



## DÉLIBÉRATION N° 2018-259

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2019

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dit « tarif ATRT6 », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017 pour une période d'environ quatre ans. Il prévoit une mise à jour au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018, selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 15 décembre 2016<sup>1</sup>.

Le tarif ATRT6 a évolué une première fois au 1<sup>er</sup> avril 2018 selon les modalités fixées dans la délibération de la CRE du 7 février 2018<sup>2</sup>.

La présente délibération a pour objet l'évolution du tarif ATRT6 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2019.

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

### Evolution du niveau tarifaire moyen

Le tarif ATRT6 prévoyait une évolution moyenne du tarif de GRTgaz au 1<sup>er</sup> avril 2019 de +3,0% liée principalement aux investissements nécessaires à la fusion des zones et à la baisse des souscriptions de capacité. La CRE retient une hausse moyenne du tarif au 1<sup>er</sup> avril 2019 de +4,6 %. L'écart entre ces deux évolutions s'explique principalement, en premier lieu, par le niveau d'inflation à 1,6 % au lieu de 1% prévu, en deuxième lieu, par la révision des modalités de fonctionnement de la zone B, et en troisième lieu, par l'augmentation des charges d'énergie et des coûts de levée des congestions. Cette hausse moyenne se traduira, en application des principes prévus par la délibération du 15 décembre 2016, par une hausse des termes du réseau principal à hauteur de l'inflation, soit +1,6 %, et des termes du réseau régional de +7,1 %. Ces évolutions sont à comparer aux hausses envisagées de +1,0 % pour les termes du réseau principal et +4,5 % pour les termes du réseau régional dans la trajectoire tarifaire.

Le tarif ATRT6 prévoyait initialement une évolution moyenne du tarif de Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2019 de +2,8% liée principalement aux investissements nécessaires à la fusion des zones. La CRE retient une hausse moyenne du tarif de Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2019 de +3,0 %, en ligne avec l'évolution envisagée dans la trajectoire ATRT6 (+2,8%). L'écart entre ces deux évolutions s'explique principalement, en premier lieu, par le niveau d'inflation à 1,6% au lieu de 1% prévu, et en deuxième lieu, par une augmentation des coûts de levée des congestions compensée par une légère hausse des souscriptions. Cette hausse moyenne se traduira, en application des principes prévus par la délibération du 15 décembre 2016, par une hausse des termes du réseau principal à hauteur de l'inflation, soit +1,6 %, et des

<sup>1</sup> 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 Teréga

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 7 février 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2018

termes du réseau régional de +5,1 %. Ces évolutions sont à comparer aux hausses envisagées de +1,0 % pour les termes du réseau principal et +5,4 % pour les termes du réseau régional dans la trajectoire tarifaire.

### **Modalités d'accès à la zone desservie en « gaz B »**

Dans sa délibération du 13 décembre 2018 relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B), la CRE fait évoluer les règles de fonctionnement de la zone B afin de permettre à tous les expéditeurs de continuer à bénéficier d'un accès simple et transparent à la zone B jusqu'en 2029.

La principale conséquence à court terme des évolutions décidées par la CRE est une augmentation des capacités souscrites par GRTgaz au titre de la prestation d'échange de gaz H en gaz B afin d'étendre le service à l'ensemble des consommations de la zone B.

La délibération tarifaire du 15 décembre 2016 prévoit que l'écart entre la trajectoire tarifaire et les coûts prévus par la nouvelle prestation d'échange de gaz H en gaz B sur la durée du tarif ATRT6 est couvert à 100% au compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

# SOMMAIRE

<b>1. METHODE .....</b>	<b>5</b>
1.1 RAPPEL DES PRINCIPES GÉNÉRAUX EN VIGUEUR DANS LE TARIF ATRT6 .....	5
1.2 MODALITÉS D'ACCÈS À LA ZONE DESSERVIE EN GAZ B : CONSÉQUENCES FINANCIÈRES.....	6
1.3 RÉPARTITION DES RECETTES PERÇUES PAR LES GRT AU POINT D'ÉCHANGE DE GAZ (PEG) DE LA TRADING REGION FRANCE (TRF) .....	7
1.4 INCITATION À LA MISE EN SERVICE DES PROJETS VAL DE SAÔNE ET GASCOGNE-MIDI .....	7
1.5 RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE.....	7
1.5.1 Rappel du dispositif en vigueur .....	7
1.5.2 Demandes de GRTgaz .....	9
<b>2. PARAMÈTRES ET ÉVOLUTION DU TARIF D'ÉVOLUTION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019.....</b>	<b>11</b>
2.1 REVENU AUTORISÉ 2019 DES GRT.....	11
2.1.1 Charges de capital .....	11
2.1.2 Charges nettes d'exploitation (hors énergie) .....	11
2.1.3 Poste « Energies et quotas de CO <sub>2</sub> » .....	12
2.1.4 Poste coûts de traitement des congestions.....	14
2.1.5 Calcul du CRCP .....	15
2.1.6 Annuité de reversement inter-opérateur .....	17
2.1.7 Demande de couverture additionnelle : interruptibilité .....	17
2.1.8 Revenu autorisé 2019.....	18
2.2 HYPOTHÈSES DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITÉS POUR L'ANNÉE 2019.....	19
2.2.1 GRTgaz .....	19
2.2.2 Teréga.....	20
2.2.3 Total France (réseau principal) .....	21
2.3 ÉVOLUTION TARIFAIRE AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2019 .....	21
2.3.1 GRTgaz .....	21
2.3.2 Teréga.....	22
<b>3. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019.....</b>	<b>22</b>
3.1 RÈGLES TARIFAIRES .....	22
3.1.1 Définitions .....	22
3.1.2 Souscription de capacités .....	24
3.1.3 Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité.....	25
3.1.3.1 Excédents de recettes d'enchères.....	25
3.1.3.2 Redistribution pour la période du 1 <sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019 .....	25
3.1.4 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga .....	25
3.2 GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE GRTGAZ ET DE TERÉGA AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2019 .....	26
3.2.1 Revenus autorisés à percevoir par le tarif de transport.....	26
3.2.2 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison .....	27
3.2.2.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) .....	27

3.2.2.2 Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM).....	28
3.2.2.3 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS).....	28
3.2.2.4 Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison.....	28
3.2.2.5 Tarification de l'acheminement sur le réseau régional.....	28
3.2.3 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS).....	30
3.2.3.1 Montant de compensation à percevoir.....	30
3.2.3.2 Calcul de l'assiette de compensation.....	30
3.2.3.3 Calcul du terme tarifaire stockage.....	31
3.2.4 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année.....	31
3.2.4.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR).....	31
3.2.4.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM).....	31
3.2.4.3 Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS).....	32
3.2.4.4 En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison.....	32
3.2.5 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.....	32
3.2.6 Tarification des points notionnels d'échange de gaz.....	32
3.2.7 Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés.....	33
3.2.8 Offre d'acheminement interruptible à préavis court de GRTgaz.....	33
3.2.9 Terme de proximité.....	34
3.2.10 Conversion de qualité du gaz.....	34
3.2.10.1 Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B.....	34
3.2.10.2 Service de conversion de gaz B en gaz H.....	34
3.2.10.3 Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B.....	34
3.2.10.4 Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B.....	35
3.2.11 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite.....	35
3.2.12 Pénalités pour dépassement de capacité.....	35
3.2.12.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière.....	35
3.3 EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DES GRT À COMPTER DU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2020.....	36
3.3.1 Prise en compte du solde du CRCP.....	36
<b>DÉCISION.....</b>	<b>39</b>
<b>ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019.....</b>	<b>40</b>
<b>ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GRT.....</b>	<b>42</b>
<b>ANNEXE 3 : DÉCOMPOSITION DE LA BAR 2019 ENTRE RÉSEAU PRINCIPAL ET RÉSEAU RÉGIONAL.....</b>	<b>51</b>
<b>ANNEXE 4 : LISTES DES NTR PAR SITE.....</b>	<b>52</b>
<b>ANNEXE 5 : DONNÉES PUBLIÉES PAR LES GRT.....</b>	<b>52</b>

## 1. METHODE

### 1.1 Rappel des principes généraux en vigueur dans le tarif ATRT6

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. Ainsi, l'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. L'article L.452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations 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. Ces délibérations [...] 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.* »

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de transport (GRT), GRTgaz et Teréga, dit « tarif ATRT6 », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017<sup>3</sup>.

La délibération du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga (« la Délibération tarifaire ») fixe pour cette période un certain nombre de paramètres, notamment :

- la trajectoire des charges d'exploitation ;
- la trajectoire des charges de capital normatives;
- les principes de construction du revenu autorisé des opérateurs et de leur mise à jour annuelle;
- les principes d'évolution des différents termes tarifaires du réseau de transport à l'occasion des mises à jour tarifaires ;
- les principales conséquences tarifaires de la création de la zone de marché unique au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

Par ailleurs, la Délibération tarifaire met en place des mécanismes de régulation incitative portant sur quatre volets différents :

- une régulation incitative des dépenses d'investissements :
  - introduction d'une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors réseaux » ;
  - renforcement de l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets de développement du réseau de transport avec la fixation d'un budget-cible pour les projets de plus de 20 M€ ;
  - modification du régime d'incitation au développement d'interconnexions fondé sur un bonus/malus financier qui sera versé à la date de mise en service effective des infrastructures ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation des GRT évoluent chaque année à partir du niveau retenu pour 2017, selon un indice égal à la somme de l'inflation et d'un coefficient d'évolution annuelle qui intègre un objectif d'efficacité portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période ATRT5. Les gains ou les pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont conservés par chaque GRT ;
- une régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) : 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 Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge ;
- une régulation incitative de la qualité de service qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché.

