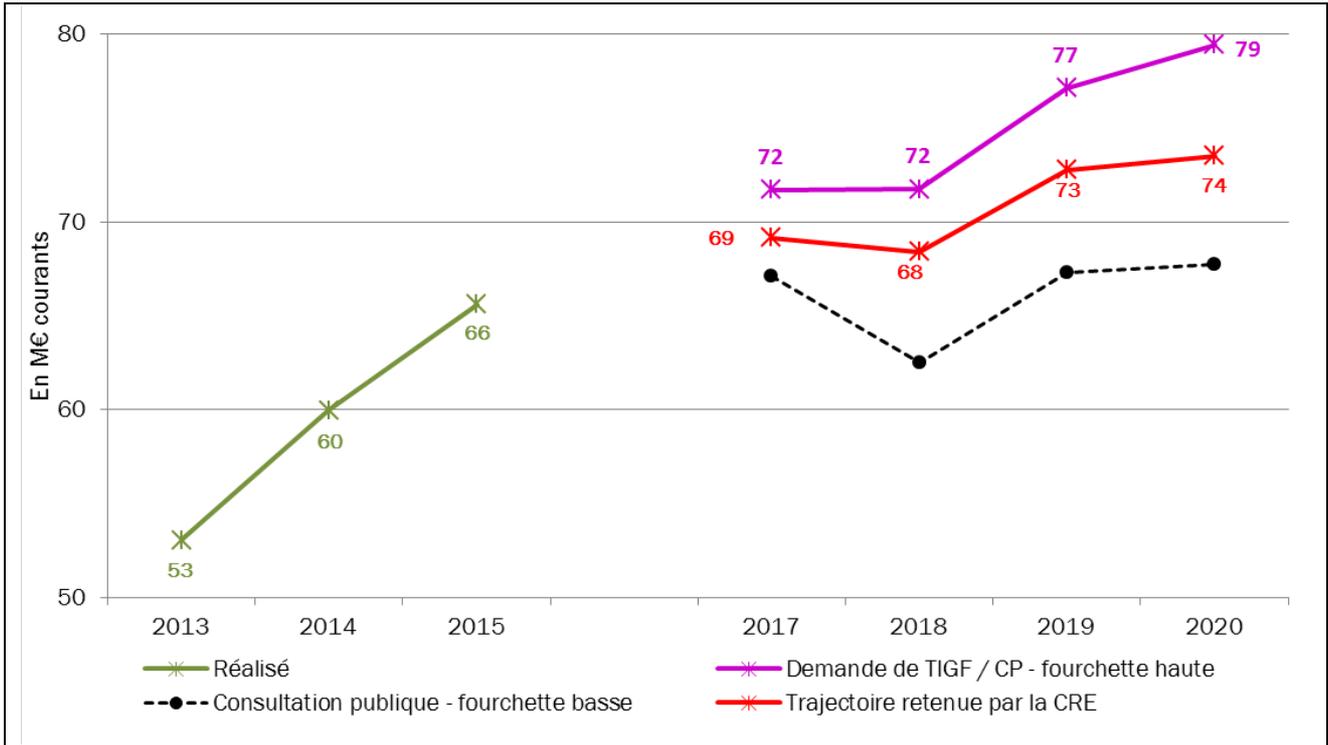
TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Demande de TIGF - Energie</b>		<b>9</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>10</b>
Ajustement retenu par la CRE		-1,4	-2,2	-3,4	-4,1	-2,8
<b>Trajectoire retenue - Energie</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Demande de TIGF, hors énergie</b>		<b>72</b>	<b>72</b>	<b>77</b>	<b>79</b>	<b>75</b>
Ajustements proposés par l'audit externe, retenus par la CRE		-3,8	-4,0	-4,0	-4,8	-4,2
Ajustements supplémentaires retenus par la CRE		+1,3	+1,4	+1,1	+1,1	+1,2
Efficiences		-	-0,7	-1,4	-2,2	-1,1
<b>Trajectoire retenue par la CRE, hors énergie</b>	<b>66</b>	<b>69</b>	<b>68</b>	<b>73</b>	<b>74</b>	<b>71</b>
Evolution (%)		+5,4 %	-1,1 %	+6,4 %	+1,0 %	+2,1 %

\* Le réalisé 2015 a été retraité des charges de maintenance des postes et branchements (impact de 3,9 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020

Ainsi, le taux de croissance annuel moyen des charges nettes d'exploitation de TIGF, hors énergie, retenues pour le tarif ATRT6 est de +2,1 % au cours de la période 2017-2020. La hausse des charges entre le réalisé 2015 et 2020 est de 12,1 %.

Graphique 2 : Trajectoire des charges nettes d'exploitation de TIGF, hors énergie



2.1.2.2 Analyse des ajustements sur le poste « énergie »

a) **GRTgaz**

Dans son dossier de mars 2016, GRTgaz a présenté une demande au titre des charges d'énergie de 114 M€ par an en moyenne. A l'occasion de la mise à jour de son dossier tarifaire en juillet 2016, GRTgaz a revu à la baisse sa demande, essentiellement en prenant en compte les prix de ses derniers achats d'énergie (effectués au premier semestre 2016). Ces derniers ont été moins élevés qu'anticipé dans le dossier initial, aboutissant à une demande de 95 M€ par an en moyenne. Cette trajectoire, en baisse sur la période ATRT6, tient compte d'économies d'énergie liées à plusieurs postes du projet GRTgaz 2020 (programme d'économies d'énergie, de réduction des fuites), pour un montant de -7,7 M€.

**GRTgaz – Charges d'énergie demandées**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Gaz (M€)	74	56	54	53	53	54
Volumes carburant et mise à l'évent (GWh)	1 819	2 009	1 976	1 935	1 909	1 957
EBT (GWh)	1 208	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200
Prix du gaz (€/MWh) <sup>39</sup> fin juillet 2016	25,3	17,6	16,9	16,8	16,9	17,0
Electricité (M€)	29	30	30	30	29	30
Volumes (GWh)	412	423	421	412	404	415
Prix de l'électricité (€/MWh)	70,1	70,5	71,2	71,9	72,6	71,6
CO <sub>2</sub>	-	-	-	-	4	1
TIC <sup>40</sup>	5	10	10	10	10	10
<b>Total charges d'énergie (hors immobilisations)</b>	<b>108</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>92</b>	<b>95</b>	<b>94</b>
Gaz immobilisé (M€)	5	0	3	0	0	1
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>113</b>	<b>97</b>	<b>97</b>	<b>92</b>	<b>96</b>	<b>95</b>

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- les volumes de carburant ont été ajustés en cohérence avec le niveau réalisé en 2015 en équivalent gaz ;
- le niveau de l'écart de bilan technique (EBT) a été aligné avec les tendances historiques ;
- les prix du gaz ont été remis à jour en retenant la moyenne des quinze premières cotations à termes du mois d'octobre 2016 sur le marché TTF ; de même, les quotas de CO<sub>2</sub> sont valorisés sur la base des quinze premières cotations EU ETS d'octobre 2016 ;
- les quotas de CO<sub>2</sub> sont considérés achetés en 2017 plutôt qu'en 2020.

En conséquence, la trajectoire retenue pour le tarif ATRT6 est la suivante :

**GRTgaz – Charges d'énergie retenues**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Gaz (M€)	74	53	49	48	48	50
Volumes carburant et mise à l'évent (GWh)	1 819	1 903	1 871	1 830	1 804	1 852
EBT (GWh)	1 208	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Prix du gaz (€/MWh), octobre 2016	25,3	17,7	16,3	16,5	16,5	16,8
Electricité (M€)	29	28	28	29	29	28
Volumes (GWh)	412	396	396	396	396	396
Prix de l'électricité (€/MWh)	70,1	70,5	71,2	71,9	72,6	71,6
CO <sub>2</sub>	-	1,0	-	-	-	0
TIC	5	10	10	9	9	10
<b>Total charges d'énergie (hors immobilisations)</b>	<b>108</b>	<b>92</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>88</b>
Gaz immobilisé (M€)	5	0	3	0	0	1
<b>Total charges d'énergie ajustées</b>	<b>113</b>	<b>92</b>	<b>90</b>	<b>87</b>	<b>87</b>	<b>89</b>

Les charges prévisionnelles d'énergie (prix et volumes) seront révisées lors des mises à jour annuelles.

<sup>39</sup> Le prix du gaz est un prix moyen pondéré du gaz stocké par le GRT et de ses achats effectués sur le marché.

<sup>40</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation



**b) TIGF**

Dans son dossier de mai 2016, TIGF a présenté une demande au titre des charges d'énergie de 10 M€ par an en moyenne.

**TIGF – Charges d'énergie demandées**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Gaz (M€)</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>
Volumes carburant et mises à l'évent (GWh)	198	227	226	188	188	207
EBT (GWh)	113	110	110	110	110	110
Prix du gaz (€/MWh) <sup>41</sup> , fin mai 2016	24,5	20,7	21,7	22,4	22,8	21,9
<b>Electricité (M€)</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>3</b>
Volumes (GWh) <sup>42</sup>	11	12	13	40	43	27
Prix de l'électricité (€/MWh)	119,1	132,3	138,8	124,4	122,2	129,4
CO <sub>2</sub>	0	0	0	0,1	0,4	0,1
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>10</b>

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- les volumes de carburant ont été ajustés en cohérence avec le niveau réalisé en 2015 en équivalent gaz ;
- les prix de l'électricité ont été ajustés sur la base du prix supporté par TIGF en 2015, corrigé de 10 % à la baisse pour tenir compte du passage à une offre de marché en 2016 ;
- les prix du gaz ont été remis à jour en retenant la moyenne des quinze premières cotations à termes du mois d'octobre 2016 sur le marché TTF et un *spread* de prix entre le PEG Nord et la TRS de 1,3 €/MWh jusqu'à la création de la place de marché unique ; de même, les quotas de CO<sub>2</sub> sont valorisés sur la base des quinze premières cotations EU ETS d'octobre 2016 ;
- les quotas de CO<sub>2</sub> sont considérés achetés en 2017 plutôt qu'en 2020.

En conséquence, la trajectoire retenue pour le tarif ATRT6 est la suivante :

**TIGF – Charges d'énergie retenues**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Gaz (M€)</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Volumes carburant et mises à l'évent (GWh)	198	200	197	119	109	157
EBT (GWh)	113	110	110	110	110	110
Prix du gaz (€/MWh) octobre 2016	24,5	18,3	17,9	17,5	17,1	17,7
<b>Electricité (M€)</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>3</b>
Volumes (GWh)	11	12	13	40	43	27
Prix de l'électricité (€/MWh)	119,1	107,2	107,2	107,2	107,2	107,2
CO <sub>2</sub>	0	0,2	0	0	0	0
<b>Total charges d'énergie ajustées</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>

<sup>41</sup> Le prix du gaz est un prix moyen pondéré du gaz stocké par le GRT et de ses achats effectués sur le marché

<sup>42</sup> TIGF prévoit l'installation de trois compresseurs électriques supplémentaires sur la période ATRT6 et le passage à une consommation majoritairement électrique, pour des raisons de flexibilité et pour limiter les rejets de CO<sub>2</sub>.



Les charges prévisionnelles d'énergie (prix et volumes) seront révisées lors des mises à jour annuelles.

**2.1.2.3 Analyse des ajustements, hors énergie**

**a) GRTgaz**

L'approche adoptée par l'auditeur pour analyser le niveau des charges nettes d'exploitation de GRTgaz a notamment consisté à apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur sur chacun des postes de coûts au regard du niveau des charges réalisées sur la période 2013-2015, et en particulier en 2015.

Système industriel

Le poste « système industriel » regroupe les coûts d'immobilier industriel, les dépenses de R&D ainsi que les grands programmes de maintenance et le reste de la maintenance (réseau, mesurage et compression).

GRTgaz demande une hausse du poste « système industriel » de 21 M€ (dont +11 M€ liés au projet GRTgaz 2020), soit +15,8 %, entre le réalisé 2015 et 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +1,8 % par an en moyenne.

Système industriel, hors R&D

Concernant le sous-poste « système industriel, hors R&D », GRTgaz n'a pas été en mesure de fournir des justifications suffisantes concernant les évolutions par rapport au réalisé 2013-2015 des dépenses de maintenance, compression et mesurage. L'auditeur propose le maintien des efforts de maîtrise des coûts réalisés par GRTgaz lors de la période ATRT5 puis une évolution égale à l'inflation sur la période 2017-2020. L'auditeur propose en conséquence un ajustement à la baisse de ce poste de charges, à hauteur d'environ 3 M€ par an en moyenne. La CRE retient cet ajustement.

Aucun autre ajustement n'est retenu par la CRE sur le poste « système industriel ».

Ainsi, la trajectoire du poste « système industriel » retenue est la suivante :

**GRTgaz - Système industriel**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de GRTgaz		154	166	166	162	162
Ajustements retenus par la CRE*		-7	-7	-6	-6	-7
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>133</b>	<b>147</b>	<b>159</b>	<b>160</b>	<b>156</b>	<b>155</b>

\* y compris un ajustement lié au projet GRTgaz 2020, à hauteur d'environ 3 M€ par an en moyenne, détaillé ci-après.

Système gaz, hors énergie

Le poste « système gaz, hors énergie » regroupe les coûts des contrats signés avec d'autres opérateurs pour assurer le fonctionnement du réseau : flexibilité, conversion H/B, transit suisse Pontarlier, redevance TIGF et opérateurs adjacents.

GRTgaz demande une augmentation du poste « système gaz, hors énergie » de 7 M€ (dont +3 M€ liés au projet GRTgaz 2020), soit 5,4 %, entre le réalisé 2015 et 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +2,9 % par an en moyenne.

Contrats avec les opérateurs adjacents

Plusieurs opérateurs fournissent à GRTgaz des prestations d'odorisation, de comptage, de compression, de mélange et d'interconnexion. Sur ces contrats, GRTgaz retient une marge pour aléas techniques de 2 % à 5 % selon les prestations. L'auditeur recommande de ne pas la prendre en compte. La CRE retient cet ajustement, à hauteur d'environ 3 M€ par an en moyenne.

Aucun autre ajustement n'est retenu par la CRE sur le poste « système gaz, hors énergie ».

Ainsi, la trajectoire du poste « système gaz » retenue est la suivante :

**GRTgaz - Système gaz, hors énergie**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de GRTgaz		129	135	140	141	136
Ajustements retenus par la CRE		-2	-2	-3	-3	-3
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>123</b>	<b>127</b>	<b>133</b>	<b>137</b>	<b>138</b>	<b>134</b>

Appui opérationnel

Le poste « appui opérationnel » regroupe les dépenses de systèmes d'information, les coûts d'immobilier non industriel, les véhicules ainsi que d'autres dépenses d'appui opérationnel.

GRTgaz demande une hausse du poste « appui opérationnel » de 20 M€ (dont +13 M€ liés au projet GRTgaz 2020), soit +12,9 %, entre le réalisé 2015 et 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +1,6 % par an en moyenne.