La Délibération tarifaire prévoit une mise à jour au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT selon des modalités qu'elle fixe :

- la prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :

<sup>3</sup> En application des dispositions du règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz en Union Européenne (dit Code de réseau Tarif) la CRE envisage de mener les travaux relatifs aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport en 2019, pour une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2020. Le tarif ATRT6 prendrait donc fin au 31 mars 2020, soit un an avant la date initialement envisagée.

- la trajectoire des charges de capital normatives définie par la CRE ;
  - la trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année de l'inflation et d'un coefficient d'évolution annuelle ;
  - la mise à jour du poste spécifique « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » ;
  - la mise à jour du poste spécifique « coûts de traitement des congestions » ;
  - l'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateurs ;
  - le terme de lissage du revenu autorisé sur quatre ans, correspondant à l'écart annuel entre la trajectoire des recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel du GRT ;
- l'apurement d'un quart du solde global du CRCP calculé au 31 décembre de l'année N-1 ;
  - la mise à jour des hypothèses de souscription de capacité ;
  - les évolutions de la structure tarifaire liées à la création le 1<sup>er</sup> novembre 2018 de la place de marché unique en France, avec un mouvement tarifaire spécifique intervenant à cette date ;
  - les autres évolutions éventuelles de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau européens et de l'évolution de l'offre des GRT.

### **1.2 Modalités d'accès à la zone desservie en gaz B : conséquences financières**

Une partie de la région des Hauts-de-France est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (ci-après « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. Les 1,3 millions de consommateurs alimentés en gaz B consomment en moyenne 42 TWh par an, représentant environ 10 % de la consommation française de gaz naturel. Parmi ces consommateurs de gaz B, 93 sites industriels sont directement raccordés au réseau de transport. Le reste du territoire français est alimenté en gaz à haut pouvoir calorifique (ci-après « gaz H »).

La zone B fait partie d'une zone de marché et d'équilibrage commune avec la zone H depuis 2013. GRTgaz propose ainsi un service de conversion de gaz H en gaz B, afin que tous les expéditeurs puissent alimenter les consommateurs en gaz B comme s'ils les alimentaient en gaz H.

Pour permettre ce service de conversion, Engie fournit à GRTgaz depuis 2005 une prestation d'échange de gaz H en gaz B. En application de ce contrat, Engie exécute un service de conversion consistant à recevoir des quantités de gaz H en un point d'échange virtuel H et à restituer des quantités de gaz B de contenu énergétique équivalent en un point virtuel de conversion B.

Dans le cadre des engagements qu'Engie a pris auprès de la Commission Européenne en 2009, dans le cadre de la procédure COMP/B-1/39.316 ouverte à son encontre, Engie s'est notamment engagé « à continuer le service de swap de Gaz H en Gaz B fourni à GRTgaz dans des conditions financières raisonnables sensiblement identiques aux conditions en vigueur [...] pour que celui-ci puisse pérenniser le service régulé de conversion de Gaz H en Gaz B, qui permet à un expéditeur disposant de Gaz H d'échanger celui-ci contre du Gaz B, afin d'alimenter des clients desservis en Gaz B ». Cet engagement est applicable jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2023.

Pour garantir la continuité de l'approvisionnement de la zone B, qui demeurera nécessaire jusqu'à la fin de la conversion physique des installations de la zone (prévue en 2029), et dans un objectif de fonctionnement continu de la zone jusqu'à son extinction, la CRE a souhaité dès à présent définir des règles pérennes de fonctionnement de la zone B. Les nouvelles règles de fonctionnement de la zone B ont fait l'objet d'une consultation publique en date du 25 octobre 2018<sup>4</sup>.

Dans sa délibération du 13 décembre 2018 relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (Gaz B), la CRE fait évoluer les modalités de fonctionnement de la zone B afin de permettre à tous les expéditeurs de continuer à bénéficier d'un accès simple et transparent à la zone B jusqu'en 2029<sup>5</sup>. Ces modalités permettent de maintenir la fusion contractuelle des zones B et H, adaptent et prolongent jusqu'en 2029 la prestation d'échange de gaz H en gaz B fournie par Engie à GRTgaz. Enfin, ces règles déterminent l'accès aux infrastructures physiques amont en gaz B.

Ainsi, l'ensemble des fournisseurs alimentant des consommateurs en zone B, y compris Engie, bénéficieront du service de conversion de gaz H en gaz B. La principale conséquence à court terme des évolutions décidées par la CRE est une augmentation des capacités souscrites par GRTgaz au titre de la prestation d'échange de gaz H en gaz B. En effet, GRTgaz souscrira cette prestation en dimensionnant son besoin sur la totalité de la consommation de

<sup>4</sup> Consultation publique du 25 octobre 2018 relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (« gaz B »)

<sup>5</sup> Sous réserve d'approbation, au titre des articles L. 111-17 et L.111-18, des avenants au contrat de prestation d'échange de gaz H en gaz B conclu entre Engie et GRTgaz et du nouveau contrat de prestation d'échange de gaz H en gaz B à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2023.

la zone B à la pointe 2 %, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017 et selon les prévisions d'évolution jusqu'à la conversion totale de la zone en gaz H. Le coût de la prestation d'échange de gaz H en gaz B évoluera selon la trajectoire suivante :

M€courants	2017	2018	2019	2020
Coût de la nouvelle prestation d'échange de gaz H en gaz B	50	54	62	60

Le tarif ATRT6 a prévu une trajectoire de référence pour le coût du contrat de prestation d'échange de gaz H en gaz B. Cette trajectoire est présentée au 3.3.5. de la délibération du 15 décembre 2016<sup>6</sup> :

GRTgaz, en M€courants	2017	2018	2019	2020
Charges au titre de la prestation d'échange de gaz H en gaz B (hors azote)	27*	48	53	53

\* Réalisé 2017

Le tarif ATRT6 prévoit que la différence entre les coûts prévisionnels et réalisés associés aux quantités de gaz converties via le service de conversion de gaz H en gaz B est couverte à 100 % par le compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

En conséquence, l'écart entre la trajectoire tarifaire et les coûts prévus par la nouvelle prestation d'échange de gaz H en gaz B sur la durée du tarif ATRT6, retraité des sommes réellement acquittées par GRTgaz en 2017, est couvert à 100% au CRCP ce qui aboutit à une augmentation d'environ 29 M€ du solde du CRCP ATRT6 (couvrant les années 2017 et 2018).

### **1.3 Répartition des recettes perçues par les GRT au Point d'échange de gaz (PEG) de la Trading Region France (TRF)**

La création de la zone de marché unique le 1<sup>er</sup> novembre 2018 nécessite de répartir entre GRT les recettes au PEG France nouvellement créé, soit environ 16,9 M€ attendus en 2019. La CRE décide de répartir ces recettes au prorata des revenus autorisés des opérateurs, soit 12% pour Teréga et 88% pour GRTgaz. Ainsi:

- Lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement avec GRTgaz seulement, ou avec GRTgaz et Teréga il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG auprès de GRTgaz. GRTgaz reverse 12% de ces recettes à Teréga.
- Lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement avec Teréga, il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG auprès de Teréga. Teréga reverse 88% de ces recettes à GRTgaz.

### **1.4 Incitation à la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi**

Dans sa délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, la CRE a prévu une régulation incitative (bonus/malus) sur le calendrier de mise en service de ces deux projets avant l'hiver 2018/2019 ; « GRTgaz (resp. Teréga) pourra recevoir une prime allant jusqu'à 16 M€ (resp. 4M€) pour une mise en service effective avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018. »

Les projets Val de Saône et Gascogne-Midi ont été mis en œuvre dans les délais, et la zone de marché unique a été créée le 1<sup>er</sup> novembre 2018 comme prévu en 2014 par GRTgaz et Teréga. Les bonus associés à ces mises en œuvre sont en conséquence intégrés au CRCP.

### **1.5 Régulation incitative de la qualité de service**

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

#### **1.5.1 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.

<sup>6</sup> 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(Teréga).

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2018, la qualité de service des GRT est suivie au moyen de 19 indicateurs. Parmi ces 19 indicateurs, cinq font l'objet d'une incitation financière afin d'améliorer la qualité et la mise à disposition des données pour les expéditeurs.

Les 19 indicateurs suivis portent sur les thèmes suivants :

- la qualité et la disponibilité des données mises à disposition des expéditeurs par les GRT (5 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 (5 indicateurs) ;
- le respect des prévisions fournies aux expéditeurs concernant les programmes de travaux des GRT (5 indicateurs) ;
- la fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté (1 indicateur) ;
- la disponibilité de la liaison Nord-Sud (1 indicateur) ;
- l'impact environnemental des GRT (2 indicateurs).

La disparition de la liaison Nord-Sud, depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2018, entraîne la suppression de l'indicateur relatif à la mise à disposition du marché des capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud.