Systemes d'information

L'internalisation de compétences clés à la Direction des Systèmes d'Information permet à GRTgaz d'éviter des coûts de prestations externes imputés au sous-poste « appui SI ». GRTgaz a présenté une économie de 1,5 M€ par an en moyenne. L'auditeur a recalculé le coût évité, à partir du coût moyen par effectif, et recommande un ajustement supplémentaire de 1,2 M€ par an en moyenne.

Sur le sous-poste « augmentation des coûts du réseau », GRTgaz présente une augmentation prévisionnelle de +20 % par an du volume des données à gérer par le SI, soit un impact de 2,4 M€ par an en moyenne. L'auditeur considère que l'augmentation prévisionnelle du volume des données pourra être absorbée dans le cadre de l'enveloppe des coûts récurrents et recommande en conséquence d'ajuster cette hausse.

La CRE retient ces ajustements.

Aucun autre ajustement n'est retenu par la CRE sur le poste « appui opérationnel ».

Ainsi, la trajectoire du poste « appui opérationnel » retenue est la suivante :

**GRTgaz - Appui opérationnel**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de GRTgaz		171	180	178	179	177
Ajustements retenus par la CRE *		-4	-8	-16	-18	-12
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>152</b>	<b>167</b>	<b>172</b>	<b>162</b>	<b>161</b>	<b>165</b>

\* y compris un ajustement lié au projet GRTgaz 2020, à hauteur d'environ 8 M€ par an en moyenne, détaillé ci-après.

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation, hors production immobilisée, regroupent plusieurs postes de recettes essentiellement liées à des travaux de raccordement et d'ingénierie, facturés à des tiers, ainsi que d'autres produits de gestion courante.

GRTgaz prévoit une diminution des produits d'exploitation (hors production immobilisée) de 3 M€, soit -4,2 %, entre le réalisé 2015 et 2017, après la prise en compte du retraitement des charges 3R pour l'année 2015 afin de raisonner à périmètre constant. Sur la période 2017-2020, les produits augmentent ensuite de +0,9 % par an en moyenne.

Travaux pour prestations remboursables (TPR)

L'auditeur recommande d'ajuster la trajectoire prévisionnelle des TPR exceptionnels pour prendre en compte le niveau moyen réalisé sur la période ATRT5 et non uniquement l'estimé 2016, comme présenté par GRTgaz. La CRE retient cet ajustement, qui augmente d'environ 7 M€ par an en moyenne la trajectoire de TPR.

Autres produits de gestion courante

GRTgaz n'a pas pris en compte dans sa trajectoire prévisionnelle les recettes considérées comme exceptionnelles de produits divers de gestion courante réalisées au cours de la période ATRT5. L'auditeur recommande que ces éléments ne soient pas répercutés entièrement sur chaque année du tarif ATRT6, mais qu'une partie au moins soit incluse dans la trajectoire. La CRE retient cet ajustement, qui augmente d'environ 3 M€ par an en moyenne la trajectoire des autres produits de gestion courante.

Aucun autre ajustement n'est retenu par la CRE sur les produits d'exploitation.

Ainsi, la trajectoire des produits d'exploitation, hors production immobilisée, retenue est la suivante :

**GRTgaz - Produits d'exploitation, hors production immobilisée**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de GRTgaz		65	68	71	67	68
Ajustements retenus par la CRE		11	9	8	11	10
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>68</b>	<b>76</b>	<b>77</b>	<b>79</b>	<b>78</b>	<b>77</b>

\* le réalisé 2015 a été retraité des charges « 3R » (impact de 15,7 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020

Projet GRTgaz 2020

Les dépenses du projet GRTgaz 2020 sont réparties dans les différents postes du dossier tarifaire.

L'auditeur a analysé les charges prévisionnelles associées à ce projet pour estimer les montants nécessaires aux nouvelles prestations et la pertinence de leur prise en compte dans le périmètre du tarif ATRT6. Il a préconisé un ajustement de 22 M€ en moyenne par an.

La CRE estime nécessaire que les GRT soient impliqués dans la transition énergétique, notamment pour préparer l'avenir des réseaux de transport de gaz. Elle accueille favorablement la démarche de GRTgaz s'agissant du projet GRTgaz 2020, dans la mesure où il permet de tenir compte des mutations à venir du secteur de l'énergie dans les activités qui seront menées par le GRT au cours de la période ATRT6.

Pour autant, elle considère, comme l'auditeur, que certaines thématiques du projet GRTgaz 2020 relèvent de l'évolution normale et attendue de l'activité du GRT, et peuvent être réalisées, en tout ou partie, dans le cadre de l'organisation existante. De plus elle considère qu'une faible part des prestations est trop éloignée du cœur de métier de GRTgaz, et n'a pas retenu dans la trajectoire ATRT6 les dépenses associées. Enfin, elle considère que certaines activités nouvelles pourraient être réalisées de façon plus efficace par le GRT et a revu les montants associés.

La CRE retient un ajustement de 17 M€ par an en moyenne sur le projet GRTgaz 2020, soit -32 % par rapport à la demande de l'opérateur, composé de :

- -6 M€ par an en moyenne sur la masse salariale moyenne par ETP recruté dans le cadre du projet GRTgaz 2020 à mi-chemin entre la proposition de GRTgaz et la recommandation de l'auditeur ;
- -11 M€ d'autres ajustements, qui portent sur les postes Appui opérationnel (-8 M€) et Système industriel (-3 M€), pris en compte dans les tableaux des sous-postes en question.

Par ailleurs, la CRE considère que certaines thématiques du projet GRTgaz 2020 relèvent de la R&D et doivent, au même titre que les dépenses récurrentes de R&D, être soumises à la régulation incitative de la R&D introduite par le tarif ATRT6 (paragraphe 1.3.3.). Ces thématiques sont les suivantes :

- biométhane (2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> génération) ;
- *power to gas* ;
- appui aux usages performants dans l'industrie (en partie) ;
- réduction des fuites (en partie) ;
- transport de H<sub>2</sub> ;
- appui direct à la recherche et à l'innovation sur le gaz vert ;
- coûts de désoptimisation liés à la désimbrication des activités de R&D du CRIGEN ;
- analyse de données.

La trajectoire totale soumise à la régulation incitative de la R&D est renseignée au paragraphe 2.1.2.5.

La trajectoire retenue par la CRE pour le projet GRTgaz 2020 est la suivante (hors énergie) :

**GRTgaz – Trajectoire de charges d'exploitation du projet GRTgaz 2020**

GRTgaz, en M€courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande de GRTgaz	41	59	54	52	51
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>28</b>	<b>46</b>	<b>34</b>	<b>31</b>	<b>35</b>
<i>Dont R&amp;D</i>	4	10	10	12	9

**b) TIGF**

L'approche adoptée par l'auditeur pour analyser le niveau des charges nettes d'exploitation de TIGF a notamment consisté à apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur sur chacun des postes de coûts au regard du niveau des charges réalisées sur la période 2013-2015, et en particulier en 2015.

Coûts de production

Le poste « coûts de production » regroupe les frais techniques courants (maintien du réseau en état de fonctionner – entretien, métrologie, études techniques, SI, ...), les coûts liés à la sécurité et l'environnement (inspection et surveillance du réseau, développement durable, ...), les frais de stockage et les coûts d'exploitation de nouveaux projets.

TIGF demande une hausse du poste « coûts de production » de 1,7 M€, soit +5,3 %, entre le réalisé 2015 et 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +0,2 % par an en moyenne.

Frais techniques courants - SI industriel

TIGF souligne sa volonté d'adaptation aux évolutions de marché dans le secteur des systèmes d'information. L'auditeur recommande un ajustement à la baisse de 0,1 M€ par an en moyenne, soit -5,1 % par rapport à la demande de TIGF, sur les dépenses récurrentes du SI industriel, afin de recalculer le niveau de dépenses prévisionnel sur l'historique 2013-2015, sans tenir compte de l'estimé 2016. La CRE retient cet ajustement.

Sécurité et environnement - R&I

TIGF prévoit la mise en place d'une stratégie de recherche et d'innovation (R&I), qui n'existait pas en début de tarif ATRT5, et qui a été initiée fin 2015. La CRE accueille favorablement cette initiative. Le détail des thèmes couverts par la R&I est présenté au paragraphe 2.1.1.2. TIGF demande à ce titre un budget de 2,4 M€ par an en moyenne de charges d'exploitation.

La CRE ajuste la trajectoire demandée par TIGF pour la R&I de 0,3 M€ par an en moyenne. Certains projets du programme de TIGF, intervenant notamment en fin de période ATRT6, ne sont pas suffisamment définis.



## DÉLIBÉRATION

15 décembre 2016

Aucun autre ajustement n'est retenu par la CRE sur le poste « coûts de production ».

Ainsi, la trajectoire du poste « coûts de production » retenue est la suivante :

### TIGF – Coûts de production

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande de TIGF		33	33	33	33	33
Ajustements retenus par la CRE		-0,2	-0,2	-0,5	-0,5	-0,4
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>32</b>

### Révisions et réparations majeures

Le poste « révisions et réparations majeures » regroupe les coûts de révisions et réparations.

TIGF présente une baisse du poste « révisions et réparations majeures » de 0,8 M€, soit -11,9 %, entre le réalisé 2015 et 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +12,2 % par an en moyenne.

#### Entretien majeur

TIGF a mis en place une optimisation du programme de remplacement pour maintenance préventive des machines à partir de 2013. Les dépenses réalisées sur le sous-poste « entretien majeur » ont été inférieures de 1,2 M€ en cumulé sur la période 2013-2015 par rapport aux prévisions tarifaires.

Les prévisions d'entretien sont stables sur la période ATRT6, sauf pour l'année 2020 avec une augmentation de 2,2 M€ par rapport à 2019. TIGF prévoit en effet pour cette année la maintenance de deux turbo-compresseurs. L'auditeur recommande de probabiliser à 50 % le coût de ces travaux afin de matérialiser le risque de décalage sur la période tarifaire suivante.

Compte-tenu de l'incertitude de ce calendrier, la CRE considère que la probabilisation à 50 % du coût de ces travaux, recommandée par l'auditeur, est pertinente.

Aucun autre ajustement n'est retenu par la CRE sur le poste « révisions et réparations majeures ».

Ainsi, la trajectoire du poste « révisions et réparations majeures » retenue est la suivante :

### TIGF – Révisions et réparations majeures

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande de TIGF		6	6	7	9	7
Ajustement retenu par la CRE		-	-	-	-1,1	-0,3
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>7</b>

### Personnel et moyens communs

Le poste « personnel et moyens communs » regroupe les coûts de personnel, la production immobilisée, les moyens communs et le reversement de frais de fonctionnement à TIGF Stockage.

TIGF demande une hausse du poste « personnel et moyens communs » de 5,7 M€, soit +10,1 %, entre le réalisé 2015 et la demande 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +2,8 % par an en moyenne.

#### Moyens communs

Les justifications fournies par TIGF n'ont pas permis d'expliquer l'ensemble des évolutions demandées par l'opérateur entre le réalisé 2013-2015 et sa demande pour le tarif ATRT6 pour les sous-postes suivants :

- convention de service de management de TIGF Investissement, qui regroupe les coûts de la nouvelle structure de gouvernance du groupe TIGF ;
- nouvelle stratégie de communication.

L'auditeur a en conséquence proposé un ajustement à la baisse du poste « moyens communs », à hauteur d'environ 4 M€ par an en moyenne. La CRE retient cet ajustement.

Reversement des frais de fonctionnement

Comme présenté dans le paragraphe 2.1.2.1, la ventilation entre les activités de transport et de stockage n'a pas été prise en compte par l'auditeur dans ses ajustements. Le reversement de TIGF Transport vers TIGF Stockage doit être réévalué à la baisse, de 1,5 M€ par an en moyenne.

Aucun autre ajustement n'est retenu par la CRE sur le poste « personnel et moyens communs ».

Ainsi, la trajectoire du poste « personnel et moyens communs » retenue est la suivante :

**TIGF – Personnel et moyens communs**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande de TIGF		62	62	68	68	65
Ajustements retenus par la CRE		-2,3	-2,4	-2,4	-2,1	-2,3
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>57</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>65</b>	<b>66</b>	<b>63</b>

**2.1.2.4 Synthèse**

**a) GRTgaz**

Le niveau des charges nettes d'exploitation de GRTgaz tel qu'il résulte des ajustements retenus par la CRE est le suivant :

**Synthèse des ajustements – Charges nettes d'exploitation de GRTgaz**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Charges nettes d'exploitation - Demande mise à jour de GRTgaz</b>		<b>804</b>	<b>840</b>	<b>858</b>	<b>877</b>	<b>845</b>
Ajustements retenus par la CRE						
Energie		-4	-7	-6	-9	-7
Système industriel		-2	-5	-3	-3	-3
Système gaz, hors énergie		-2	-2	-3	-3	-3
Appui opérationnel		-2	-3	-4	-5	-4
Produits d'exploitation		+11	+9	+8	+11	+10
- dont produits de prestations		8	7	5	8	7
- dont autres produits		3	3	3	3	3
Projet GRTgaz 2020		-12	-13	-20	-21	-17
Autres		-0	-1	-2	-2	-1
Efficiences additionnelles		-7	-14	-21	-28	-17
<b>Charges nettes d'exploitation retenues par la CRE</b>	<b>738</b>	<b>764</b>	<b>786</b>	<b>792</b>	<b>794</b>	<b>784</b>

\* le réalisé 2015 a été retraité des charges « 3R » (impact de 15,7 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020

Pour prendre en compte les variations liées à l'inflation, le tarif ATRT6 indexe la trajectoire des charges nettes d'exploitation sur l'IPC, ce qui se traduit par :

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
<b>Charges nettes d'exploitation – Trajectoire lissée indexée sur l'IPC</b>	<b>764</b>	<b>IPC + 0,74 %</b>		

**b) TIGF**

Le niveau des charges nettes d'exploitation de TIGF tel qu'il résulte des ajustements retenus par la CRE est le suivant :

**Synthèse des ajustements – Charges nettes d'exploitation de TIGF**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Charges nettes d'exploitation – Demande de TIGF</b>	-	<b>80</b>	<b>81</b>	<b>89</b>	<b>92</b>	<b>85</b>
Ajustements retenus par la CRE						
Energie	-	-1,4	-2,2	-3,4	-4,1	-2,8
Coûts de production	-	-0,2	-0,2	-0,5	-0,5	-0,4
Révisions et réparations majeures	-	-	-	-	-1,1	-0,3
Personnel et moyens communs		-2,3	-2,4	-2,4	-2,1	-2,3
Efficiences additionnelles	-	-	-0,7	-1,4	-2,2	-1,1
<b>Charges nettes d'exploitation retenues par la CRE</b>	<b>75</b>	<b>76</b>	<b>75</b>	<b>81</b>	<b>82</b>	<b>79</b>

\* le réalisé 2015 a été retraité des charges de maintenance des postes et branchements (impact de 3,9 M€) afin de raisonner à périmètre constant avec la période 2017-2020

Pour prendre en compte les variations liées à l'inflation, le tarif ATRT6 indexe la trajectoire des charges nettes d'exploitation sur l'IPC, ce qui se traduit par :

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
<b>Charges nettes d'exploitation – Trajectoire lissée indexée sur l'IPC</b>	<b>76</b>	<b>IPC + 1,04 %</b>		

**2.1.2.5 Trajectoire des dépenses prévisionnelles de R&D**

Le tarif ATRT6 introduit un mécanisme de régulation incitative des dépenses de R&D, décrit au paragraphe 1.3.3.