Les indicateurs dont les modalités de calcul font référence à l'existence de deux zones d'équilibrage pour GRTgaz sont adaptés :

- Indicateur de la qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- Indicateur de la qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée.

Les seuils de bonus/malus de ces deux indicateurs sont adaptés sans modifier le plafond et en appliquant le même fonctionnement que pour les indicateurs avant la fusion des zones.

Par ailleurs, avant la fusion des zones, les travaux réalisés sur les réseaux des GRT affectaient la disponibilité des capacités sur les différents points du réseau (PIR, PITM, PITS, liaison Nord - Sud). A compter de la fusion des zones, pour les travaux au cœur du réseau la restriction des capacités sera mutualisée sur l'ensemble des points constituant un superpoint. Les indicateurs relatifs aux programmes de maintenance seront en conséquence publiés par type de points du réseau et par superpoint.

Ainsi, GRTgaz publiera :

- les maintenances "cœur de réseau" pour l'ensemble des superpoints, sauf S1 aval ;
- les maintenances locales aux points contractuels de GRTgaz.

Teréga publiera :

- les maintenances "cœur de réseau" pour les superpoints NS2 aval, NS3 aval, NS4 aval, S1 aval, SN1 amont, SN2 amont, SN3 amont, et EO2 aval ;
- les maintenances locales aux points contractuels de Teréga.

Le tableau ci-dessous détaille pour chaque limite de réseau, la composition des superpoints amont et aval :

Limites	Superpoint amont	Superpoint aval
<b>N1</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL	
<b>N2</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys	
<b>N3</b>	PIR Virtualys + PIR Obergailbach	
<b>NS1</b>	PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue	
<b>NS2</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest	PITTM Fos + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Lussagnet + PITS Atlantique + PITS Sud Est
<b>NS3</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est	PITTM Fos + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Lussagnet + PITS Atlantique
<b>NS4</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est + PITS Atlantique	PITTM Fos + PIR Pirineos + PITS Lussagnet
<b>S1</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est + PITS Atlantique + PITTM Fos	PIR Pirineos + PITS Lussagnet
<b>EO1</b>	PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Sud Est + PITTM Fos	PIR Virtualys + PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Atlantique + PIR Lussagnet
<b>EO2</b>	PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Sud Est + PITTM Fos + PITS Nord Est + PITS Nord-Ouest + PITTM Dunkerque GNL + PIR Dunkerque + PIR Virtualys	PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Atlantique + PITS Lussagnet

### 1.5.2 Demandes de GRTgaz

GRTgaz a transmis à la CRE des propositions de nouveaux indicateurs permettant le suivi du bon fonctionnement de la place de marché unique :

- suivi de la publication de l'information de vigilance à chaque heure : cet indicateur vise à assurer que le marché est informé des évolutions en situation de crise ;
- nombre de jours en alertes rouge ou en alerte violette : cet indicateur vise à évaluer la fréquence d'apparition des congestions ;
- taux de restriction des capacités à la suite d'une alerte rouge : cet indicateur vise à l'efficacité des mécanismes prévus pour résorber les congestions.

GRTgaz propose par ailleurs de modifier les indicateurs relatifs à l'environnement ; deux indicateurs sont suivis et publiés trimestriellement aujourd'hui ; (i) les émissions de gaz à effet de serre (GES) et (ii) les émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé. GRTgaz indique que l'ouverture de marché rend de moins en moins pertinente la corrélation entre le volume de gaz acheminé et les émissions de GES étant donné que les

émissions dépendent, entre autre, du lieu et de la pression de réception et de livraison du gaz. Il propose en conséquence de supprimer le deuxième indicateur et de modifier la publication du premier indicateur pour passer à une fréquence annuelle.

GRTgaz propose en outre la mise en place d'un nouvel indicateur de suivi de la bonne mise à disposition des avis d'équilibrage auprès des clients afin de leur permettre une meilleure gestion de leur équilibrage. Ces avis d'équilibrage regrouperaient des données dont la qualité ne dépend pas de la performance du GRT (données marché) et des données dont la qualité est déjà suivie par d'autres indicateurs (prévisions de consommation).

Enfin, GRTgaz propose une nouvelle définition de la fiabilité du stock en conduite projeté (SECp) qui se rapprocherait de la pratique et qui serait la suivante : « *La fiabilité du SECp est le pourcentage d'heures par mois pour lesquelles le SECp publié est conforme. Le SECp publié à une heure donnée est considéré comme non conforme si au moins une des composantes qui permet de le calculer est non conforme, ou si la mise à jour de son calcul n'a pas pu s'effectuer. Les composantes principales qui permettent le calcul du SECp sont les prévisions de consommation, les quantités programmées, et le stock en conduite physique calculé à 6h du matin.* »

La CRE considère qu'il est important de conserver l'indicateur des émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé au vu des enjeux de la transition énergétique. En effet, cet indicateur est indispensable pour le suivi de la performance énergétique des opérateurs et permet de mesurer les efforts consentis par ces derniers pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Les incitations des GRT à limiter leurs émissions de gaz à effet de serre, y compris la question des litres de méthane dans l'atmosphère, feront l'objet d'une réflexion d'ensemble lors du prochain tarif ATRT7.

Par ailleurs, la CRE considère que les propositions de GRTgaz d'ajout d'indicateurs relatifs à la place de marché unique sont pertinentes. Ces indicateurs permettront de suivre le bon fonctionnement de la place de marché nouvellement créée et d'effectuer un retour d'expérience.

Toutefois, Teréga, bien qu'il soit favorable à une évolution des indicateurs de la qualité de service afin de mieux suivre le fonctionnement de la zone unique de gaz, a indiqué que les délais d'adaptation de son système d'information ne permettront pas la mise en œuvre de nouveaux indicateurs au 1<sup>er</sup> avril 2019. Il propose en conséquence de traiter ces propositions d'indicateurs lors de l'ATR7, et d'en étudier trois autres :

- indicateur de répartition des occurrences de maintenance à l'amont et à l'aval ;
- indicateur de répartition des volumes de capacités restreintes à l'amont et l'aval ;
- indicateur de répartition des volumes de capacités restreintes à l'aval entre tous les PITS.

La CRE est favorable à ce que tout nouvel indicateur ou toute évolution du dispositif existant soient étudiés conjointement et mis en œuvre simultanément par GRTgaz et Teréga. En conséquence, la CRE demande aux deux GRT d'étudier ces évolutions et les présenter en Concertation Gaz dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATR7.

## 2. PARAMÈTRES ET ÉVOLUTION DU TARIF D'ÉVOLUTION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019

### 2.1 Revenu autorisé 2019 des GRT

#### 2.1.1 Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire ATRT6. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100 % par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), à l'exception des charges relatives aux actifs dits « hors réseaux » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles	2017	2018	2019	2020
GRTgaz	993,4	1006,9	1068,1	1070,8
dont CCN « hors réseaux »	93,9	98,3	104,1	101,1
Teréga	158,7	164,9	175,3	180,4
dont CCN « hors réseaux »	18,9	21,7	20,7	22,4

La base d'actifs régulés prévisionnelle des opérateurs, fixée par la délibération du 15 décembre 2016, se décompose comme suit :

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2017	2018	2019	2020
<b>GRTgaz</b>	<b>8 281,2</b>	<b>8 270,3</b>	<b>8 863,8</b>	<b>8 941,6</b>
Canalisations et branchements	5 178,3	5 139,1	5 525,0	5 564,3
Compression	1 380,2	1 411,4	1 572,9	1 572,9
Postes de livraison, détente et comptage	521,4	549,6	586,9	616,0
Immobilier, construction, terrains	589,0	595,2	587,8	589,7
Autres (matériel, outillage, logiciels, SI etc.)	612,2	574,9	591,2	598,6
<b>Teréga</b>	<b>1 338,4</b>	<b>1 353,4</b>	<b>1 496,1</b>	<b>1 560,0</b>
Canalisations et branchements	956,1	945,3	1 072,9	1 120,4
Compression	171,6	189,0	201,3	218,8
Postes de livraison, détente et comptage	52,9	55,1	57,2	59,2
Immobilier, construction, terrains	42,2	42,3	42,4	42,5
Autres (matériel, outillage, logiciels, SI etc.)	115,6	121,8	122,3	119,0

#### 2.1.2 Charges nettes d'exploitation (hors énergie)

Pour l'année 2018, les charges nettes d'exploitation (CNE), hors variation des charges d'énergie, retenues dans la Délibération tarifaire étaient de 777,1 M€ pour GRTgaz et 77,8 M€ pour Teréga.

La Délibération tarifaire prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, les charges nettes d'exploitation de l'année 2019 sont calculées en appliquant aux charges nettes d'exploitation de l'année précédente un pourcentage de variation égal à IPC<sup>7</sup> +0,74 % pour GRTgaz et IPC +1,04 % pour Teréga, « où l'IPC correspond à la variation annuelle moyenne réellement constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière ».

L'hypothèse d'inflation pour 2018 sur laquelle est fondé le projet de loi de finances (PLF) pour 2019 étant de +1,6 %, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2019, hors variation du prix de l'énergie, augmentent de 2,34 % pour GRTgaz, soit d'un montant de +18,2 M€ et augmentent de 2,64 % pour Teréga, soit d'un montant de +2,1 M€, par rapport à celles retenues pour l'année 2018.

L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour 2018 prise en compte par la CRE pour la mise à jour des charges nettes d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée sera couvert à 100 % par le CRCP.