**2.1.2.5.1 GRTgaz**

La trajectoire qui sera soumise au mécanisme de régulation incitative de la R&D tient compte des dépenses de recherche et de développement liées aux technologies des réseaux de transport, ainsi que certaines thématiques du projet GRTgaz 2020.

**Dépenses prévisionnelles de R&D de GRTgaz**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
R&D « périmètre ATRT5 »	12	12	12	12	<b>12</b>
Projet GRTgaz 2020	4	10	10	12	<b>9</b>
<b>Total ATRT6</b>	<b>16</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>21</b>

**2.1.2.5.2 TIGF**

La trajectoire qui sera soumise au mécanisme de régulation incitative correspond à l’enveloppe de dépenses retenues par la CRE au titre du programme R&I de TIGF. Elle comprend notamment les thématiques suivantes :

- intégrité des ouvrages ;
- efficacité énergétique ;
- biométhane ;
- biodiversité.

**Dépenses prévisionnelles de R&I de TIGF**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>ATRT6</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>	<b>2,0</b>	<b>2,2</b>

**2.1.3 Charges de capital normatives**

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent une part d’amortissement et une part de rémunération financière des actifs immobilisés. Pour calculer les charges de capital à couvrir par les tarifs, la CRE a retenu les montants prévisionnels d’investissements présentés par GRTgaz et TIGF, desquels ont été déduites les prévisions liées à certains projets dont la probabilité de réalisation reste faible (voir paragraphe 2.1.3.5).

La CRE a reconduit les principes de calcul des charges de capital adoptés lors des exercices tarifaires précédents. Elle a toutefois modifié son appréciation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l’activité de transport de gaz naturel.

La CRE s’est notamment fondée sur les résultats de l’audit de la demande de rémunération de GRTgaz et de TIGF. Dans le cadre de sa consultation publique de juillet 2016, la CRE avait présenté une analyse préliminaire de la demande de rémunération des opérateurs.

**2.1.3.1 Taux de rémunération de la BAR**

Pour la période du tarif ATRT6, GRTgaz et TIGF ont présenté une demande de CMPC de 6,5 % (réel, avant impôt), identique au taux de rémunération du tarif ATRT5.

A l’occasion de la consultation publique de juillet 2016, la CRE a publié une fourchette de CMPC envisagée (4,75 % - 5,5 %). Parmi les contributeurs, certaines parties prenantes ont indiqué qu’un niveau de rémunération compris dans cette fourchette est surévalué, notamment au vu des conditions de marché actuelles. D’autres parties prenantes ont accueilli favorablement la baisse du taux de rémunération envisagée par la CRE, par rapport à celui en vigueur sur la période ATRT5. Les opérateurs d’infrastructures gazières et leurs actionnaires ont de leur côté défendu une stabilité du taux de rémunération et la conservation d’une différenciation entre distribution et transport de gaz.

La CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC. Par ailleurs, elle a fait réaliser une étude par un prestataire externe dont le but a été d’auditer la demande de rémunération du capital de GRTgaz et de TIGF, en s’appuyant notamment sur une mise à jour des résultats de l’étude réalisée en 2015 sur l’évaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d’électricité et de gaz naturel en France, dans le cadre de l’élaboration du tarif ATRD5 de GRDF.

Pour le tarif ATRT6, la CRE retient la valeur de 5,25 % comme coût moyen pondéré du capital (réel, avant impôt) pour rémunérer la BAR des GRT sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC. Les valeurs retenues par la CRE pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :



## Paramètres du CMPC

Taux sans risque réel*	1,6 %
Spread de la dette	0,6 %
Bêta de l'actif	0,45
Bêta des fonds propres	0,75
Prime de risque de marché	5,0 %
Levier (dette/(dette+fonds propres))	50 %
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	34,43 %
Déductibilité fiscale des charges financières	75 %
Coût de la dette (réel, avant IS)	2,4 %
Coût des fonds propres (réel, avant IS)	8,1 %
<b>CMPC (réel, avant IS)</b>	<b>5,25 %</b>

\*soit une hypothèse de taux sans risque nominal de 2,7 %

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du tarif ATRT5, les principales modifications, en ligne avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent sur :

- le taux sans risque – fixé à 1,6 % – en retrait par rapport au taux sans risque retenu pour la période tarifaire ATRT5 (2,0 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient au moment de la fixation du précédent tarif ;
- le bêta des actifs – fixé à 0,45 – en baisse par rapport au niveau retenu pour la période du tarif ATRT5 (0,58). La valeur retenue tient notamment compte des observations de marché et des bêtas de l'activité de transport de gaz en Europe, ainsi que du contexte d'incertitude sur les perspectives du gaz à long terme ;
- la déductibilité fiscale des charges financières nettes – fixée à 75 % – en application des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts qui vient plafonner à 75 % (contre 100 % auparavant) la part des charges financières nettes déductible du résultat fiscal des entreprises dont le montant total des charges financières nettes est supérieur à trois millions d'euros. Cette disposition vient renchérir le coût de la dette de l'opérateur.

### 2.1.3.2 Rémunération des immobilisations en cours

Conformément à ce qui est exposé au paragraphe 1.2.1.2.4, les immobilisations en cours (IEC) sont rémunérées au coût de la dette nominal avant impôt, soit 3,7 % dans le cadre du tarif ATRT6.

Les modalités de calcul du montant d'IEC à rémunérer sont exposées au paragraphe 1.2.1.2.4.

### 2.1.3.3 Prise en compte des coûts échoués à couvrir

Les charges à couvrir par les tarifs incluent la couverture des coûts échoués, selon les modalités décrites au paragraphe 1.2.1.2.5.

Dans le cadre du tarif ATRT6, la CRE décide de retenir un montant annuel de 3,25 M€ au titre des coûts échoués à couvrir par le tarif de GRTgaz. TIGF n'a prévu aucun coût échoué pour la période 2017-2020.

### 2.1.3.4 Retraitements tarifaires

Conformément à la délibération de la CRE du 28 octobre 2010<sup>43</sup> sur les tarifs de transport de gaz, les charges de capital de GRTgaz et de TIGF sont retraitées, sur la période du tarif ATRT6, des montants présentés dans le tableau ci-après.

Concernant GRTgaz, le retraitement est lié aux dépenses de sécurité et de mise en conformité (relatives à l'arrêté multi-fluides de 2006) traitées comptablement comme des investissements par l'opérateur, alors qu'elles avaient été couvertes comme des charges d'exploitation pour la période 2009-2010 lors de l'établissement de la trajectoire du tarif ATRT4. La CRE a corrigé les charges de capital de GRTgaz correspondantes dans la mesure où, sur le plan tarifaire, cela avait conduit à considérer une même charge à la fois comme une charge d'exploitation (dans la trajectoire prévisionnelle du tarif ATRT4) et comme une charge de capital (via le CRCP). Sur la période du tarif ATRT5, ce retraitement a conduit la CRE à déduire en moyenne 12 M€ par an des CCN à couvrir.

<sup>43</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/tarifs-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel>

Concernant TIGF, le retraitement est lié aux conclusions de l'audit commandé par la CRE du projet d'artère de Guyenne et au titre desquelles la CRE avait proposé de retirer 3 M€ de la base d'actifs régulée de TIGF. Sur la période du tarif ATRT5, ce retraitement a conduit la CRE à déduire environ 0,3 M€ par an des CCN à couvrir.

Le tarif ATRT6 prévoit la poursuite de ces retraitements en corrigeant des montants détaillés ci-après les trajectoires de charges de capital de GRTgaz et de TIGF à couvrir sur la période 2017-2020 :

**Retraitement sur les CCN de GRTgaz et de TIGF**

En M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 2013-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Correction des CCN de GRTgaz	- 12,2	- 4,8	- 4,7	- 4,5	- 2,2	- 4,0
Correction des CCN de TIGF	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3

**2.1.3.5 Programmes d'investissements de GRTgaz et de TIGF**

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour le tarif ATRT6 prend en compte les prévisions d'investissements fournies par les opérateurs et, le cas échéant, révisées par la CRE.

Les écarts éventuels entre les prévisions d'investissements et les dépenses effectivement réalisées sont couverts par le mécanisme du CRCP, sous réserve des résultats d'audit éventuels et des effets des mécanismes incitatifs à la maîtrise des coûts des programmes d'investissements et des charges « hors réseaux ».

**2.1.3.5.1 Programme d'investissements de GRTgaz**

La période ATRT6 est marquée par la baisse des dépenses d'investissements de GRTgaz, avec des dépenses moyennes de 544 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 660 M€ par an au cours de la période ATRT5.

Au cours de la prochaine période tarifaire, GRTgaz prévoit 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 2020.

La CRE a retraité la prévision de dépenses fournie par GRTgaz, en supprimant les prévisions de dépenses liées à certains projets dont elle considère que la probabilité de réalisation est trop faible pour être intégrée à ce stade à la trajectoire. Si nécessaire, ces projets feront l'objet d'une approbation par la CRE dans le cadre de l'approbation annuelle des budgets d'investissement des GRT et les écarts avec la trajectoire prévisionnelle retenue seront intégralement couverts par le mécanisme du CRCP.

En conséquence, la CRE retient une trajectoire retraitée des projets de fluidification probabilisés par GRTgaz ainsi que de certains projets incertains prévus dans le cadre du programme GRTgaz 2020.

**GRTgaz – Programme d'investissements**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub> (brut des subventions)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande GRTgaz	762,0	601,6	562,9	651,0	644,2
<i>Dont socle</i>	687,0	496,1	466,1	549,2	549,6
<i>Dont GRTgaz 2020</i>	75,0	105,5	96,8	101,8	94,6
Ajustements	- 121,6	- 27,2	- 56,1	- 196,2	- 100,3
<i>Dont socle</i>	- 89,5	- 15,1	- 46,4	- 185,1	- 84,0
<i>Dont GRTgaz 2020</i>	- 32,1	- 12,1	- 9,7	- 11,1	- 16,3
Trajectoire retenue par la CRE	640,3	574,0	506,7	454,9	544,0
<i>Dont Socle</i>	597,5	481,0	419,7	364,1	465,6
<i>Dont GRTgaz 2020</i>	42,9	93,4	87,1	90,7	78,3

Par ailleurs, le tarif ATRT6 introduit un mécanisme de régulation spécifique pour les investissements « hors réseaux » décrit au paragraphe 1.3.1.2.2. La trajectoire d'investissement au titre de ces actifs est décrite ci-dessous :

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub> (brut des subventions)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Investissements « hors réseaux »	77,8	78,1	80,0	77,5	78,4
<i>Immobilier</i>	17,6	9,0	9,0	9,0	11,2
<i>Systèmes d'information</i>	49,1	59,4	61,9	59,4	57,5
<i>Actif mobile (dont véhicules)</i>	11,1	9,7	9,0	9,1	9,7

### 2.1.3.5.2 Programme d'investissements de TIGF

Essentiellement liées au projet Gascogne-Midi en début de période, les dépenses d'investissement comprennent également le renforcement de la station de compression AGU. TIGF prévoit en outre des dépenses relatives à la réalisation du projet STEP (première phase de MidCat)<sup>44</sup> pour un montant de 91 M€ sur la période ATRT6.

La CRE a retraité la prévision de dépenses fournie par TIGF, en supprimant les prévisions de dépenses liées à certains projets dont elle considère que la probabilité de réalisation est trop faible pour être intégrée à ce stade à la trajectoire. Si nécessaire, ces projets feront l'objet d'une approbation par la CRE dans le cadre de l'approbation annuelle des budgets d'investissement des GRT et les écarts avec la trajectoire prévisionnelle retenue seront intégralement couverts par le mécanisme du CRCP.

En conséquence, la CRE retient une trajectoire retraitée du projet MidCat ainsi que de certains projets incertains prévus dans le cadre du programme de R&I.

La CRE retient les dépenses relatives à la réalisation d'une étude, en coordination avec Enagas, pour le projet STEP. Cette étude est réalisée à la demande de la Commission Européenne, pour un budget de 8 M€ pour TIGF, subventionné à 50 %. Ces dépenses seront intégrées aux immobilisations en cours, aussi longtemps que le projet STEP sera à l'étude. La CRE étudiera la couverture de ces coûts échoués en cas de non-réalisation du projet.

#### TIGF – Programme d'investissements

TIGF, en M€ <sub>courants</sub> (brut des subventions)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande TIGF	108,3	150,3	112,1	135,0	126,4
<i>Dont hors R&amp;I</i>	106,5	148,5	110,4	133,2	124,7
<i>Dont R&amp;I</i>	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8
Ajustements	-0,6	-3,5	-13,2	-73,4	-22,6
<i>Dont hors R&amp;I</i>	-0,1*	-2,5*	-11,7	-71,8	-21,5
<i>Dont R&amp;I</i>	-0,5	-1,0	-1,5	-1,6	-1,1
Total	107,7	146,9	98,9	61,6	103,8
<i>Dont hors R&amp;I</i>	106,5	146,1	98,7	61,4	103,1
<i>Dont R&amp;I</i>	1,3	0,8	0,2	0,2	0,6

\* Mise à jour avec la dernière trajectoire connue

Par ailleurs, le tarif ATRT6 introduit un mécanisme de régulation spécifique pour les investissements « hors réseaux » décrit au paragraphe 1.3.1.2.2. La trajectoire d'investissement au titre de ces actifs est décrite ci-dessous :

<sup>44</sup> STEP est un projet d'interconnexion direct avec l'Espagne exclusivement constitué, côté français, d'un ouvrage linéaire reliant Le Perthus à Barbaïra. STEP est la première étape du projet Midcat, qui crée des capacités interruptibles entre l'Espagne et la France. Son budget s'élève à 320 M€.