<sup>7</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.

### 2.1.3 Poste « Energies et quotas de CO<sub>2</sub> »

- **GRTgaz**

GRTgaz estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 98,5 M€ en 2018, à comparer au niveau prévisionnel de 91,6 M€ retenu lors de la mise à jour au 1<sup>er</sup> avril 2018 du tarif ATRT6. GRTgaz explique cette évolution par, d'une part, la hausse des injections dans les stockages du fait de la réforme stockage qui a amené à une souscription importante des capacités, et d'autre part, la vague de froid de février 2018 qui a entraîné une forte consommation d'énergie motrice. GRTgaz indique par ailleurs anticiper une hausse des besoins en énergie liée à la mise en place de la *Trading Region France* en novembre 2018 qui devrait engendrer une hausse des flux Nord-Sud. GRTgaz anticipe également une hausse de l'écart de bilan technique (EBT)<sup>8</sup>.

Pour l'année 2019, GRTgaz anticipe un niveau de charges de 117,1 M€, et justifie cette prévision, en hausse de 30,6 M€ par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATRT6, d'une part, par une forte hausse des volumes de consommation d'énergie liée à l'accroissement des flux Nord-Sud afin d'alimenter les clients du sud de la France et de la péninsule ibérique en gaz gazeux, et d'autre part, par la hausse du prix de l'électricité et du gaz.

#### GRTgaz – Charges d'énergie demandées

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (demande)	2017			2018			2019		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	50,4	37,6*	-12,8	47,3	51,4	+4,1	48,7	59,3	+10,6
Volumes (GWh)	2 876	2 955	+79	2 833	3 138	+305	2 930	3 222	+292
Prix (€/MWh)	17,5	16,9	-0,6	16,5	16,4	-0,1	16,6	18,4	+1,8
<b>Electricité (M€)</b>	30,7	34,2	+3,5	32,8	36,3	+3,6	28,5	48,1	+19,6
Volumes (GWh)	435	485	+50	435	490	+56	396	636	+240
Prix (€/MWh)	70,5	70,4	-0,1	75,4	74,1	-1,3	71,9	75,6	+3,7
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TIC<sup>9</sup></b>	7,6	7,9	+0,3	11,5	8,3	-3,2	9,4	9,8	+0,4
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>88,6</b>	<b>79,6</b>	<b>-9,0</b>	<b>91,6</b>	<b>98,5**</b>	<b>+6,9</b>	<b>86,5</b>	<b>117,1</b>	<b>+30,6</b>

\* montant prenant en compte une restitution au marché de 12,4 M€ en conséquence de la réconciliation entre le stock de gaz physique et le stock de gaz comptable.

\*\*montant intégrant +2,4 M€ d'effet de bouclage avec la comptabilité entre 2017 et 2018.

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- Les volumes d'EBT (Ecart Bilan Technique) pour l'année 2018 sont réduits.
- les volumes de consommation d'énergie prévus pour l'année 2019 pour les compresseurs sont réduits pour prendre en compte des hypothèses moins conservatrices d'émission de gaz naturel liquéfié (GNL) au PITM de Fos (et cohérentes avec celles prévues par Elengy et retenues par la CRE pour la mise à jour ATTM5 au 1<sup>er</sup> avril 2019) et de flux en sortie au PIR Pirineos ainsi que les tendances observées sur les dernières semaines et les prévisions d'offre mondiale de GNL supérieure à la demande entre 2019 et 2022 avec la mise en service des usines de liquéfaction américaines et australiennes ;
- les volumes d'EBT pour l'année 2019 sont ramenés au niveau de la trajectoire tarifaire.

<sup>8</sup> L'écart de bilan technique (EBT) est la différence, due aux erreurs de mesure, entre les quantités de gaz comptées en entrée et en sortie du réseau de GRTgaz.

<sup>9</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (retenu par la CRE)	2018			2019		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	47,3	49,8	+2,5	48,7	54,6	+5,9
Volumes (GWh)	2 833	3 038	+205	2 930	2972	+42
Prix (€/MWh)	16,5	16,4	-0,1	16,6	18,4	+1,8
<b>Electricité (M€)</b>	32,8	36,3	+3,5	28,5	38,2	+9,7
Volumes (GWh)	435	490	+55	396	496	+100
Prix (€/MWh)	75,4	74,1	-1,3	71,9	77,1	+5,2
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TIC<sup>11</sup></b>	11,5	8,3	-3,2	9,4	8,8	-0,6
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>91,6</b>	<b>96,9*</b>	<b>+5,3</b>	<b>86,5</b>	<b>101,6</b>	<b>+15,1</b>

\*montant intégrant +2,4 M€ d'effet de bouclage avec la comptabilité entre 2017 et 2018.

- **Teréga**

Teréga estime que le poste « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 7,0 M€ en 2018, à comparer au niveau prévisionnel de 6,3 M€ retenu lors de la dernière mise à jour au 1<sup>er</sup> avril 2018 du tarif ATRT6. Teréga explique cette hausse par une augmentation des besoins en électricité d'une part, et une augmentation du prix du gaz d'autre part.

Pour l'année 2019, Teréga anticipe un niveau de charges de 10,8 M€, et justifie cette prévision, en hausse de 2,5 M€ par rapport aux prévisions tarifaires 2019, par l'augmentation du besoin en électricité motrice en se substituant à l'usage du gaz, des hypothèses de flux Nord-Sud élevés, et une forte sollicitation du rebours à Cruzy (120 jours sur l'hiver) pour alimenter la zone Sud-Est de GRTgaz en cas de congestion.

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (demande)	2017			2018			2019		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	5,5	5,4	-0,1	5,1	5,4	+0,3	4,0	5,2	+1,2
Volumes (GWh)	303	300	-3	281	290	+9	230	238	+8
Prix (€/MWh)	18,2	18,2	-	18,0	18,6	+0,6	17,5	21,7	+4,2
<b>Electricité (M€)</b>	1,5	1,4	-0,1	1,2	1,6	+0,4	4,3	5,6	+1,3
Volumes (GWh)	16	16	-	13	17	+4	40	64	+24
Prix (€/MWh)	93,1	91,3	-1,8	93,1	90,8	-2,3	107,2	88,0	-19,2
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
<b>TIC<sup>10</sup></b>	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>7,0</b>	<b>6,9</b>	<b>-0,1</b>	<b>6,3</b>	<b>7,0</b>	<b>+0,7</b>	<b>8,3</b>	<b>10,8</b>	<b>+2,5</b>

<sup>10</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- les volumes d'EBT (Ecart de Bilan Technique) sont révisés à la baisse, notamment pour prendre en compte le niveau réalisé des années précédentes ;
- ajustement à la baisse des besoins en électricité pour prendre en compte des flux de GNL à Fos plus optimistes que ceux prévus par Teréga, et cohérents avec les hypothèses de flux retenus par la CRE pour la mise à jour ATTM5 au 1<sup>er</sup> avril 2019, au vu des tendances observées sur les dernières semaines et de l'évolution attendue de l'offre mondiale de GNL. Ces hypothèses conduisent à une utilisation du rebours à Cruzy beaucoup plus faible que celle prévue par Teréga dans son dossier tarifaire (18 jours sur l'hiver, au lieu de 120 jours dans la demande de Teréga).

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (retenu par la CRE)	2018			2019		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	5,1	5,3	+0,2	4,0	3,9	-0,1
Volumes (GWh)	281	282	+1	230	191	-39
Prix (€/MWh)	18,0	18,6	+0,6	17,5	20,6	+3,1
<b>Electricité (M€)</b>	1,2	1,6	+0,4	4,3	3,8	-0,5
Volumes (GWh)	13	17	+4	40	43	+3
Prix (€/MWh)	93,1	90,8	-2,3	107,2	88,0	-19,2
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
<b>TIC<sup>11</sup></b>	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>6,3</b>	<b>6,8</b>	<b>+0,6</b>	<b>8,3</b>	<b>7,7</b>	<b>-0,6</b>

### 2.1.4 Poste coûts de traitement des congestions

GRTgaz et Teréga prévoient dans leur demande tarifaire un total de 16 M€ de coûts de levée des congestions en 2019 dont 13,9 M€ pour GRTgaz et 2,1 M€ pour Teréga. Cette estimation est basée sur :

- le scénario « tendu » de référence utilisé pour le choix des mécanismes de levée des congestions lors des travaux en Concertation gaz portant sur la fusion des zones de gaz en France.
- le coût unitaire de *spread* localisé observé lors de l'hiver 2018-2019.

La CRE rappelle que le scénario de référence utilisé par les GRT est un scénario tendu d'approvisionnement en GNL. En effet, ce scénario prend en compte des flux de GNL à Fos et à Montoir limités au minimum technique. Pour l'année 2019, un scénario aussi tendu n'est pas le plus probable au vu des prévisions d'arrivées de GNL en Europe et des tendances observées depuis plusieurs semaines, et de l'évolution attendue de l'offre mondiale de GNL. Des simulations prenant en compte des flux de GNL adaptés et un coût unitaire de *spread* localisé correspondant à la moyenne observée sur l'hiver 2018-2019 aboutissent à des coûts de traitement des congestions compris entre 0,2 M€ et 3,2 M€.

La CRE considère en outre que la réforme de l'accès des tiers aux infrastructures de stockage, dans la mesure où elle conduit à un remplissage important de ces derniers, devra avoir un impact sur le traitement des congestions ; les offres de *spread* localisé devront être plus nombreuses et moins chères.

Par conséquent la CRE retient un montant de 2 M€ à la maille France cohérent avec la moyenne des simulations réalisées, dont 1,8 M€ pour GRTgaz et 0,2 M€ pour Teréga, au titre des coûts de levée des congestions qui pourraient subsister à l'issue de la création de la place de marché unique.

La CRE rappelle enfin qu'en tout état de cause le mécanisme du CRCP permettra de couvrir à 100% les charges qui auraient été sous-estimées ou surestimées.

### 2.1.5 Calcul du CRCP

Le solde du CRCP au 31 décembre 2018 sera apuré sur une période de 4 ans. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, il est actualisé au taux d'intérêt de 2,7 % correspondant au taux sans risque nominal pour la période ATRT6.

- GRTgaz

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2018 à 89,3 M€ en déduction des charges à couvrir, dont -93,8 M€ de reliquats des CRCP antérieurs, -1,2 M€ de CRCP définitif 2017 et 5,7 M€ de CRCP provisoire 2018. Ce dernier est composé principalement de :

- recettes de souscriptions supérieures aux prévisions, en particulier les recettes de souscription aux PITS en lien avec la réforme des stockages ;
- Charges énergie supérieures au prévisionnel (cf. charges d'énergie demandées par GRTgaz partie 2.1.2) ;
- Charges de capital supérieures au prévisionnel en lien principalement avec le taux d'inflation utilisé pour réévaluer la BAR et dont le niveau réalisé (2,0%) est supérieur au prévisionnel utilisé dans la trajectoire tarifaire (1,0%).
- Bonus lié à la mise en service dans les délais du projet Val de Saône (cf. Partie 1.5);

Le solde du CRCP au 31 décembre 2018 retenu par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de GRTgaz s'élève à 45,6 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz provient principalement de la prise en compte de la décision de la CRE sur les règles de fonctionnement de la zone B (cf. partie 1.2), ainsi que de la correction des hypothèses sur les charges d'énergie (cf. partie 2.1.2) et les recettes de souscriptions de capacités estimées pour l'année 2018 (cf. partie 2.2.1). La CRE a par ailleurs intégré un montant de bonus lié à la qualité de service en lien avec le réalisé 2017.

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2018		
GRTgaz	Demande GRTgaz (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Reliquats des CRCP antérieurs	-93,8	-93,8
Ecart entre le CRCP estimé pour 2017 au 1 <sup>er</sup> avril 2018 et le CRCP réalisé pour 2017	-1,2	-1,2
<b>Écarts estimés sur les charges et les produits pour 2018</b>	<b>5,7</b>	<b>49,4</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-6,8	-9,9
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-4,0	-5,6
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	0,9	0,9
<i>dont charges de capital normatives</i>	10,5	10,5
<i>dont charges d'énergie</i>	5,5	4,2
<i>dont contrat inter-opérateurs</i>	-0,1	-0,1
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,0	0,0
<i>dont qualité de service</i>	0,0	1,0
<i>dont prestation de conversion H-B (variation des volumes)</i>	-19,9	28,8
<i>dont pilote de conversion vers le gaz H de la zone B</i>	-0,1	-0,1
<i>dont désimbrication des activités de R&amp;D d'avec la maison-mère</i>	-1,2	-1,2
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	5,4	5,4
<i>dont régulation incitative des investissements</i>	16,0	16,0
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	-0,5	-0,5
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2018</b>	<b>-89,3</b>	<b>-45,6</b>

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2018 sera apuré en quatre annuités constantes de -12,2 M€, venant en diminution du revenu autorisé. Le montant au titre des écarts de l'année 2018 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 1<sup>er</sup> avril 2020.

- **Teréga**

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2018 à 5,5 M€ en addition aux charges à couvrir, dont -1,2 M€ de reliquats des CRCP antérieurs, -1,8 M€ de CRCP définitif 2017 et 8,6 M€ de CRCP provisoire 2018. Ce dernier est composé principalement de :

- recettes de souscriptions supérieures aux prévisions, en particulier les recettes de souscription aux PITS et en sortie du PIR Pirineos ;
- Charges énergie supérieures au prévisionnel (cf. charges d'énergie demandées par Teréga partie 2.1.2) ;
- Charges de capital supérieures au prévisionnel en lien notamment avec le taux d'inflation utilisé pour réévaluer la BAR et dont le niveau réalisé (2,0%) est supérieur au prévisionnel utilisé dans la trajectoire tarifaire (1,0%);
- Bonus lié à la mise en service dans les délais du projet Gascogne - Midi (cf. Partie 1.5);

Le solde du CRCP au 31 décembre 2018 retenu par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Teréga s'élève à 5,2 M€ qui viendront s'ajouter aux charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande de Teréga provient de la correction des hypothèses sur les charges d'énergie (cf. partie 2.1.2) et les recettes de souscriptions de capacités estimées pour l'année 2018 (cf. partie 2.2.2).

Teréga – CRCP au 31 décembre 2018		
Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Reliquats des CRCP antérieurs	-1,2	-1,2
Ecart entre le CRCP estimé pour 2017 au 1 <sup>er</sup> avril 2018 et le CRCP réalisé pour 2017	-1,8	-1,8
<b>Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2018</b>	<b>8,6</b>	<b>8,3</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-0,5	-0,5
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-0,5	-0,6
<i>dont charges de capital normatives</i>	4,0	4,0
<i>dont charges d'énergie</i>	0,6	0,5
<i>dont contrat inter-opérateurs</i>	0,1	0,1
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,0	0,0
<i>dont qualité de service</i>	0,8	0,8
<i>dont régulation incitative des investissements</i>	4,0	4,0
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2018</b>	<b>5,5</b>	<b>5,2</b>

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2018 sera apuré en quatre annuités constantes de +1,4 M€, venant en augmentation du revenu autorisé. Le montant au titre des écarts de l'année 2018 est provisoire : la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 1<sup>er</sup> avril 2020.

### 2.1.6 Annuité de reversement inter-opérateur

A l'occasion de la création de la zone de marché unique, une partie des recettes initialement perçues à la liaison Nord-Sud (située en zone GRTgaz) est désormais perçue sur le point de sortie Pirineos (situé en zone Teréga), impliquant un flux financier de Teréga à GRTgaz afin de garantir l'absence de subventions croisées entre les deux GRT, comme prévu dans la Délibération tarifaire.

Ce flux financier de Teréga à GRTgaz est égal aux recettes supplémentaires liées à la hausse du terme tarifaire au PIR Pirineos due au report partiel du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud sur le terme tarifaire au PIR Pirineos au moment de la création de la place de marché unique.

Le montant prévisionnel du reversement de Teréga à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos est égal à 119,8 €/MWh/j/an, appliqué aux souscriptions prévisionnelles sur ce point de sortie. Le niveau prévisionnel du reversement sera revu à l'occasion de chaque mise à jour tarifaire pour tenir compte des hypothèses de souscriptions révisées retenues par la CRE.

Flux inter-opérateurs, en M€ <sub>courants</sub>	2019
Teréga vers GRTgaz	18,8

Le reversement financier de Teréga à GRTgaz sera effectué sur la base des souscriptions réalisées, à une fréquence convenue entre les deux GRT. En fin d'année, les éventuels écarts qui pourront apparaître entre le montant reversé et le montant prévisionnel seront couverts à 100 % par le CRCP de chaque GRT.

### 2.1.7 Demande de couverture additionnelle : interruptibilité

GRTgaz anticipe une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> octobre 2019 des dispositifs d'interruptibilité visés à l'article L. 431-6-2 du code de l'énergie. GRTgaz estime à 1 M€ le coût lié à la rémunération des consommateurs raccordés à son réseau dans le cadre de ce dispositif.

La CRE rappelle que le cadre de régulation du tarif ATRT6 prévoit une couverture des coûts associés à ces dispositifs par le CRCP. En conséquence, la CRE ne considère pas nécessaire d'anticiper la prise en compte d'un coût associé à la mise en œuvre d'un dispositif dont la date n'est pas connue.

### 2.1.8 Revenu autorisé 2019

Le revenu autorisé pour l'année 2019 correspond à la somme :

- des charges de capital pour l'année 2019, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATRT6 ;
- des charges nettes d'exploitation pour l'année 2019, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATRT6 ;
- de la variation du montant du poste énergie entre le prévisionnel 2019 défini par la CRE et le montant prévu par le tarif ATRT6 pour cette même année ;
- de la variation du montant du poste coût de traitement des congestions entre le prévisionnel 2019 défini par la CRE et le montant prévu par le tarif ATRT6 pour cette même année ;
- de l'apurement d'un quart du solde du CRCP, estimé à fin 2018 ;
- de l'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateurs ;
- du terme de lissage du revenu autorisé sur 4 ans.

○ **Revenu autorisé 2019 de GRTgaz**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2018*	2019
Charges nettes d'exploitation	777,1	795,3
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	5,4	15,1
Variation du poste Coûts de levée des congestions	2,0	1,8
Charges de capital normatives	1 006,9	1 068,1
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2017 + estimé 2018)	-33,0	-12,2
Reversement inter-opérateurs	-3,0	-18,8
<b>Revenu autorisé avant lissage</b>	<b>1 755,5</b>	<b>1 849,2</b>
<i>Evolution par rapport à 2018</i>		+5,3 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	26,4	-54,0
<b>Revenu autorisé</b>	<b>1781,9</b>	<b>1795,3</b>
<i>Evolution par rapport à 2018</i>		+ 0,8 %

\* Délibération de la CRE du 7 février 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2018.