TIGF, en M€ <sub>courants</sub> (brut des subventions)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Dépenses « hors réseaux »	16,4	17,0	17,1	13,6	16,0
<i>Immobilier</i>	2,5	3,5	2,8	1,4	2,5
<i>Systèmes d'information</i>	14,0	13,5	14,3	12,2	13,5
<i>Actif mobile (dont véhicules)</i>	-	-	-	-	-

### 2.1.3.6 Trajectoires prévisionnelles de charges de capital pour la période 2017-2020

#### 2.1.3.6.1 Trajectoire prévisionnelle des charges de capital de GRTgaz

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de GRTgaz de 2017 à 2020 :

#### Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 13-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
BAR au 01/01/N	7 453,6	8 281,2	8 270,3	8 863,8	8 941,6	8 589,2
Mises en service*		367,1	980,1	488,9	506,8	585,7
Amortissement		- 461,8	- 470,7	- 500,6	- 503,4	- 484,1
Réévaluation		83,8	84,1	89,5	90,4	86,9
BAR au 31/12/N		8 270,3	8 863,8	8 941,6	9 035,3	8 777,8
Immobilisations en cours (IEC)	1 034,6	705,0	887,7	402,0	384,5	594,8

\*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de GRTgaz de 2017 à 2020 :

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 13-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Amortissement des actifs en service	400,2	461,8	470,7	500,6	503,4	484,1
Rémunération des actifs en service	532,2	503,1	500,8	547,8	546,2	524,5
Rémunération des IEC	47,6	26,1	32,8	14,9	14,2	22,0
Rémunération des subventions	1,4	4,0	4,0	6,0	5,9	5,0
Couverture des coûts échoués	2,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Retraitement tarifaire	- 12,2	- 4,8	- 4,7	- 4,5	- 2,2	- 4,0
<b>Total des charges de capital normatives</b>	<b>971,1</b>	<b>993,4</b>	<b>1 006,9</b>	<b>1 068,1</b>	<b>1 070,8</b>	<b>1 034,8</b>
<i>dont CCN « hors réseaux »</i>		93,9	98,3	104,1	101,1	99,4

2.1.3.6.2 Trajectoire prévisionnelle des charges de capital de TIGF

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de TIGF de 2017 à 2020 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 13-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
BAR au 01/01/N	1 199,2	1 338,4	1 353,4	1 496,1	1 560,0	1 437,0
Mises en service*		69,7	199,7	123,5	64,2	114,3
Amortissement		- 68,0	- 71,9	- 75,1	- 78,4	- 73,4
Réévaluation		13,4	14,8	15,4	15,5	14,8
BAR au 31/12/N		1 353,4	1 496,1	1 560,0	1 561,1	1 492,7
Immobilisations en cours (IEC)	119,5	107,8	142,8	65,9	22,6	84,8

\*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de TIGF de 2017 à 2020 :

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 13-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Amortissement des actifs en service	58,7	68,0	71,9	75,1	78,4	73,4
Rémunération des actifs en service	90,3	85,8	86,5	96,6	99,9	92,2
Rémunération des IEC	5,5	4,0	5,3	2,4	0,8	3,1
Rémunération des subventions	0,8	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4
Couverture des coûts échoués	-	-	-	-	-	-
Retraitement tarifaire	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3
<b>Total des charges de capital normatives</b>	<b>155,0</b>	<b>158,7</b>	<b>164,9</b>	<b>175,3</b>	<b>180,4</b>	<b>169,8</b>
<i>dont CCN « hors réseaux »</i>		<i>18,9</i>	<i>21,7</i>	<i>20,7</i>	<i>22,4</i>	<i>20,9</i>

**2.1.3.6.3 Trajectoires des charges de capital « hors réseau » de GRTgaz et de TIGF**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors réseau » de GRTgaz de 2017 à 2020, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au paragraphe 1.3.1.2.2 :

GRTgaz, en M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
BAR au 01/01/N	356,7	354,4	361,3	371,5	361,0
Amortissement des actifs en service	73,1	77,4	82,9	79,8	78,3
Rémunération des actifs en service	19,0	18,8	19,1	19,7	19,1
Immobilisations en cours (IEC)	47,1	57,7	56,2	45,5	51,6
Rémunération des IEC	1,7	2,1	2,1	1,7	1,9
<b>Total des CCN « hors réseau »</b>	<b>93,9</b>	<b>98,3</b>	<b>104,1</b>	<b>101,1</b>	<b>99,4</b>

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors réseau » de TIGF de 2017 à 2020, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au paragraphe 1.3.1.2.2 :

TIGF, en M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
BAR au 01/01/N	72,9	79,5	80,3	82,2	78,7
Amortissement des actifs en service	14,6	17,2	16,1	17,9	16,4
Rémunération des actifs en service	3,9	4,2	4,2	4,3	4,2
Immobilisations en cours (IEC)	12,4	8,7	8,6	6,8	9,1
Rémunération des IEC	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
<b>Total des CCN « hors réseau »</b>	<b>18,9</b>	<b>21,7</b>	<b>20,7</b>	<b>22,4</b>	<b>20,9</b>

**2.1.4 Prise en compte du CRCP du tarif ATRT5**

Le solde du CRCP au 31 décembre 2016 sera apuré sur une période de quatre ans. Il est actualisé au taux d'intérêt de 2,7 %, correspondant au taux sans risque nominal (cf. paragraphe 2.1.3.1).

**2.1.4.1 GRTgaz**

Dans son dossier tarifaire de mars 2016, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2016 à 120,3 M€ en déduction des charges à couvrir. Dans son dossier tarifaire de juillet 2016, GRTgaz a réévalué le solde du CRCP au 31 décembre 2016 à 109,3 M€ en déduction des charges à couvrir.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2016 retenu par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de GRTgaz s'élève à 104,6 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. Cette valeur s'appuie sur les reliquats actualisés des CRCP antérieurs, l'écart actualisé entre le solde du CRCP réalisé pour 2015 et le solde du CRCP qui avait été estimé pour 2015 lors de la mise à jour du tarif ATRT5 au 1<sup>er</sup> avril 2016, ainsi que sur le solde actualisé du CRCP estimé pour 2016. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz provient de la correction des hypothèses sur les charges de capital et les recettes de souscriptions de capacités estimées pour l'année 2016.

## GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2016

GRTgaz	Montant en M€
Reliquats des CRCP antérieurs	-55,9
Ecart entre le CRCP estimé pour 2015 au 1 <sup>er</sup> avril 2016 et le CRCP réalisé pour 2015	-0,3
<b>Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2016</b>	<b>-48,3</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	15,8
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 50 %</i>	1,6
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	14,5
<i>dont charges de capital normatives</i>	-94,8
<i>dont charges d'énergie</i>	11,5
<i>dont contrat inter-opérateurs</i>	-1,4
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	-0,5
<i>dont qualité de service</i>	0,6
<i>dont couverture du décalage de la mise en service du terminal méthanier de Dunkerque</i>	4,4
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2016</b>	<b>-104,6</b>

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2016 sera apuré en quatre annuités constantes de -27,9 M€ sur la période ATRT6, venant en diminution du revenu autorisé. Le montant au titre des écarts de l'année 2016 est provisoire : la valeur définitive sera intégrée au CRCP lors de la mise à jour tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2018.

#### 2.1.4.2 TIGF

Dans son dossier tarifaire de mai 2016, TIGF a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2016 à 5,7 M€, qui viennent s'ajouter aux charges à couvrir. TIGF intègre dans sa demande une couverture rétroactive du décalage tarifaire de la période ATRT5, dont il évalue l'impact à 12,9 M€. Il propose la prise en compte de ce montant via le CRCP pour 2016.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2016 retenu par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de TIGF s'élève à 3,4 M€, en déduction des charges à couvrir. Cette valeur s'appuie sur les reliquats actualisés des CRCP antérieurs, l'écart actualisé entre le solde du CRCP réalisé pour 2015 et le solde du CRCP qui avait été estimé pour 2015 lors de la mise à jour du tarif ATRT5 au 1<sup>er</sup> avril 2016, ainsi que sur le solde actualisé du CRCP estimé pour 2016. L'écart par rapport à la demande de TIGF provient d'une part, de la non prise en compte de la demande de rattrapage du décalage tarifaire de la période ATRT5, et, d'autre part, de la correction des hypothèses sur les charges de capital et les recettes de souscriptions de capacités estimées pour l'année 2016.

## TIGF – CRCP au 31 décembre 2016

TIGF	Montant en M€
Reliquats des CRCP antérieurs	-5,5
Ecart entre le CRCP estimé pour 2015 au 1 <sup>er</sup> avril 2016 et le CRCP réalisé pour 2015	-0,3
<b>Écarts estimés sur les charges et les produits pour 2016</b>	<b>2,4</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	4,3
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 50 %</i>	-
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	-
<i>dont charges de capital normatives</i>	-5,0
<i>dont charges d'énergie</i>	0,9
<i>dont contrat inter-opérateurs</i>	1,7
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	-
<i>dont qualité de service</i>	0,5
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2016</b>	<b>-3,4</b>

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2016 sera apuré en quatre annuités constantes de 0,9 M€ sur la période ATRT6, venant en diminution du revenu autorisé. Le montant au titre des écarts de l'année 2016 est provisoire : la valeur définitive sera intégrée au CRCP lors de la mise à jour tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2018.

## 2.1.5 Reversement inter-opérateurs

Le reversement de TIGF à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos est déterminé sur la base du montant du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud reporté sur le terme de sortie au PIR Pirineos au moment de la création de la place de marché unique, appliqué aux souscriptions prévisionnelles sur ce point de sortie. C'est une recette pour GRTgaz et une charge pour TIGF. Ces montants seront couverts à 100 % par le mécanisme du CRCP, de manière à prendre en compte les souscriptions réalisées au PIR Pirineos dans le calcul définitif du montant reversé.

## Reversement inter-opérateurs

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Souscriptions prévisionnelles en sortie au PIR Pirineos (GWh/j/an)	149	149	149	149	149
<i>Dont annuelles/saisonnnières fermes</i>	148	148	148	148	148
<i>Dont trimestrielles fermes</i>	1	1	1	1	1
<i>Dont mensuelles fermes</i>	1	1	1	1	1
Montant reporté sur le terme de sortie au PIR Pirineos (€/MWh)	-	117,9	119,1	120,3	89,3
<b>GRTgaz – Recettes perçues (M€ courants)</b>	-	-3	-18	-18	-10
<b>TIGF – Charges versées (M€ courants)</b>	-	3	18	18	10

## 2.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020

Les revenus autorisés de GRTgaz et de TIGF pour la période 2017-2020 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 2.1.2) ;
- les charges de capital (cf. paragraphe 2.1.3) ;

- le flux financier de reversement inter-opérateurs, de TIGF vers GRTgaz, au titre du report d'une partie des recettes précédemment perçues à la liaison Nord-Sud sur la sortie Pirineos (cf. paragraphe 2.1.5) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2016 (cf. paragraphe 2.1.4).

**2.1.6.1 Revenu autorisé de GRTgaz sur la période tarifaire 2017-2020**

Le revenu autorisé de GRTgaz se décompose de la façon suivante :

**GRTgaz – Revenu autorisé prévisionnel**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Charges nettes d'exploitation *	719	764	777	791	804	<b>784</b>
Charges de capital normatives	1 142	993	1 007	1 068	1 071	<b>1 035</b>
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-20	-28	-28	-28	-28	<b>-28</b>
Revenu autorisé hors reversement	<b>1842</b>	<b>1729</b>	<b>1756</b>	<b>1831</b>	<b>1847</b>	<b>1791</b>
<i>Evolution</i>		-6,1 %	+1,5 %	+4,2 %	+0,9 %	<b>-1,1 %</b>
Reversement inter-opérateurs	-	-	<b>-3</b>	<b>-18</b>	<b>-18</b>	<b>-10</b>
Revenu autorisé	<b>1 842</b>	<b>1 729</b>	<b>1 753</b>	<b>1 813</b>	<b>1 829</b>	<b>1 781</b>
<i>Evolution</i>		-6,1 %	+1,4 %	+3,4 %	+0,9 %	<b>-1,3 %</b>

\* dans ce tableau, la trajectoire des charges nettes d'exploitation est lissée

**2.1.6.2 Revenu autorisé de TIGF sur la période tarifaire 2017-2020**

Le revenu autorisé de TIGF se décompose de la façon suivante :

**TIGF – Revenu autorisé prévisionnel**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Charges nettes d'exploitation *	71	76	78	79	81	<b>79</b>
Charges de capital normatives	177	159	165	175	180	<b>170</b>
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-1,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	<b>-0,9</b>
Revenu autorisé hors reversement	<b>246</b>	<b>234</b>	<b>242</b>	<b>254</b>	<b>261</b>	<b>248</b>
<i>Evolution</i>		-5,0 %	+3,3 %	+4,9 %	+2,7 %	<b>+0,2 %</b>
Reversement inter-opérateurs	-	-	3	18	18	<b>10</b>
Revenu autorisé	<b>246</b>	<b>234</b>	<b>245</b>	<b>272</b>	<b>279</b>	<b>257</b>
<i>Evolution</i>		-5,0 %	+4,6 %	+11 %	+2,6 %	<b>+1,7 %</b>

\* dans ce tableau, la trajectoire des charges nettes d'exploitation est lissée

**2.2 Hypothèses de souscriptions de capacités 2017-2020**

**2.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRT5**

**2.2.1.1 Evolution des souscriptions de GRTgaz**

Sur la période 2013-2016, le tarif ATRT5 prévoyait, hors conséquences de la disparition du PIR Midi au moment de la création de la TRS, une hausse moyenne des souscriptions de capacités sur le réseau de transport de +1,2 % par an.

La hausse constatée sur la période a été en réalité de +0,1 % par an en moyenne. GRTgaz explique principalement cet écart par :



- le retard dans la mise en service du terminal de Dunkerque LNG ;
- la tendance à la baisse des souscriptions aux PITS ;
- la baisse plus forte que prévue des souscriptions sur le réseau régional : les consommations clients industriels ont été en forte baisse. De même, le tarif prévoyait une hausse des souscriptions des CCCG, qui ont en réalité été en légère érosion ;
- la légère baisse des sorties vers la Suisse, alors que le tarif anticipait une hausse ;
- la baisse des revenus à la liaison Nord-Sud et sur les produits JTS et Market coupling, alors que le tarif anticipait une hausse.

### 2.2.1.2 Evolution des souscriptions de TIGF

Sur la période 2013-2016, le tarif ATRT5 prévoyait une hausse moyenne des souscriptions de capacités sur le réseau de transport de +2,5 % par an.

La hausse constatée sur la période a été en réalité de +2,3 % par an en moyenne. TIGF explique principalement cet écart par :

- des souscriptions en sortie au PIR Pirineos plus faibles que prévues par le tarif ;
- des souscriptions aux PITS en hausse sur la période, du fait d'évolutions de l'offre de stockage ;
- des souscriptions en baisse à partir de 2015 aux points de livraison sur le réseau régional.

## 2.2.2 Trajectoires retenues pour le tarif ATRT6

GRTgaz et TIGF ont établi des trajectoires de souscriptions prévisionnelles pour la période ATRT6. Celles-ci tiennent compte, d'une part, des souscriptions de capacités qu'ils ont en portefeuille et, d'autre part, de leurs hypothèses quant à l'évolution de la consommation de gaz naturel à horizon 2020 et quant à de nouvelles souscriptions de capacités aux différents points du réseau au cours de la période ATRT6. La CRE a analysé les trajectoires transmises par les GRT et procédé aux ajustements qu'elle a jugés nécessaires, présentés ci-après.