○ **Revenu autorisé 2018 de Teréga**

Teréga, en M€ <sub>courants</sub>	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	77,8	79,9
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-0,6	-0,6
Variation du poste Coûts de levée des congestions	0,3	0,2
Charges de capital normatives	164,9	175,3
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2017 + estimé 2018)	-0,4	+1,4
Reversement inter-opérateurs	3,0	18,8
<b>Revenu autorisé avant lissage</b>	<b>245,0</b>	<b>275,0</b>
<i>Evolution par rapport à 2018</i>		+12,3 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	1,1	-3,7
<b>Revenu autorisé</b>	<b>246,1</b>	<b>271,3</b>
<i>Evolution par rapport à 2018</i>		+10,2 %

**2.2 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2019**

**2.2.1 GRTgaz**

GRTgaz a transmis dans son dossier tarifaire de nouvelles hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2019 : ces dernières affichent une baisse de 7,4 % pour les capacités amont, notamment en entrée des PIR en raison de la fin d'un contrat long terme non renouvelé, et une baisse de 1 % pour les capacités aval due principalement à la baisse de la pointe des PITD qui s'accroît à compter du 1<sup>er</sup> avril 2019, et qui est en partie compensée par une hausse des capacités de livraisons aux clients industriels. En moyenne GRTgaz anticipe une baisse d'environ 4,0 % par rapport aux prévisions de souscription retenues pour l'année 2018 dans la trajectoire tarifaire ATRT6, alors que cette trajectoire prévoyait une baisse d'environ 3,9%.

La CRE considère que certaines hypothèses retenues par GRTgaz sont trop conservatrices, et a en conséquence procédé à un certain nombre d'ajustements. Elle a notamment retenu des trajectoires de souscriptions aux PITS plus élevées que celles demandées par GRTgaz, compte tenu des capacités commercialisées par Storengy lors des enchères en cours. Elle a également procédé à des corrections à la hausse des souscriptions aux PIR et PITTM, afin de prendre en compte les dernières souscriptions observées à date. Enfin, la CRE anticipe des recettes au PEG supérieures aux prévisions de GRTgaz et plus cohérentes avec les besoins du marché et avec l'amélioration de la liquidité attendue sur la TRF. Ces recettes sont réparties au prorata du revenu autorisé de chaque GRT (soit 88% pour GRTgaz et 12% pour Teréga).

La trajectoire retenue par la CRE pour l'évolution du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2019 correspond à une évolution des souscriptions d'environ -3,4 % par rapport aux prévisions de souscription retenues pour l'année 2018 dans la trajectoire tarifaire ATRT6.

## GRTgaz – Recettes de souscriptions de capacités

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2018)			Souscriptions 2019 (valorisées au tarif 2018)		
	Prév.	Est. CRE	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Recettes PIR	277,7	279,0	+1,3	274,2	273,1	-1,1
Recettes PITS	19,5	31,7	+12,2	26,3	35,8	+9,5
Recettes PITTM	93,9	96,1	+2,2	93,4	95,6	+2,2
Recettes liaison Nord-Sud	57,9	60,2	+2,3	-	-	-
Recettes sorties vers le réseau régional	361,1	361,7	+0,6	352,7	358,3	+5,6
Recettes réseau régional	974,6	974,5	-0,1	959,9	967,1	+7,2
Autres recettes	13,1	12,4	-0,7	11,3	5,6	-5,7
<b>TOTAL Recettes</b>	<b>1797,8</b>	<b>1815,6</b>	<b>+17,8</b>	<b>1717,8</b>	<b>1735,5</b>	<b>+17,7</b>

### 2.2.2 Teréga

Teréga a transmis dans son dossier tarifaire de nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2019. Ces dernières sont en hausse de 0,7 % par rapport aux prévisions de souscription retenues pour l'année 2018 dans la trajectoire tarifaire ATRT6. La trajectoire d'évolution des hypothèses de souscription de capacités prévoyait une stabilité des souscriptions entre 2018 et 2019.

La CRE a procédé à de légères corrections à la hausse des souscriptions au PIR PIRINEOS compte tenu des niveaux observés en fin d'année 2018, et a revu à la hausse les souscriptions sur le réseau régional. Enfin, la CRE a retenu des recettes du service *UIOLI (Use It Or Lose It)* supérieures aux prévisions de Teréga, en cohérence avec les niveaux observés durant les trois dernières années.

La CRE a réparti les recettes au PEG prorata du revenu autorisé de chaque GRT (soit 88% pour GRTgaz et 12% pour Teréga).

La trajectoire retenue pour l'évolution du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2019 correspond à une évolution des souscriptions d'environ +1,1 % par rapport aux prévisions de souscription retenues pour l'année 2018 dans la trajectoire tarifaire ATRT6.

Teréga – Recettes de souscriptions de capacités

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2018)			Souscriptions 2019 (valorisées au tarif 2018)		
	Prév.	Est. CRE	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Recettes PIR	112,9	113,9	+1,0	110,5	114,2	+3,7
Recettes PITS	10,7	12,1	+1,4	11,1	12,2	+1,1
Recettes sorties vers le réseau régional	30,1	29,8	-0,3	30,7	29,8	-0,9
Recettes réseau régional	108,1	107,6	- 0,5	109,4	106,4	-3,0
Autres recettes	1,2	0,6	-0,6	0,8	2,7	+1,9
<b>TOTAL Recettes</b>	<b>263,0</b>	<b>263,9</b>	<b>+0,9</b>	<b>262,4</b>	<b>265,3</b>	<b>+2,9</b>

2.2.3 Total France (réseau principal)

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2018)			Souscriptions 2019 (valorisées au tarif 2018)		
	Tarif	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Total Entrées (PIR, PITTM, PITS)	315,2	320,2	+5,0	310,2	315,2	+5,0
Total Sorties (PIR, PITS, Sorties vers le réseau régional)	593,4	604,0	+10,6	588,8	603,8	+15,0
<b>Total recettes de souscriptions</b>	<b>908,6</b>	<b>924,2</b>	<b>+15,6</b>	<b>899,0</b>	<b>919,0</b>	<b>+20,0</b>

2.3 Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2019

2.3.1 GRTgaz

Dans sa demande tarifaire, GRTgaz anticipait une évolution tarifaire moyenne de +6,9%, soit +1,6% sur le réseau principal et +11,2% sur le réseau régional au 1<sup>er</sup> avril 2019.

Le revenu autorisé et les prévisions de souscriptions de capacités retenus par la CRE conduisent à une évolution du tarif moyen de GRTgaz de +4,6 % au 1<sup>er</sup> avril 2019.

2019 (par rapport à 2018)	Evolution du revenu autorisé	Evolution des souscriptions de capacités	Variation du tarif moyen
<b>Evolutions</b>	<b>+ 0,8 %*</b>	<b>-3,5%</b>	<b>+ 4,6 %</b>

\* intégrant le reversement inter-opérateurs

La Délibération tarifaire prévoit que les termes du réseau principal évolueront au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de l'inflation. La CRE retient l'IPC inscrit dans le projet de loi de finances 2018, soit +1,6 %. En conséquence, les

termes du réseau régional évolueront de + 7,1 % (à comparer à une prévision de +4,5 % dans la délibération du 15 décembre 2016).

### 2.3.2 Teréga

Dans sa demande tarifaire, Teréga anticipait une évolution tarifaire moyenne de +6,0%, soit +1,6% sur le réseau principal et +12,7% sur le réseau régional au 1<sup>er</sup> avril 2019.

Le revenu autorisé et les prévisions de souscriptions de capacités retenus par la CRE conduisent à une évolution du tarif moyen de Teréga de +3,0 % au 1<sup>er</sup> avril 2019.

2019 (par rapport à 2018)	Evolution du revenu autorisé	Evolution des souscriptions de capacités	Variation du tarif moyen
<b>Evolutions</b>	<b>+10,2 %*</b>	<b>+0,9%</b>	<b>+ 3,0 %</b>

\* intégrant le reversement inter-opérateurs

La Délibération tarifaire prévoit que les termes du réseau principal évolueront au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de l'inflation. La CRE retient l'IPC inscrit dans le projet de loi de finances 2019, soit +1,6 %. En conséquence, les termes du réseau régional évolueront de +5,1% (à comparer à une prévision de +5,4 % dans la délibération du 15 décembre 2016).

## 3. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019

### 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 ;

**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 ;

**Terme Stockage (TS) :**

Terme tarifaire unitaire visant à recouvrir une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel, applicable aux expéditeurs s'étant vus attribuer de la capacité ferme à un PITD et fonction de la modulation hivernale des clients raccordés à un réseau de distribution publique.

**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.

**Point de livraison (PDL) :**

Point de sortie d'un réseau de distribution où un gestionnaire de réseau de distribution livre du gaz à un client final, en exécution d'un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution. A chaque PDL est rattaché en général un point de comptage et d'estimation (PCE), avec un numéro unique à 14 chiffres permettant de l'identifier. Par exception, un PDL peut néanmoins regrouper plusieurs PCE, si ceux-ci sont en aval du même branchement individuel.

**Consommation annuelle de référence (CAR) :**

Quantité de gaz estimée consommée sur une année, dans des conditions climatiques moyennes, pour un point de comptage et d'estimation (PCE).

**Client « non à souscription » :**

Client relevant des options T1, T2, et T3 des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Ces options ne comprenant aucun terme de souscription de capacité, les PDL de ces clients sont donc « non à souscription ». A chaque PDL « non à souscription » est associée une capacité dite « normalisée », déterminée à partir de sa CAR, de son profil, de la température de pointe 2% de la station météo à laquelle est rattaché le PITD concerné, et d'un coefficient d'ajustement « A ».

**Client « à souscription » :**

Client relevant des options TF, T4 et TP des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Pour ces PDL, le fournisseur réserve librement la capacité souhaitée.

**Part Hiver (PH) :**

Le rapport entre la consommation du client des mois de novembre à mars inclus et sa consommation sur l'ensemble de l'année civile.

**3.1.2 Souscription de capacités**

- **Souscription de capacités aux PIR aux enchères**

Les capacités d'acheminement journalières aux points d'interconnexion réseau (PIR) de Taisnières B, Virtualys (Taisnières H et Alveringem), Obergailbach, Oltingue et PIRINEOS peuvent être souscrites aux enchères via la plateforme de commercialisation de capacités PRISMA. Ces capacités sont commercialisées aux enchères 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 Teréga 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 la présente délibération.

La contractualisation et la facturation pour les PIR de Taisnières B, Virtualys (Taisnières H et Alveringem), Obergailbach et Oltingue sont réalisées par GRTgaz.

La contractualisation et la facturation pour le PIR de PIRINEOS sont réalisées par Teréga.

- **Souscription de capacités aux PIR Dunkerque et Jura**

Les souscriptions de capacités journalières au PIR Dunkerque et 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 d'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.

La CRE a fait évoluer le mode de commercialisation des capacités au PIR Dunkerque dans sa délibération du 27 juillet 2017<sup>41</sup>.

- **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.

- **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 (le terminal est relié à la fois au réseau de GRTgaz et au réseau belge) 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 terminaux 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 :
  - o de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau des terminaux ;

<sup>41</sup> Délibération de la CRE du 27 juillet 2017 portant décision sur l'évolution du mode de commercialisation de la capacité au PIR Dunkerque, sur l'évolution des modes de commercialisation de la capacité interruptible, et sur la création d'une capacité en entrée à Oltingue

- sur la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Montoir pour le PITTMM 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 PITTMM Fos ;
- dans le cas de souscriptions de capacité de regazéification pour une durée inférieure à un an, l'expéditeur se voit attribuer un ou plusieurs bandeaux 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, exprimée en GWh.

Un expéditeur ayant des souscriptions de capacité de regazéification pour une durée inférieure à un an a la possibilité de décaler la date et la durée de sa souscription, avec un préavis de trois jours (auparavant sept jours) et à condition de conserver l'intégralité du volume de capacité initialement souscrite.

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.

Les expéditeurs ont la possibilité de céder leurs capacités aux PITTMM sans frais.

- **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.

### 3.1.3 Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité

#### 3.1.3.1 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 d'enchères de capacité sont égaux à la prime d'enchère, en €/MWh/j, multipliée par la capacité vendue, en MWh/j.

#### 3.1.3.2 Redistribution pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019

Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019, tous les excédents d'enchères perçus sur cette période seront redistribués en une seule fois, au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution en France du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019.

Les montants individuels de redistribution pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019 seront calculés par chaque GRT et redistribués au plus tard sur la facture de novembre 2019.

Chaque GRT publie sur son site internet le montant unitaire des excédents de recettes d'enchères ainsi redistribués.

### 3.1.4 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga

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 Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2019

#### 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 2019 est décrit dans les tableaux suivants.

- Revenu autorisé 2019 de GRTgaz

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	777,1	795,3
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	5,4	15,1
Variation du poste Coûts de levée des congestions	2,0	1,8
Charges de capital normatives	1 006,9	1 068,1
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2017 + estimé 2018)	-33,0	-12,2
Reversement inter-opérateurs	-3,0	-18,8
<b>Revenu autorisé avant lissage</b> <i>Evolution par rapport à 2018</i>	<b>1 755,5</b>	<b>1 849,2</b> +5,3 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	26,4	-54,0
<b>Revenu autorisé</b> <i>Evolution par rapport à 2018</i>	<b>1 781,9</b>	<b>1 795,3</b> + 0,8 %

- Revenu autorisé 2019 de Teréga

Teréga, en M€ <sub>courants</sub>	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	77,8	79,9
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-0,6	-0,6
Variation du poste Coûts de levée des congestions	0,3	0,2
Charges de capital normatives	164,9	175,3
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2017 + estimé 2018)	-0,4	+1,4
Reversement inter-opérateurs	3,0	18,8
<b>Revenu autorisé avant lissage</b> <i>Evolution par rapport à 2018</i>	<b>245,0</b>	<b>275,0</b> +12,3 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	1,1	-3,7
<b>Revenu autorisé</b> <i>Evolution par rapport à 2018</i>	<b>246,1</b>	<b>271,3</b> +10,2 %

### 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	Périmètre	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCE (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz	81,66	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	104,97	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	104,97	50 %
Obergailbach	GRTgaz	104,97	50 %
Oltingue	GRTgaz	104,97	50 %
Pirineos	Teréga	104,97	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Périmètre	TCST (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	41,37	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	407,02	75 %
Jura	GRTgaz	96,53	Sans objet
Pirineos	Teréga	626,95	75 %

- Termes de capacité de sortie à rebours

Entrée à	Périmètre	Coefficient sur terme ferme de sortie <i>Annuel à rebours</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	125 %

- Termes de capacité d'entrée à rebours

Sortie à	Périmètre	Coefficient sur terme ferme d'entrée <i>Annuel à rebours</i>
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	20 %
Obergailbach	GRTgaz	20 %
Taisnières B	GRTgaz	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	Périmètre	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Souscriptions fermes</i>
Dunkerque GNL	GRTgaz	99,14
Montoir	GRTgaz	99,14
Fos	GRTgaz	99,14

### 3.2.2.3 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

- Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages (TCES et TCSS)

PITS	Périmètre	Type de capacité	Entrée - TCES (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCSS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>
Nord-Ouest	GRTgaz	Ferme climatique	9,15	21,39
Nord-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,15	21,39
Nord B	GRTgaz	Ferme climatique	9,15	21,39
Atlantique	GRTgaz	Ferme climatique	9,15	21,39
Sud-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,15	21,39
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	9,15	21,39

### 3.2.2.4 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) <i>Annuel ferme</i>	TCS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	91,78	50 %
Teréga	91,78	50 %

### 3.2.2.5 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) <i>Annuel ferme</i>	TCR (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	83,43 x NTR	50 %
Teréga	79,64 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 Teréga, 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 Teréga 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	33,20	50 %
	Consommateur final fortement modulé <sup>12</sup> raccordé au réseau de transport	34,71	50 %
	PIRR	42,62	Sans objet
	PITD	49,01	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	28,86	50 %
	PITD	52,15	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 Teréga les charges d'exploitation, maintenance, réparation des postes et branchements ainsi que le renouvellement à l'identique des postes.

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

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

Une évolution des coefficients A est possible au 1<sup>er</sup> avril de chaque année via une délibération de la CRE sur proposition des GRT pour leurs zones d'équilibrage et pour chaque gestionnaire de réseaux de distribution présent sur ces zones.

- 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	6 406,38
Teréga	3 192,19

<sup>12</sup> Consommateurs présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement (voir paragraphe 17)  
29/52

### 3.2.3 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)

#### 3.2.3.1 Montant de compensation à percevoir

Le montant de la compensation à percevoir par un opérateur d'infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel et qui sera collecté par les GRT, correspond à la différence entre (i) le revenu autorisé de l'opérateur pour 2019, fixé par la CRE dans sa délibération du 13 décembre 2018<sup>13</sup>, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l'opérateur au titre de l'année 2019. Ce calcul est effectué pour chacun des opérateurs. Il permet de définir la quote part de la compensation reversée par chaque GRT à chacun des opérateurs en considérant le rapport entre la compensation prévisionnelle annuelle de l'opérateur et la compensation prévisionnelle annuelle totale.

Les montants qui seront retenus par la CRE pour calculer la compensation 2019 sont les suivants :

- (i) pour le revenu autorisé, la CRE retient le montant fixé dans sa délibération du 13 décembre 2018 ;
- (ii) pour les recettes prévisionnelles directement perçues par les opérateurs de stockage, la CRE retient notamment :
  - a. les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2018-2019, au titre des 3 premiers mois de 2019 ;
  - b. les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2019-2020, au titre des 9 derniers mois de 2019.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé dans une délibération de la CRE fin mars 2019.

#### 3.2.3.2 Calcul de l'assiette de compensation

Tout expéditeur qui se voit attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un Point d'Interface Transport Distribution (PITD) se voit appliquer un terme tarifaire stockage (TS) fonction de la modulation hivernale de ses clients, raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz, dans son portefeuille le 1<sup>er</sup> jour de chaque mois. Cette modulation est calculée sur la base de données transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz. Ce terme vise à recouvrer une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel.