### 2.2.2.1 Trajectoire de souscriptions de capacités de GRTgaz

GRTgaz a proposé deux trajectoires dans son dossier tarifaire : le scénario dit « de référence » et le scénario dit « optimiste ». Les hypothèses de souscriptions proposées par GRTgaz pour la période ATRT6 sont les suivantes :

- Dans le scénario dit « de référence » :

GRTgaz, Hypothèses de souscriptions (GWh/j)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 16-20
Evolution réseau principal	-2,2 %	-2,4 %	-7,7 %	-2,1 %	<b>-3,3 %</b>
Evolution réseau régional	-1,5 %	-1,3 %	-2,2 %	-1,5 %	<b>-1,6 %</b>
Evolution Total souscriptions	-1,8 %	-1,8 %	-4,9 %	-1,8 %	<b>-2,4 %</b>

- Dans le scénario dit « optimiste » :

GRTgaz, Hypothèses de souscriptions (GWh/j)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 16-20
Evolution réseau principal	-1,4 %	-1,7 %	-7,5 %	-0,4 %	<b>-2,6 %</b>
Evolution réseau régional	-1,2 %	-0,8 %	-1,3 %	+0,3 %	<b>-1,0 %</b>
Evolution Total souscriptions	-1,3 %	-1,3 %	-4,4 %	0,0 %	<b>-1,8 %</b>

La baisse significative des souscriptions sur le réseau principal entre 2018 et 2019 est liée à la disparition de la liaison Nord-Sud au moment de la création de la place de marché unique.

- Réseau principal

Les souscriptions retenues par la CRE pour le réseau principal pour le tarif ATRT6 correspondent au scénario dit « optimiste », qui est plus conforme aux tendances historiques observées et aux retombées positives liées au projet GRTgaz 2020, proposé par GRTgaz, à l'exception :

- des souscriptions interruptibles et restituables au PIR Dunkerque : le scénario « optimiste » de GRTgaz intègre des hypothèses de souscriptions de capacités interruptibles et restituables. A date, cette hypothèse s'inscrit en rupture avec les évolutions constatées sur les derniers mois (seules les souscriptions prévisionnelles annuelles fermes sont retenues sur ce PIR) ;
- des sorties vers le réseau régional, qui doivent être cohérentes avec les hypothèses de souscriptions du réseau régional, indiquées ci-après.

- Réseau régional

Sur le réseau régional, la CRE a retenu les hypothèses du scénario dit « optimiste », à l'exception :

- des souscriptions industrielles et des souscriptions aux PITD : la CRE a retenu les trajectoires de référence du plan décennal de développement publié par les GRT fin 2016. Ce niveau se situe entre les deux scénarios soumis par GRTgaz dans le cadre de sa demande tarifaire ;
- des souscriptions des CCCG : au vu de la reprise de l'activité des CCCG constatée depuis la fin de l'année 2015, et de la mise en service de la centrale de Bouchain, la CRE ne retient pas d'hypothèse de mise sous cocon de deux centrales, et reconduit le niveau des souscriptions réalisées en 2016. Elle retient, comme proposé par GRTgaz, une hypothèse de mise en service de la centrale de Landivisiau en début d'année 2020.

En conséquence, la trajectoire prévisionnelle de souscriptions retenues pour le tarif ATRT6 est la suivante :

GRTgaz, Hypothèses de souscriptions (GWh/j)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 16-20
Evolution réseau principal (hors effets liés à la suppression de la liaison N-S) <sup>45</sup>	-1,4 % (-1,4 %)	-1,6 % (-0,6 %)	-7,3 % (-0,7 %)	-0,6 % (-0,6 %)	<b>-2,6 %</b> <b>(-0,9 %)</b>
Evolution réseau régional	-1,2 %	-0,6 %	-0,7 %	-0,1 %	<b>-0,8 %</b>
Evolution Total souscriptions (hors effets liés à la suppression de la liaison N-S) <sup>41</sup>	-1,3 % (-1,3 %)	-1,1 % (-0,6 %)	-3,9 % (-0,7 %)	-0,4 % (-0,3 %)	<b>-1,7 %</b> <b>(-0,9 %)</b>

#### 2.2.2.2 Trajectoire de souscriptions de capacités de TIGF

Les hypothèses de souscriptions proposées par TIGF pour la période ATRT6 sont les suivantes :

TIGF, Hypothèses de souscriptions (GWh/j)	2017	2018	2019	2020	Moyenne 16-20
Evolution réseau principal	-0,1 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	<b>-0,1 %</b>
Evolution réseau régional	-2,9 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	<b>-1,1 %</b>
Evolution Total souscriptions	-1,3 %	-0,1 %	0,0 %	0,0 %	<b>-0,5 %</b>

- Réseau principal

TIGF prévoit une légère baisse des souscriptions en sortie au PIR Pirineos en 2017 et 2018 et n'anticipe pas de souscriptions supplémentaires, par rapport à 2016. Il prévoit d'autre part une stabilité des souscriptions aux PITS entre 2017 et 2020.

- Réseau régional

TIGF prévoit, pour 2017, un niveau de souscriptions sur le réseau régional inférieur de 2,9 % au niveau prévisionnel qui avait été retenu par la CRE pour 2016 lors de la mise à jour du tarif ATRT5 au 1<sup>er</sup> avril 2016. Les prévisions qui avaient été retenues au moment de l'élaboration de la mise à jour tarifaire n'ont pas été réalisées. TIGF propose de reconduire le niveau de souscription réalisé pour les mois allant de février 2015 à janvier 2016. Ce niveau reste stable entre 2017 et 2020.

<sup>45</sup> L'évolution est retraitée de la disparition de la liaison Nord-Sud et des produits *Market Coupling* et JTS

La CRE retient, pour leur majorité, les hypothèses de TIGF, qu'elle juge raisonnables. Pour prendre en compte l'amélioration de la liquidité du marché dans le cadre de la création de la place de marché unique, elle corrige légèrement à la hausse, en cohérence avec les hypothèses retenues pour GRTgaz, les prévisions de TIGF concernant les échanges au PEG entre 2017 et 2020.

### 2.3 Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2017 et trajectoire prévisionnelle du tarif ATRT6 pour la période 2018-2020

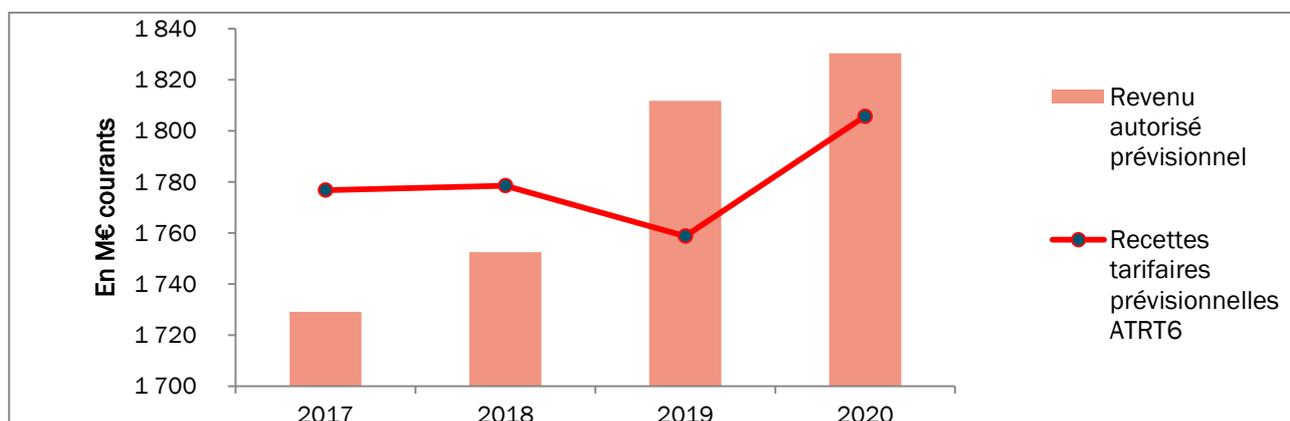
#### 2.3.1 Trajectoire d'évolution du tarif de GRTgaz

La grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> avril 2017 est définie dans la partie 3 de la présente délibération. Elle correspond à une baisse moyenne du tarif unitaire de -3,1 % (-4,3 % après retraitement du transfert de charges 3R) par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur, hors effets de structure et reversement inter-opérateurs.

Hors évolution des paramètres pris en compte lors des mises à jour annuelles, la grille tarifaire de GRTgaz évoluera de -0,4 % par an en moyenne (-0,8 % par an après retraitement du transfert de charges 3R) sur la période ATRT6, hors effets de structure et reversement inter-opérateurs.

L'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2017, ainsi que les évolutions annuelles de la grille tarifaire sur les années 2018 à 2020 sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire du tarif ATRT6 aux hypothèses de souscriptions de capacités soient égales, en valeur actualisée de 2017 à 2020, au revenu autorisé total sur la période.

#### Revenu autorisé et recettes tarifaires prévisionnelles



Compte tenu de l'équilibre entre recettes et revenu autorisé sur la période 2017-2020 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0.

Ainsi, pour la période du tarif ATRT6, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

#### Revenu autorisé et recettes tarifaires prévisionnelles

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	1 729	1 753	1 813	1 829	6 664
Recettes tarifaires prévisionnelles utilisées pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	1 777	1 780	1 759	1 805	6 664
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	-48	-26	54	24	0

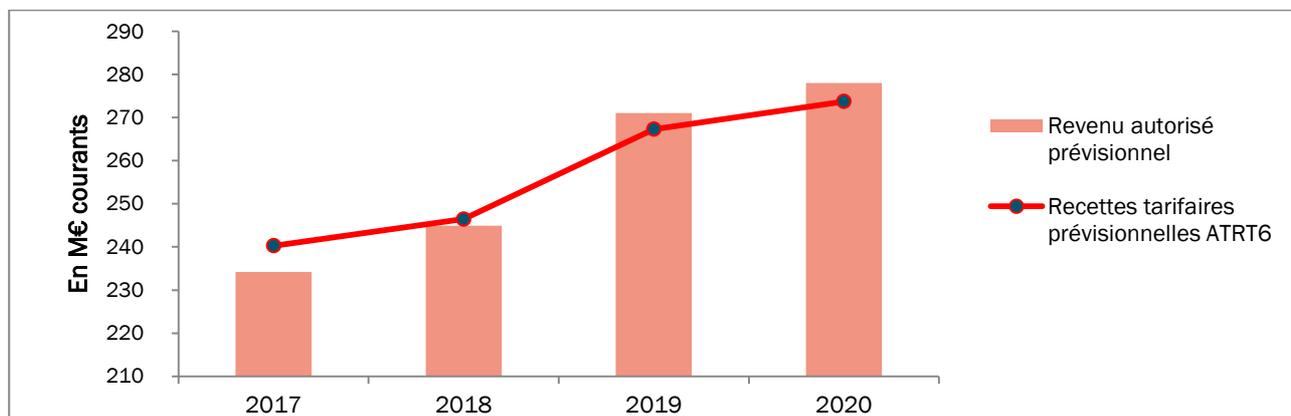
#### 2.3.2 Trajectoire d'évolution du tarif de TIGF

La grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> avril 2017 est définie dans la partie 3 de la présente délibération. Elle correspond à une baisse moyenne du tarif unitaire de -2,2 % (-4,3 % après retraitement du transfert de charges de maintenance des postes et branchements) par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur, hors effets de structure et reversement inter-opérateurs.

Hors évolution des paramètres pris en compte lors des mises à jour annuelles, la grille tarifaire de TIGF évoluera de +0,8 % par an (+0,1 % par an après retraitement du transfert de charges de maintenance des postes et branchements) en moyenne sur la période ATRT6, hors effets de structure et reversement inter-opérateurs.

L'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2017, ainsi que les évolutions annuelles de la grille tarifaire sur les années 2018 à 2020 sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire du tarif ATRT6 aux hypothèses de souscriptions de capacités soient égales, en valeur actualisée de 2017 à 2020, au revenu autorisé total sur la période.

**Revenu autorisé et recettes tarifaires prévisionnelles**



Compte tenu de l'équilibre entre recettes et revenu autorisé sur la période 2017-2020 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0.

Ainsi, pour la période du tarif ATRT6, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

**Revenu autorisé et recettes tarifaires prévisionnelles**

TIGF, en M€ courants	2017	2018	2019	2020	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	234	245	272	279	961
Recettes tarifaires prévisionnelles utilisées pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	239	246	268	276	961
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	-5	-1	4	3	0



### **3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET DE TIGF, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017**

#### **3.1 Règles tarifaires**

##### **3.1.1 Définitions**

###### **Point d'Interconnexion des Réseaux (PIR) :**

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

###### **Point d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR) :**

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

###### **Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM) :**

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

###### **Point d'Interface Transport Stockage (PITS) :**

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

###### **Point d'Interface Transport Production (PITP) :**

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

###### **Point d'Interface Transport Distribution (PITD) :**

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

**TCE** : terme de capacité d'entrée sur le réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière aux points d'entrée du réseau principal à partir d'un PIR ou d'un PITTM ;

**TCES** : terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir des stockages, applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal en provenance d'un PITS ;

**TCST** : terme de capacité de sortie aux points d'interconnexion des réseaux de transport, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie vers un point d'interconnexion des réseaux (PIR) ;

**TCS** : terme de capacité de sortie du réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie du réseau principal, sauf vers un PITS ou un PIR ;

**TCSS** : terme de capacité de sortie du réseau principal vers les stockages, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie du réseau principal vers un PITS ;

**TP** : terme de proximité, applicable aux quantités de gaz injectées en un point d'entrée du réseau de transport et soutirées dans une zone de sortie à proximité immédiate de ce point ;

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

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

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

###### **Capacité ferme :**

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

###### **Capacité ferme climatique :**

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

**Capacité à rebours :**

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

**Capacité interruptible :**

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

**Capacité restituable :**

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

**Expéditeur :**

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

### 3.1.2 Souscription de capacités

#### 3.1.2.1 Souscription de capacités aux PIR aux enchères

Les capacités d'acheminement journalières aux points d'interconnexion réseau (PIR) de Taisnières B, Taisnières H, Obergailbach, Oltingue, PIRINEOS et Alveringem peuvent être souscrites aux enchères via la plateforme de commercialisation de capacités PRISMA. Ces capacités sont commercialisées selon les modalités prévues par le règlement (UE) n° 984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les réseaux de transport de gaz dit « Code de réseau CAM ». Les détails des procédures d'enchères et des produits proposés sont publiés par GRTgaz et TIGF sur leurs sites internet respectifs ou sur la plateforme d'enchère PRISMA.

A titre indicatif, sont disponibles des produits de capacités d'acheminement journalières fermes, interruptibles et à rebours sur les durées annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et infra-journalières.

Le prix de réserve des enchères est égal au prix fixé par le présent tarif.

La contractualisation et la facturation pour les points d'interconnexion réseau (PIR) de Taisnières B, Taisnières H, Obergailbach, Oltingue et Alveringem sont réalisées par GRTgaz.

La contractualisation et la facturation pour le point d'interconnexion réseau (PIR) de PIRINEOS sont réalisées par TIGF.

#### 3.1.2.2 Souscription de capacités aux PIR Dunkerque et Jura

Les souscriptions de capacités journalières au PIR Dunkerque au PIR Jura font l'objet de mécanismes de commercialisation particuliers définis selon des règles rendues publiques sur le site internet de GRTgaz.

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

Pour tout expéditeur ayant souscrit plus de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables au PIR Dunkerque, une fraction de 20 % de la part de sa souscription au-delà de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables en ce point est convertie en capacité restituable.

#### 3.1.2.3 Souscription de capacités aux PITS

Le GRT alloue automatiquement à l'expéditeur aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS) des capacités de sortie et d'entrée correspondant aux capacités nominales d'injection et de soutirage que l'expéditeur détient sur un groupement de stockages, dans la limite des capacités du réseau.

#### 3.1.2.4 Souscription de capacités aux PITTM

La détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants. Dans le cas spécifique du terminal de Dunkerque LNG, du fait de la présence d'un double exutoire, cette obligation porte sur la somme des capacités réservées sur le réseau de GRTgaz au PITTM de Dunkerque et des capacités réservées depuis le terminal vers la Belgique.

Au PITTM de Dunkerque, les capacités fermes d'entrée sur le réseau de GRTgaz sont réservées par l'expéditeur sous la forme de bandeaux annuels, sur une période représentant un nombre entier d'années, ou sous la forme de bandeaux d'une durée supérieure ou égale 10 jours.

Aux PITTM de Montoir et de Fos, tout expéditeur ayant souscrit des capacités auprès des gestionnaires de termi-

naux méthaniers se voit attribuer par le GRT une capacité d'entrée journalière ferme, pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes :

- dans le cas de souscriptions de capacités de regazéification pluriannuelles, le niveau de capacité d'entrée journalière ferme attribué correspond à une quote-part de la capacité journalière ferme totale d'entrée au PITTM. Cette quote-part est déterminé par le ratio :
  - de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau des terminaux ;
  - sur la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Montoir pour le PITTM Montoir ou la somme de la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Fos Cavaou et de la capacité souscrite ferme totale annuelle de regazéification du terminal de Fos Tonkin pour le PITTM Fos ;
- dans le cas de souscriptions de capacité de regazéification pour une durée inférieure à un an, l'expéditeur se voit attribuer un bandeau de capacité ferme d'entrée sur la période de sa souscription, d'une durée minimale de 10 jours. Le niveau de capacité attribué correspond à la quantité de capacité de regazéification souscrite, exprimé en GWh, divisé par la durée de souscription associée, exprimée en jours.

Au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières de chaque jour du mois précédent. Si elles excèdent, pour un jour donné, la capacité détenue par l'expéditeur, il facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire, au tarif de la capacité quotidienne, égale à la différence positive entre l'émission journalière et la capacité attribué par l'expéditeur.

Comme établi dans la présente délibération tarifaire au paragraphe 3.1.4, les expéditeurs ont la possibilité de céder leurs capacités aux PITTM.

### **3.1.2.5 Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional**

La réservation des capacités de livraison aux points de livraison et aux Points d'Interconnexion Réseau Régional (PIRR), des capacités d'acheminement sur le réseau régional et des capacités en sortie du réseau principal s'effectue auprès des GRT selon les modalités publiées par les GRT.

Les capacités fermes de livraison aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) sont allouées automatiquement par les GRT. Ces capacités sont calculées par les GRT, sur la base de données transmises par le gestionnaire de réseau de distribution publique de gaz. La méthode de calcul des capacités de livraison normalisée est établie, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendue publique.

L'expéditeur se voit attribuer une capacité de sortie du réseau principal et une capacité d'acheminement sur le réseau régional égales, pour chaque point de livraison et pour chaque PIRR, à la capacité de livraison en ce point.

### **3.1.2.6 Souscription de capacités à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz**

Les capacités d'acheminement journalières à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz peuvent être souscrites dans le sens Sud vers Nord comme dans le sens Nord vers Sud. Les règles de commercialisation de ces capacités ont été précisées dans la délibération de la CRE du 3 février 2016<sup>46</sup>.

A titre indicatif, sont disponibles :

- des produits de capacités d'acheminement journalières fermes sur les durées annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et infra-journalières ;
- des produits de capacités d'acheminement journalières interruptibles sur les durées annuelles uniquement.

Les produits sur les durées annuelles, trimestrielles et mensuelles peuvent être souscrits aux enchères via la plateforme de commercialisation de capacités PRISMA.

Les produits quotidiens et infra-journaliers sont accessibles par différents moyens :

- les capacités journalières sont intégrées au couplage de marché et commercialisées en enchères implicites sur Pownext ;
- le service JTS est commercialisé aux enchères sous Prisma en J-1 pour J, uniquement dans le sens Nord vers Sud ;

<sup>46</sup> Délibération de la CRE du 3 février 2016 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

- les capacités restant invendues sont commercialisées en Use-it-or-Buy-It (UBI), sur la plateforme TRANS@ctions de GRTgaz. Les modalités des procédures d'enchères et les caractéristiques des produits proposés sont publiées par GRTgaz sur son site internet.

La contractualisation et la facturation sont réalisées par GRTgaz.

### **3.1.3 Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité**

#### **3.1.3.1 Rappel sur le calcul des montants unitaires applicables du 1<sup>er</sup> octobre 2016 au 30 septembre 2017**

Les montants unitaires de redistribution sont calculés jusqu'au 30 septembre 2017 selon les modalités prévues par la délibération de la CRE du 10 décembre 2015<sup>47</sup>.

#### **3.1.3.2 Excédents de recettes d'enchères**

Le prix payé par un expéditeur ayant obtenu des capacités lors d'enchères est égal à la somme de la prime d'enchère et du tarif régulé en vigueur au moment de l'utilisation de la capacité.

Les excédents de recettes liés aux enchères de capacité sont égaux à la prime d'enchère, en €/MWh/j, multipliée par la capacité vendue, en MWh/j.

Les excédents perçus :

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

#### **3.1.3.3 Calcul des montants unitaires applicables du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018**

##### **3.1.3.3.1 Principes généraux**

Les excédents de recettes liés aux enchères de capacité intégreront, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2017 :

- les excédents de recettes des enchères au titre des enchères de capacités annuelles et trimestrielles pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018 ;
- les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017 ;
- les écarts de redistribution du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017.

Le montant unitaire de redistribution est égal au quotient de l'excédent de recettes à redistribuer par la valeur de référence des quantités éligibles à la redistribution.

Pour chaque expéditeur, le montant de la redistribution, effectuée par chaque GRT, est égal au montant unitaire de redistribution multiplié par les quantités éligibles à la redistribution pour la période concernée.

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

- le volume total consommé par ce site pour la période considérée ;
- par le quotient de la capacité obtenue lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités par le site concerné ou son mandataire et de la moyenne des capacités totales de livraison souscrites en 2012 et en 2013 pour le site auprès de l'opérateur auquel il est raccordé (GRTgaz ou GRD). Dans le cas où le site est raccordé à un réseau de distribution, le GRD concerné transmettra à GRTgaz les volumes consommés par le site raccordé à son réseau.

Si le site gazo-intensif est raccordé en aval d'un autre site directement raccordé au réseau de GRTgaz ou d'un GRD, les volumes exclus de la redistribution sont calculés en multipliant :

<sup>47</sup> Délibération de la CRE du 10 décembre 2015 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1<sup>er</sup> avril 2016

- le volume total mesuré par GRTgaz au point de comptage du site directement raccordé au réseau ;
- par le quotient de la capacité obtenue lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités par l'expéditeur pour le site gazo-intensif en aval du site raccordé et de la moyenne des capacités totales de livraison souscrites en 2012 et en 2013 pour le site directement raccordé au réseau. Dans le cas où le site gazo-intensif est en aval d'un site raccordé à un réseau de distribution, le GRD concerné transmettra à GRTgaz les volumes consommés par le site raccordé à son réseau.

Les capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités sont de deux types : ferme ou interruptible. Afin de tenir compte de la nature de la capacité, le calcul des volumes exclus du périmètre de la redistribution prendra en compte une capacité égale à :

- 100 % de la capacité ferme obtenue ;
- 50 % de la capacité interruptible obtenue.

#### **3.1.3.3.2 Calcul des montants unitaires annuels de redistribution pour les excédents d'enchères du produit annuel du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018**

Le montant unitaire de redistribution au titre du produit annuel entre le 1<sup>er</sup> octobre 2017 et le 30 septembre 2018 est égal au quotient de :

- l'excédent de recettes des enchères de capacités annuelles ;
- par la consommation constatée de la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2016 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF.

#### **3.1.3.3.3 Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits trimestriels du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018**

Pour chaque trimestre, le montant unitaire de redistribution au titre des produits trimestriels entre le 1<sup>er</sup> octobre 2017 et le 30 septembre 2018 est égal au quotient de :

- l'excédent de recettes des enchères de capacités trimestrielles pour le trimestre considéré ;
- par la consommation constatée de la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) du trimestre correspondant de l'année calendaire 2016 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF.

#### **3.1.3.3.4 Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits mensuels et quotidiens du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017**

Pour chaque trimestre, le montant unitaire de redistribution entre le 1<sup>er</sup> octobre 2017 et le 30 septembre 2018 pour les produits mensuels et quotidiens est égal au quotient de :

- l'excédent de recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes pour le trimestre correspondant entre le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et le 30 juin 2017 ;
- par la consommation constatée de la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) sur le trimestre correspondant de l'année calendaire 2016 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF.

#### **3.1.3.3.5 Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution au titre des écarts de redistribution constatés du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017**

Pour chaque trimestre, le montant unitaire trimestriel de redistribution entre le 1<sup>er</sup> octobre 2017 et le 30 septembre 2018 au titre des écarts de redistribution est égal au quotient :

- des écarts positifs ou négatifs entre :
  - les montants prévisionnels de redistribution au titre des capacités annuelles et trimestrielles pour le trimestre correspondant entre le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et le 30 septembre 2017 ;

et

- les montants effectivement redistribués pour le trimestre correspondant entre le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et le 30 juin 2017 au titre des capacités annuelles et trimestrielles ;
- par la consommation réalisée sur la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) sur le trimestre correspondant de l'année calendaire 2016 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF.

#### **3.1.3.4 Publication des montants unitaires de redistribution du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018**

Les montants unitaires de redistribution du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018 seront calculés par chaque GRT, communiqués à la CRE avant le 30 août 2017, et publiés par les GRT avant le 15 septembre 2017 sauf opposition de la CRE.

Pour chaque trimestre, le montant unitaire total de redistribution est égal à la somme :

- du montant unitaire annuel de redistribution pour les excédents d'enchères du produit annuel du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution pour les excédents d'enchères du produit trimestriel du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution pour les excédents d'enchères des produits mensuels et quotidiens du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution au titre des écarts de redistribution constatés du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017.

#### **3.1.3.5 Modalités de redistribution des excédents de recettes d'enchères**

La redistribution sera réalisée une fois par trimestre au plus tard sur la facture d'acheminement du premier mois du trimestre suivant.

Pour chaque expéditeur, la redistribution sera calculée par chaque GRT en multipliant le montant unitaire total de redistribution pour le trimestre considéré par les volumes qui lui sont alloués par le GRT aux points de consommation, minorés des volumes exclus au titre de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs dans le cas de la liaison Nord vers Sud.

Dans le cas de la liaison Nord vers Sud, pour chaque expéditeur livrant un site gazo-intensif ayant obtenu, directement ou par un mandataire, des capacités lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs, les volumes exclus de la redistribution sont calculés en multipliant :

- le volume total consommé par ce site sur le trimestre considéré ;
- par le quotient de :
  - la somme de la capacité ferme et de la moitié de la capacité interruptible obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs pour le site concerné ;
  - par la capacité moyenne de livraison souscrite pour le site sur les années 2012 et 2013.

#### **3.1.4 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF**

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

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

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

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

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

### 3.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de GRTgaz et de TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2017

#### 3.2.1 Revenus autorisés à percevoir par le tarif de transport

Les tarifs et les évolutions tarifaires prévisionnelles sont fixés, en fonction d'hypothèses de niveau de souscriptions de capacités, de manière à couvrir les revenus autorisés de chacun des GRT. Le revenu autorisé 2017 et les revenus autorisés prévisionnels 2018-2020 sont indiqués dans les tableaux suivants :

- GRTgaz :

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation *	764	777	791	804
Charges de capital normatives	993	1 007	1 068	1 071
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-28	-28	-28	-28
Reversement inter-opérateurs	-	-3	-18	-18
Revenu autorisé	<b>1 729</b>	<b>1 753</b>	<b>1 813</b>	<b>1 829</b>
<i>Evolution</i>	-6,1 %	+1,4 %	+3,4 %	+0,9 %

\* Sur la base d'une prévision d'IPC à 1 %

- TIGF :

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
Charges nettes d'exploitation *	76	78	79	81
Charges de capital normatives	159	165	175	180
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9
Reversement inter-opérateurs	-	3	18	18
Revenu autorisé	<b>234</b>	<b>245</b>	<b>272</b>	<b>279</b>
<i>Evolution</i>	-5,0 %	+4,6 %	+11 %	+2,6 %

\* Sur la base d'une prévision d'IPC à 1 %

#### 3.2.2 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison

##### 3.2.2.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Les tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière sont définis dans les tableaux ci-après. Lors de la commercialisation aux enchères, les prix de réserve des enchères sont égaux à ces tarifs.

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an)	TCE (coefficient sur terme ferme)
		<i>Annuel ferme</i>	<i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	79,57	50 %
Taisnières H	GRTgaz - Nord	102,30	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz - Nord	102,30	Sans objet
Obergailbach	GRTgaz - Nord	102,30	50 %
Pirineos	TIGF	102,30	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Alveringem	GRTgaz - Nord	40,32	Sans objet
Oltingue	GRTgaz - Nord	396,64	75 %
Jura	GRTgaz - Sud	94,07	75 %
PIRINEOS	TIGF	494,22	75 %

- Termes de capacité d'entrée à rebours

Entrée à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme de sortie <i>Annuel à rebours</i>
Alveringem	GRTgaz - Nord	125 %
Oltingue	GRTgaz - Nord	20 %
Jura	GRTgaz - Sud	20 %

- Termes de capacité de sortie à rebours

Sortie à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme d'entrée <i>Annuel à rebours</i>
Taisnières H	GRTgaz - Nord	20 %
Obergailbach	GRTgaz - Nord	20 %

- Capacités restituables

Le prix d'une capacité annuelle restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

### 3.2.2.2 Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Souscriptions fermes</i>
Dunkerque GNL	GRTgaz - Nord	96,62
Montoir	GRTgaz - Nord	96,62
Fos	GRTgaz - Sud	96,62

### 3.2.2.3 Tarification de la liaison entre les zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz

- Termes de capacité de liaison entre zones d'équilibrage (TCLZ)

Liaison	Sens de la liaison	TCLZ (€/MWh/jour par an)	TCLZ (coefficient sur terme ferme)
		<i>Annuel ferme</i>	<i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz Nord/Sud	Nord vers Sud	208,04	50 %
	Sud vers Nord	50,00	50 %

### 3.2.2.4 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

- Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages (TCES et TCSS)

PITS	Zone d'équilibrage	Type de capacité	Entrée - TCES	Sortie - TCSS
			(€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	(€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>
Nord-Ouest	GRTgaz - Nord	Ferme climatique	8,92	20,84
Nord-Est	GRTgaz - Nord	Ferme climatique	8,92	20,84
Nord B	GRTgaz - Nord B	Ferme climatique	8,92	20,84
Nord Atlantique	GRTgaz - Nord	Partiellement interruptible	6,24	14,59
Sud Atlantique	GRTgaz - Sud	Partiellement interruptible	6,24	14,59
Sud-Est	GRTgaz - Sud	Ferme climatique	8,92	20,84
Sud-Ouest	TIGF	Ferme climatique	8,92	20,84

### 3.2.2.5 Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison

- Termes de capacité de sortie du réseau principal

Sortie depuis	TCS (€/MWh/jour par an)	TCS (coefficient sur terme ferme)
	<i>Annuel ferme</i>	<i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	89,44	50 %
TIGF	89,44	50 %

### 3.2.2.6 Tarification de l'acheminement sur le réseau régional

- Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)

Réseau régional	TCR (€/MWh/jour par an)	TCR (coefficient sur terme ferme)
	<i>Annuel ferme</i>	<i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	74,30 x NTR	50 %
TIGF	71,84 x NTR	50 %

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional (TCR) est le produit d'un terme unitaire fixé et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré.

La liste des points de livraison sur le réseau de GRTgaz et TIGF, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe 3 du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, GRTgaz ou TIGF calculent la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur leurs sites internet respectifs.

- Termes de de capacité de livraison (TCL)

Réseau de transport	Type de point de livraison	TCL (€/MWh/jour par an) Annuel ferme	TCL (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible
GRTgaz	Consommateur final raccordé au réseau de transport	29,57	50 %
	Consommateur final fortement modulé <sup>48</sup> raccordé au réseau de transport	30,91	50 %
	PIRR	37,96	Sans objet
	PITD	43,65	Sans objet
TIGF	Consommateur final raccordé au réseau de transport	26,03	50 %
	PITD	47,04	Sans objet

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

Le tarif de livraison au PITD inclut, à partir du 1<sup>er</sup> avril 2017, pour GRTgaz, les charges relatives aux opérations de réparation, renouvellement et remplacement (dites « opérations 3R ») des équipements des postes de livraison, et pour TIGF les charges d'exploitation, maintenance, réparation des postes et branchements ainsi que le renouvellement à l'identique des postes.

- Termes fixes par poste de livraison

Les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR s'acquittent d'un terme fixe par poste de livraison :

Terme fixe par poste	€/poste par an
GRTgaz	5 705,77
TIGF	2 879,23

### 3.2.3 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année

#### 3.2.3.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Trimestrielle	En cas de congestion	1/4 du terme annuel
	Sans congestion	1/3 du terme annuel
Mensuelle	En cas de congestion	1/12 du terme annuel
	Sans congestion	1/8 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel
Infra-journalière	Sans objet	Prorata du terme quotidien au nombre d'heures restantes

<sup>48</sup> Consommateurs présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement (voir paragraphe 17)  
79/101

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

**3.2.3.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)**

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

**3.2.3.3 A la liaison entre les zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz**

- Sens : Nord vers Sud

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Trimestrielle	Sans objet	1/4 du terme annuel
Mensuelle	Sans objet	1/12 du terme annuel
Quotidienne	Commercialisation via le « <i>market coupling</i> »	sans prix de réserve
	Autres	1/30 du terme mensuel

- Sens : Sud vers Nord

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Trimestrielle	En cas de congestion	1/4 du terme annuel
	Sans congestion	1/3 du terme annuel
Mensuelle	En cas de congestion	1/12 du terme annuel
	Sans congestion	1/8 du terme annuel
Quotidienne	Commercialisation via le « <i>market coupling</i> »	sans prix de réserve
	Autres	1/30 du terme mensuel

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

**3.2.3.4 Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)**

Capacité	Coefficient
Trimestrielle	1/3 du terme annuel
Mensuelle	1/8 du terme annuel
Quotidienne	1/240 du terme annuel

**3.2.3.5 En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison**

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Janvier - Février	8/12 du terme annuel
	Décembre	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel

- Souscription de capacités horaires de livraison

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

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

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

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

Avec :

*C<sub>max</sub>* : Capacité horaire de livraison demandée par l'expéditeur ;

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

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

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

**3.2.4 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz**

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de GRTgaz à partir des Points d'Interface Transport Production (PITP) sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure ou égale à 5 GWh/j, le terme applicable est de 9,40 €/MWh/jour par an ;
- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est supérieure à 5 GWh/j, la définition du terme applicable fait l'objet d'une étude et d'une décision spécifique ;
- pour les PITP concernant les installations produisant du biométhane dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure ou égale à 5 GWh/j, le terme applicable est égal à 0.

**3.2.5 Tarification des points notionnels d'échange de gaz**

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, deux points notionnels d'échange de gaz (PEG) offrent la possibilité aux expéditeurs d'échanger des quantités de gaz :

- le PEG Nord, relatif à la zone d'équilibrage Nord de GRTgaz ;
- la TRS (*Trading Region South*), relative à la zone de marché (« *trading region* ») formée des zones d'équilibrage Sud de GRTgaz et TIGF.

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

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

- un terme fixe annuel, égal à 6 000 € par point d'échange ;



- un terme proportionnel aux quantités échangées égal à 0,01 €/MWh.

Lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement avec GRTgaz, il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG Nord et à la TRS auprès de GRTgaz.

Lorsqu'un expéditeur a signé des contrats d'acheminement avec GRTgaz et TIGF, il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG Nord et à la TRS auprès de GRTgaz.

Lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement uniquement auprès de TIGF, il s'acquitte du tarif d'accès à la TRS auprès de TIGF.

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

### **3.2.6 Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés**

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

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

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

Le service de flexibilité intra-journalière n'est pas facturé.

### **3.2.7 Offres d'acheminement interruptibles à préavis court**

#### **3.2.7.1 Offre d'acheminement interruptible à préavis court de GRTgaz**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- de l'acheminement interruptible sur réseau régional ;

- du terme de proximité pour les clients situés dans les zones de sortie « Région Dunkerque », « Région Taisnières H », « Région Obergailbach » ;
- de l'offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud.

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

### 3.2.7.2 Offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud

Une offre optionnelle d'acheminement interruptible est proposée, à titre transitoire jusqu'à la création d'une place de marché unique en France, pour les clients fortement modulés raccordés au réseau de la zone Sud de GRTgaz dont la souscription annuelle de capacité journalière de livraison est supérieure à 10 GWh/j.

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 %.

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

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

- 50 % du terme de capacité de sortie du réseau principal ;
- 25 % du tarif régulé à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud.

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

- de l'acheminement interruptible sur réseau régional ;
- de l'offre d'acheminement interruptible à préavis court.

### 3.2.8 Terme de proximité

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

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

Zone d'équilibrage	Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
GRTgaz – Nord B	Taisnières B	Région Taisnières B	0,17
GRTgaz - Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,22
GRTgaz - Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,22
GRTgaz - Nord	Obergailbach	Région Obergailbach	0,22

### 3.2.9 Conversion de qualité du gaz

#### 3.2.9.1 Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B

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

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

	Terme de capacité (€/MWh/jour par an)	Terme de quantité (€/MWh)
Service « pointe »	161,60	0,02

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

**3.2.9.2 Service de conversion de gaz B en gaz H**

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

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

- pour l'offre annuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription annuelle de capacité égal à 22,72 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,84 €/MWh/jour par mois ;
- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,19 €/MWh/jour par jour.

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

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

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

**3.2.9.3 Tarif de conversion contractuelle a posteriori B vers H**

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

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

Ce tarif ne s'applique pas aux déséquilibres de gaz B imputables à une révision des nominations par suite d'une demande de GRTgaz telle que décrite au paragraphe 3.2.9.4 ci-dessous.

Le niveau de ce tarif est fixé à 1,05 €/MWh après application du niveau de tolérance suivant :

Capacités de livraison souscrites sur le réseau de gaz B	≤ 0,5 GWh/j	>0,5 GWh/j et ≤ 1 GWh/j	> 1 GWh/j
Tolérance avant application du tarif de conversion	15 %	10 %	2,5 %

**3.2.9.4 Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B :**

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

**3.2.10 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite**

GRTgaz et TIGF commercialisent un service d'équilibrage basé sur le stock en conduite, dont le tarif de souscription est égal à 0,12 €/MWh/j/mois<sup>49</sup> pour tout point de livraison de site industriel directement raccordé au réseau de transport ou pour tout point de livraison de site non profilé rattaché à un PITD. Le prix de

<sup>49</sup> Sur les détails de ce service, voir la délibération de la CRE du 9 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1<sup>er</sup> octobre 2015



souscription de ce service fait l'objet d'un rabais tarifaire de 50 % pour tout point de livraison de site profilé raccordé à un réseau de distribution.

### **3.2.11 Pénalités pour dépassement de capacité**

#### **3.2.11.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière**

##### **3.2.11.1.1 Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière**

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

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

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

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

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

##### **3.2.11.1.2 Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière**

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

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

- Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les PITD :

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

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

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

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

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

#### **3.2.11.2 Pénalités pour dépassement de capacité horaire**

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

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

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

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

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

### 3.2.11.3 Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité

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

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

## 3.3 Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de GRTgaz et de TIGF à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018

Les grilles tarifaires des GRT sont mises à jour aux 1<sup>er</sup> avril 2018, 2019 et 2020 selon les modalités ci-dessous :

### 3.3.1 Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2017 à 2020, les charges de capital prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de chaque année sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
GRTgaz	993	1 007	1 068	1 071
TIGF	159	165	175	180

### 3.3.2 Mise à jour des charges nettes d'exploitation

Pour les années 2018 à 2020, les charges nettes d'exploitation (CNE) évoluent ainsi :

- les CNE de l'année 2018 (respectivement 2019 et 2020) sont calculées en appliquant aux OPEX nettes de l'année 2017 (respectivement 2018 et 2019) un pourcentage de variation égal à IPC + 0,74 % pour GRTgaz et IPC + 1,04 % pour TIGF, où l'IPC correspond à la variation annuelle moyenne réellement constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière<sup>50</sup>. Si la valeur constatée de l'IPC n'est pas disponible au moment de la mise à jour tarifaire, la prévision d'IPC retenue dans le projet de loi de finances sera utilisée. L'écart entre l'inflation réellement constatée et la prévision du projet de loi de finances sera couvert à 100 % par le CRCP ;
- à ce montant de CNE pour l'année 2018 (respectivement 2019 et 2020) est ajouté l'écart entre la prévision du poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> » retenue dans la trajectoire de CNE et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2018 (respectivement 2019 et 2020) ;
- à ce montant de CNE, pour les années 2019 et 2020, est ajouté, le cas échéant, les montants retenus par la CRE au titre de l'accroissement des charges éventuelles liées à la flexibilité du réseau de gaz B ;
- à ce montant de CNE, pour les années 2019 et 2020, sont ajoutés, le cas échéant, les montants retenus par la CRE au titre de la clause de rendez-vous.

<sup>50</sup> La variation annuelle moyenne sur l'année A-1 est égale au taux d'évolution en pourcentage de l'indice moyen annuel, correspondant à la moyenne arithmétique simple des 12 indices mensuels de l'année, soit de janvier à décembre, des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (série n°641194), entre les années A-2 et A-1.

<b>CNE prévisionnelles, en M€<sub>courants</sub></b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
GRTgaz, avec une IPC à 1 %	764	777	791	804
TIGF, avec une IPC à 1 %	76	78	79	81

### 3.3.3 Mise à jour du niveau du reversement de TIGF à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie au PIR Pirineos

Le montant prévisionnel du reversement de TIGF à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos est déterminé sur la base du montant reporté sur le terme de sortie au moment de la création de la place de marché unique, appliqué aux souscriptions prévisionnelles sur ce point de sortie. Le niveau prévisionnel du reversement sera revu chaque année pour tenir compte des hypothèses de souscriptions révisées retenues par la CRE.

<b>Reversement inter-opérateurs, en M€<sub>courants</sub></b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
GRTgaz	-	-3	-18	-18
TIGF	-	3	18	18

### 3.3.4 Mise à jour de l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel

Un terme permettant de prendre en compte l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel, dont la valeur actualisée au taux sans risque à 2,7 % est nulle sur la période du tarif ATRT6, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

<b>Ecart annuel, en M€<sub>courants</sub></b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
GRTgaz	+48	+26	-54	-24
TIGF	+5	+1	-4	-3

### 3.3.5 Calcul et apurement du solde du CRCP

Le solde global du CRCP est égal au montant à verser ou à déduire au CRCP pour l'année écoulée et l'année précédente, auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis ci-dessous. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2017	2018	2019	2020
Revenus acheminement « aval »	100 %	<b>1 327</b>	Mis à jour chaque année conformément au 1.2.2		
Revenus acheminement « amont »	80 %	<b>451</b>			
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	<b>2</b>	3	6	0
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	<b>900</b>	909	964	970
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO <sub>2</sub>	80 %	<b>92</b>	Mis à jour chaque année conformément au 1.2.2		
Charges au titre de la prestation de conversion H-B (variation des volumes convertis)	100 %	<b>46</b>	51	56	56
Charges incombant à GRTgaz consécutives au projet pilote de conversion vers le gaz H de la zone alimentée en gaz B	100 %	<b>0</b>	0	0	0
Charges liées à la désimbrication des activités de R&D d'avec celles de la maison-mère	100 %	<b>4</b>	3	1	0
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	100 %	<b>34</b>	34	32	37
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport liée à la mise en œuvre des dispositions de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	<b>0</b>	0	0	0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et TIGF (charge)	100 %	<b>34</b>	34	34	35
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et TIGF (recette)	100 %	<b>0</b>	3	18	18

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2017	2018	2019	2020
Revenus acheminement « aval »	100 %	<b>146</b>	Mis à jour chaque année conformément au 1.2.2		
Revenus acheminement « amont »	80 %	<b>94</b>			
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	<b>0</b>	0	0	0
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	<b>140</b>	143	155	158
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO <sub>2</sub>	80 %	<b>7</b>	Mis à jour chaque année conformément au 1.2.2		
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	100 %	<b>0</b>	0	0	0
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport liée à la mise en œuvre des dispositions de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	<b>0</b>	0	0	0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et TIGF (recette)	100 %	<b>34</b>	34	34	35
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et TIGF (charge)	100 %	<b>0</b>	3	18	18

Pour la détermination des écarts définitifs à reverser au CRCP pour l'année 2016, les montants de référence et des taux de couverture sont définis dans la délibération du 19 mars 2016<sup>51</sup>.

Par ailleurs, les éléments suivants sont également intégrés au CRCP :

- écarts de charges d'exploitation ou de charges de capital « hors réseaux » dus aux écarts entre l'IPC prévisionnel et l'IPC constaté ;
- bonus/malus au titre de la régulation incitative de la qualité de service ;
- primes/pénalités au titre des mécanismes de la régulation incitative des investissements.

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 2,7 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

Pour les années 2018 à 2020, la mise à jour de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de chaque année prend en compte l'apurement d'un quart du solde global du CRCP au 31 décembre de l'année précédente.

### 3.3.6 Mise à jour des hypothèses de souscription de capacité

Pour les années 2018 à 2020, les hypothèses annuelles de souscriptions de capacités sont revues lors de la mise à jour de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de chaque année.

### 3.3.7 Evolution des termes tarifaires

Les termes tarifaires évolueront au cours de la période 2018-2020 :

- les termes aux PIR, PITTM et PITS évolueront de l'inflation au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, à l'exception du terme de sortie au PIR Pirineos qui évoluera pour prendre en compte le report d'une partie du terme à la liaison Nord-Sud au moment de la création de la place de marché unique ;
- les termes à la liaison Nord-Sud resteront constants jusqu'à la création de la place de marché unique ;
- le terme de sortie du réseau principal vers le réseau régional évoluera de l'inflation et les termes du réseau régional de GRTgaz et de TIGF évolueront respectivement de +4,5 % et +5,4 %, de manière à permettre la couverture du revenu autorisé, en fonction des hypothèses de charges et de souscriptions mises à jour.

<sup>51</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/tarifs-atr5>

**ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017**

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 3.

**Accès aux Points Notionnels d'Echange de Gaz (PEG)**

Terme fixe annuel : 6000 €/point d'échange/an

Terme variable : 0,01 €/MWh échangé

**Principaux termes applicables au réseau Principal**

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interruptible	Rebours
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)</b>			
GRTgaz - Taisnières B	79,57	50 %	
GRTgaz - Taisnières H	102,30	50 %	20 %
GRTgaz - Dunkerque	102,30		
GRTgaz - Obergailbach	102,30	50 %	20 %
TIGF - PIRINEOS	102,30	75 %	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interruptible	Rebours
<b>Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)</b>			
GRTgaz - Alveringem	40,32		125 %
GRTgaz - Oltingue	396,64	75 %	20 %
GRTgaz - Jura	94,07	75 %	20 %
TIGF - PIRINEOS	494,22	75 %	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme		
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)</b>			
GRTgaz - Dunkerque GNL	96,62		
GRTgaz - Montoir	96,62		
GRTgaz - Fos	96,62		

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Entrée	Sortie
<b>Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)</b>		
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B, Sud-Est	8,92	20,84
GRTgaz - Nord-Atlantique, Sud-Atlantique	6,24	14,59
TIGF - Sud-Ouest	8,92	20,84

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
<b>Liaison Nord-Sud</b>		
Sens Nord vers Sud	208,04	50 %
Sens Sud vers Nord	50,00	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
<b>Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)</b>		
GRTgaz	89,44	50 %
TIGF	89,44	50 %

**Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux**

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	74,30 X NTR	50 %
TIGF	71,84 X NTR	50 %

Le Niveau de Tarif Régional (NTR) est défini par point de livraison de 0 à 10

Capacité de livraison (TCL)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Consommateur final raccordé au réseau de transport	29,57	50 %
GRTgaz - Consommateur final fortement modulé	30,91	50 %
GRTgaz - PIRR	37,96	
GRTgaz - PITD	43,65	
TIGF - Consommateur final raccordé au réseau de transport	26,03	50 %
TIGF - PITD	47,04	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)
	Ferme
GRTgaz	5 705,77
TIGF	2 879,23

**ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT**

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

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

Les indicateurs suivants font l'objet d'une incitation financière :

- qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des quantités journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain ;
- qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée ;
- qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée ;
- suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT.

Les indicateurs suivants sont suivis sans faire l'objet d'une incitation financière :

- taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT ;
- mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud ;
- fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur page publique ;
- réduction des capacités disponibles ;
- réduction des capacités souscrites ;
- respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT ;
- respect du programme de maintenance engageant publié en M-2 par le GRT ;
- respect de la meilleure prévision de maintenance, non-engageante, publiée en M-2 par le GRT ;
- respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud publié en M-2 par GRTgaz ;
- émissions de gaz à effet de serre ;
- émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé.

Le dispositif de régulation de la qualité de service peut évoluer au cours de la période tarifaire ATRT6. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Les GRT sont autorisés à neutraliser une journée par an pour le calcul des indicateurs, lors de la mise en service d'une version majeure d'une application concourant à la production desdits indicateurs. Ils sont tenus de communiquer aux acteurs de marché avec un préavis d'un mois la date indicative de mise en service, puis de confirmer une semaine avant la date effective de cette mise en service.

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

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

<b>Calcul :</b>	<b>Nombre de jours non conformes<sup>(1)</sup> par zone d'équilibrage et par mois</b> (une valeur suivie par zone d'équilibrage : soit deux valeurs suivies par GRTgaz et une valeur suivie par TIGF)
<b>Périmètre :</b>	- tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus - par ZET
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
<b>Objectif :</b>	<b>GRTgaz :</b> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois <b>TIGF :</b> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois
<b>Incitations :</b>	<b>GRTgaz :</b> - pénalités / mois : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 k€ pour le 2<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> <li>• 30 k€ par jour non conforme, à partir du 3<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> </ul> - bonus / mois : 25 k€ si l'objectif cible est atteint ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à +/- 600 k€ par an toutes zones d'équilibrage confondues.  <b>TIGF :</b> - pénalités / mois : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 k€ pour le 2<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> <li>• 30 k€ par jour non conforme, à partir du 3<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> </ul> - bonus / mois : 25 k€ si l'objectif cible est atteint ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à +/- 300 k€ par an.
<b>Date de mise en œuvre</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2016

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

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

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

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'information de très bonne qualité<sup>(4)</sup></li> <li>- Taux d'information de bonne qualité</li> <li>- Taux d'information de mauvaise qualité</li> </ul> <p>(trois valeurs suivies pour chacun des GRT)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- toutes ZET confondues</li> <li>- tous les points de livraison industriels télérelevés</li> <li>- arrondi à une décimale</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p><b>GRTgaz :</b> L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités / mois : 60 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par chaque GRT, est limité à plus ou moins 600 k€ par an.</li> </ul> <p><b>TIGF :</b> L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois : 30 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 300 k€ par an.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2015</li> </ul>

(4) : Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie du jour J transmise le jour J+1 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).

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

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'information de très bonne qualité<sup>(1)</sup></li> <li>- Taux d'information de bonne qualité</li> <li>- Taux d'information de mauvaise qualité</li> </ul> <p>(trois valeurs suivies par GRTgaz et TIGF par plage horaire)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul pour les plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h</li> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- toutes ZET confondues</li> <li>- tous points de livraison industriels télé-relevés confondus</li> <li>- arrondi au pourcent</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne, toutes tranches horaires confondues, des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>GRTgaz :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois : 20 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ par an.</li> </ul> <p><b>TIGF</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois : 10 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 300 k€ par an.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2014</li> </ul>

(1) : Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J et la mesure définitive de l'énergie de la tranche horaire 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). Si l'écart est inférieur à 100kWh, l'information est de très bonne qualité.

**1.4 Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée**

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Taux d'information de très bonne qualité<sup>(4)</sup></b></li> <li>- <b>Taux d'information de bonne qualité</b></li> <li>- <b>Taux d'information de mauvaise qualité</b></li> </ul> <p>(un taux par zone d'équilibrage pour les valeurs publiées la veille et en cours de journée, soit 6 valeurs suivies par GRTgaz et 3 valeurs suivies par TIGF)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- une valeur par ZET</li> <li>- arrondi à une décimale après la virgule</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>GRTgaz :</b>                  Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ au total par an toutes zones d'équilibrage confondues.</li> </ul> <p><b>TIGF :</b>                  Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 300 k€ au total par an.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2014</li> </ul>

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

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

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

- la prévision de consommation du jour J publiée le jour J à 15h ;
- la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J.

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

**1.5 Suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT**

Un indicateur permettant de suivre la mise à jour régulière des cinq informations les plus importantes publiées sur les sites publics des GRT a été introduit au 1<sup>er</sup> avril 2016. Cet indicateur est désormais incité.

Les 5 informations suivies par cet indicateur sont les suivantes :

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité
<b>Stock en conduite projeté</b>	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure <sup>(1)</sup> (publication ou non de l'information à H+1 :15)	<b>Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15</b>
<b>Déséquilibre prévisionnel</b>	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure <sup>(1)</sup>	<b>Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15</b>
<b>Prix de règlement des déséquilibres</b>	Horaire, à chaque mise à jour de Powernext	1 contrôle par heure <sup>(1)</sup>	<b>Valeur suivie : moyenne des taux de disponibilité mensuel global pour chaque prix</b> (prix moyen pondéré, prix de vente marginal, prix d'achat marginal)
<b>Prévision globale de consommation par zone J et J+1</b>	-15h : prévisions J -17h : prévisions J+1	2 fois par jour (publication ou non de l'information à H+15 pour 15h et 17h)	<b>Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+15</b>
<b>Allocations PIRINEOS E et L</b>	Journalier, avant 13h	1 fois par jour <sup>(2)</sup>	Indicateur indexé sur la présence de la donnée chaque jour à 14h. <b>Valeur suivie : taux de disponibilité à 14h</b>
<b>Incitations :</b>	<p>Une fois par mois, chaque GRT calcule la moyenne de toutes les valeurs suivies. L'incitation porte sur cette moyenne en pourcents arrondie à une décimale.</p> <p><b>GRTgaz :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- si cette moyenne est égale à 100 %, le bonus est de 40 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est inférieure ou égale à 95 %, le malus est de 40 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est comprise entre 95 % et 100 %, le bonus / malus appliqué est linéaire entre les deux valeurs ci-dessus : <math>incitation = moyenne \times 1600 - 1560</math>, exprimé en k€ ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à +/- 600 k€ par an.</li> </ul> <p><b>TIGF :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- si cette moyenne est égale à 100 %, le bonus est de 20 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est inférieure ou égale à 95 %, le malus est de 20 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est comprise entre 95 % et 100 %, le bonus / malus appliqué est linéaire entre les deux valeurs ci-dessus : <math>incitation = moyenne \times 800 - 780</math>, exprimé en k€ ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à +/- 300 k€ par an.</li> </ul>		
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2016		

(1) Ces contrôles sont effectués toutes les heures sauf celles de la plage horaire 0h-6h.

(2) Les jours pour lesquels cette valeur aura été modifiée après sa première publication seront comptabilisés comme des jours avec absence de donnée.



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

**2.1 Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT**

<b>Calcul :</b>	Nombre d'heures de disponibilité du portail utilisateurs et de la plateforme publique de données publiques sur le mois / Nombre total d'heures d'ouverture prévues sur le mois pour les deux interfaces (une valeur suivie par GRT)
<b>Périmètre :</b>	- calcul sur une plage d'utilisation de 7h00-23h00, 7j/7 - arrondi à une décimale après la virgule
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2015

**2.2 Mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud**

<b>Calcul :</b>	Volume annuel cumulé de capacité journalière ferme supplémentaire commercialisé par GRT-gaz à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud
<b>Périmètre :</b>	- Volume cumulé de capacité journalière interruptible et ferme commercialisé au-delà de 270 GWh/jour
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> janvier 2015

**2.3 Fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur page publique**

L'indicateur de stock en conduite projeté est une estimation, faite par les GRT, du niveau de gaz dans chaque zone d'équilibrage à la fin de la journée gazière en cours (5h00). Cet indicateur renseigne sur la tension du réseau, au même titre que l'indicateur de déséquilibre. La différence entre ces deux indicateurs réside dans la vision du système qu'ils donnent : alors que le premier offre une vision prévisionnelle du système pour la journée en cours, le second propose une vision statique, à un moment donné.

L'indicateur de stock en conduite projeté conditionne les interventions des GRT sur les marchés. De ce fait, il informe les expéditeurs de la disponibilité des services de flexibilité basée sur le stock en conduite. Interrogés par la CRE dans la consultation publique de mise à jour tarifaire, les expéditeurs ont unanimement souhaité qu'un indicateur soit créé pour s'assurer de la fiabilité de cette information. L'indicateur créé vise à repérer les valeurs aberrantes de prévisions du stock en conduite.

<b>Calcul :</b>	<p>Pourcentage d'heures, par mois, pour lesquelles le stock en conduite projeté publié est conforme. Le stock en conduite projeté publié à l'heure H est dit conforme si l'écart avec la dernière valeur de stock en conduite projeté conforme est inférieur à 100 GWh en zone Nord, 50 GWh en zone Sud et 30 GWh en zone TIGF.</p> <p>Ce seuil de tolérance est dimensionné pour isoler les variations qui ne peuvent être la cause d'une reprogrammation des clients et/ou d'une re-prévision de consommation.</p>
<b>Périmètre :</b>	- Une valeur par mois et par zone d'équilibrage (Nord et Sud) de GRTgaz et de TIGF
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2016

2.4 Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités disponibles	<b>Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme technique</b> (une valeur suivie par point et une valeur agrégée suivie pour chaque catégorie de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)	Mensuelle  Indicateur calculé pour les mois de janvier à décembre	1 <sup>er</sup> avril 2009
Réduction des capacités souscrites	<b>Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme souscrite</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2016
Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT	<b>Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié en début d'année et le programme de maintenance réalisé</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2009
Respect du programme de maintenance engageant publié en M-2 par le GRT	<b>Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié à M-2 et le programme de maintenance réalisé</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		GRTgaz : mi-2009 TIGF : 1 <sup>er</sup> avril 2009
Respect de la meilleure prévision de maintenance, non-engageante, publiée en M-2 par le GRT	<b>Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre la meilleure prévision de maintenance, non-engageante, publiée à M-2 et le programme de maintenance réalisé</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2016
Respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud publié en M-2 par GRTgaz	<b>Variation (en pourcentage) entre le programme de maintenance prévisionnel portant sur la capacité interruptible publié en M-2 et le programme de maintenance réalisé sur la liaison Nord-Sud</b>		1 <sup>er</sup> avril 2015

(1) : 5 catégories de points sont retenues :

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

**2.5 Indicateurs relatifs à l'environnement**

<b>Libellé de l'indicateur</b>	<b>Calcul de l'indicateur</b>	<b>Fréquence de remontée à la CRE et de publication</b>	<b>Date de mise en œuvre</b>
Emissions de gaz à effet de serre	<b>Emissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO<sub>2</sub>)</b> (une valeur suivie par GRT)	Trimestrielle	1 <sup>er</sup> janvier 2009
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	<b>Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz acheminé</b> (une valeur suivie par GRT)		1 <sup>er</sup> janvier 2009

**ANNEXE 3 : LISTES DES NTR PAR SITE**

Annexes publiées sur le site internet de la CRE pour GRTgaz<sup>52</sup> et TIGF<sup>53</sup>.

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

Fait à Paris, le 15 décembre 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Philippe de LADOUCKETTE

<sup>52</sup> Liste des NTR de GRTgaz

<sup>53</sup> Liste des NTR de TIGF