L'assiette de perception de la compensation à percevoir auprès de chaque expéditeur est définie comme la somme des assiettes de chacun de ses clients raccordés aux réseaux de distribution de gaz.

Chaque 1<sup>er</sup> jour de mois, pour chacun des clients, le niveau de la modulation hivernale est déterminé ainsi :

$$\text{Modulation client (MWh/j)} = \text{Max}(0; \text{CJN} - \frac{\text{CAR}}{365} - \text{Int})$$

Où :

- la Consommation Annuelle de Référence (CAR) est l'estimation de la consommation annuelle d'un Point de Comptage et d'Estimation (PCE) en année climatiquement moyenne ;
- la Capacité Journalière Normalisée (CJN) est définie selon le type du client :

client « non à souscription » :

$$\text{CJN} = A. \text{zi}. \text{CAR}$$

Où :

- o A est un coefficient traduisant le rapport entre les capacités, dites « normalisées », calculées par les GRT pour les PDL « non à souscription », alimentés en aval d'un PITD donné, pour chaque GRD sur chaque zone d'équilibrage et, sur les mêmes périmètres, la consommation journalière de pointe de ces PDL calculée par l'algorithme de profilage des GRD ;
- o coefficient Zi : coefficient de conversion prenant en compte la station météo et le profil de consommation du client. La méthode d'attribution des profils est disponible sur le site du GTG<sup>14</sup>.

client à souscription: la CJN est égale à sa capacité journalière d'acheminement souscrite (CJA) le 1<sup>er</sup> jour du mois.

<sup>13</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2019

<sup>14</sup> Calcul des coefficients Zi

- Int : les capacités qui seraient contractualisées comme interruptibles par un client, sous réserve de la mise en place d'un dispositif d'interruptibilité.

Par exception, la Modulation client est fixée à 0 MWh/j pour les clients :

- déclarés délestables : clients s'étant déclarés délestables lors de l'enquête menée par les gestionnaires de réseaux de distribution<sup>15</sup> ;
- contre-modulés : clients ayant un profil P013 (Part Hiver inférieure ou égale à 39%) ou P014 (Part Hiver comprise entre 39% et 50%). Les profils sont attribués par les GRD selon la méthodologie publiée sur le site du GTG<sup>16</sup>.

Les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz transmettent aux GRT les données nécessaires au calcul du niveau de la modulation hivernale, telle que définie ci-dessus.

Dans certains cas, notamment pour certains GRD ne disposant pas d'information sur le profil de consommation de leur clientèle historique, certaines données (CAR, profils) pourraient ne pas être disponibles. Les GRT pourront substituer la CAR par un équivalent fonction de l'estimation de la CAR globale du PITD.

Enfin, dans le cas où un GRD ne transmet pas dans les temps les données nécessaires au calcul de l'assiette pour les clients sur son périmètre, le GRT appliquera, pour ces clients en question, une méthode fondée sur la capacité souscrite. Ce calcul sera corrigé a posteriori, une fois que le GRD transmettra les données.

La valeur prévisionnelle de cette assiette pour 2019 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, fin mars 2019.

### 3.2.3.3 Calcul du terme tarifaire stockage

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation. La CRE fixera le niveau du terme stockage applicable au 1<sup>er</sup> avril 2019 en mars 2019 afin de prendre en compte les recettes de la compagnie de commercialisation 2019-2020.

## 3.2.4 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année

### 3.2.4.1 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

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.

### 3.2.4.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

<sup>15</sup> Questionnaire de délestabilité GRDF

<sup>16</sup> Table des profils applicable du 1er avril 2018 au 31 mars 2019

### 3.2.4.3 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

### 3.2.4.4 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 :

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

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

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

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

### 3.2.5 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 les réseaux des GRT 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 9,64 €/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.

### 3.2.6 Tarification des points notionnels d'échange de gaz

Les modalités de fonctionnement du point notionnel d'échange de gaz (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 au point 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.

Depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2018, date de mise en place de la zone de marché unique, les contrats d'acheminement souscrits auprès des GRT sont maintenus. Les expéditeurs détenteurs du terme fixe de livraison initialement au PEG Nord ou à la *Trading Region South* (TRS) bénéficient d'un accès au PEG, au prix fixe de 6000 €/an et au prix variable de 0,01 €/MWh livré.

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 au 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.

### 3.2.7 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.

### 3.2.8 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 PITT 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.

### 3.2.9 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 :

Périmètre	Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
GRTgaz	Taisnières B	Région Taisnières B	0,17
GRTgaz	Taisnières H	Région Taisnières H	0,23
GRTgaz	Dunkerque	Région Dunkerque	0,23
GRTgaz	Obergailbach	Région Obergailbach	0,23

### 3.2.10 Conversion de qualité du gaz

#### 3.2.10.1 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 au sein de la TRF.

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.

#### 3.2.10.2 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 et/ou le PITS Nord B, 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 23,32 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,91 €/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.

#### 3.2.10.3 Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B

Le périmètre B est ouvert à l'ensemble des expéditeurs et est composé de Taisnières B, du stockage Nord B, du convertisseur de pointe de gaz H en gaz B, des adaptateurs de gaz B en gaz H et du point de livraison de la prestation d'échange de gaz H en gaz B.

Les expéditeurs qui utilisent les infrastructures en gaz B ont une obligation de bilan au pas de temps journalier sur le périmètre B. Des pénalités s'appliquent en cas de non-respect de leur obligation de bilan, court ou long. Les pénalités qui s'appliquent sont les suivantes :

<b>Ecart de bilan au périmètre B</b>	<b>Seuil</b>	<b>Prix au Périmètre B</b>
Ecart de bilan positif (long) inférieur au seuil	5 GWh	1 €/MWh
Ecart de bilan positif (long) supérieur au seuil		30 €/MWh
Ecart de bilan négatif (court) inférieur au seuil	1 GWh	3,35 €/MWh
Ecart de bilan négatif (court) supérieur au seuil		30 €/MWh

### **3.2.10.4 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.

#### **3.2.11 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite**

GRTgaz et Teréga 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>17</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 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.

#### **3.2.12 Pénalités pour dépassement de capacité**

##### **3.2.12.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière**

- **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.

- **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 :

<sup>17</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

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.

- 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.

- 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 Evolution de la grille tarifaire des GRT à compter du 1<sup>er</sup> avril 2020**

En application des dispositions du règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz en Union Européenne (dit Code de réseau Tarif) la CRE envisage de mener les travaux relatifs aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport en 2019, pour une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2020. Le tarif ATRT6 prendrait donc fin au 31 mars 2020.

#### **3.3.1 Prise en compte 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.

<b>GRTgaz, en M€ courants</b>	<b>Taux</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Revenus acheminement « aval »	100 %	1 341	1 410
Revenus acheminement « amont »	80 %	441	385
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	3	6
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	909	964
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO <sub>2</sub>	80 %	92	102
Charges au titre de la prestation de conversion H-B (variation des volumes convertis)	100 %	51	56
Charges incombant à GRTgaz consécutives au projet pilote de conversion vers le gaz H de la zone alimentée en gaz B	100 %	0	0
Charges liées à la désimbrication des activités de R&D d'avec celles de la maison-mère	100 %	3	1
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	100 %	34	32
Charges liées à la levée des congestions	100 %	2	2
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 %	0	0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (charge)	100 %	34	34
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et Teréga (recette)	100 %	3	19

<b>Teréga, en M€courants</b>	<b>Taux</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Revenus acheminement « aval »	100 %	147	153
Revenus acheminement « amont »	80 %	99	118
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0	0
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	143	155
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO <sub>2</sub>	80 %	6	8
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	100 %	0	0
Charges liées à la levée des congestions	100 %	0,3	0,2
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 %	0	0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (recette)	100 %	34	34
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et Teréga (charge)	100 %	3	19

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.

**DÉCISION**

Conformément à la 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 Teréga, le tarif ATRT6 évolue au 1<sup>er</sup> avril 2019.

La présente délibération définit les évolutions à compter du 1<sup>er</sup> avril 2019 des grilles tarifaires s'appliquant aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

En application des modalités définies dans le paragraphe 1.2.2 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 susvisée, et compte tenu des dépenses d'investissements nécessaires à la fusion des zones, de la baisse des souscriptions de capacité, ainsi que de l'évolution de l'inflation, de l'impact de la révision des modalités d'accès à la zone B, et de l'évolution des charges d'énergie et des coûts de traitement des congestions, les évolutions tarifaires moyennes au 1<sup>er</sup> avril 2019 sont les suivantes :

- une hausse moyenne du tarif de GRTgaz de +4,6 %, soit +1,6 % sur le réseau principal et +7,1 % sur le réseau régional.
- une hausse moyenne du tarif de Teréga de +3,0 %, soit +1,6 % sur le réseau principal et +5,1 % sur le réseau régional.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera notifiée à GRTgaz et Teréga, et transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'Economie et des finances.

**Délibéré à Paris, le 13 décembre 2018.**

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

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**

**ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019**

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 3.

**Accès au Point Notionnel d'Echange de Gaz (PEG)**

Terme fixe annuel : 6000 €/an

Terme variable : 0,01 €/MWh échangé

**Principaux termes applicables au réseau Principal**

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interruptible	Re-bours
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)</b>			
GRTgaz - Taisnières B	81,66	50 %	20%
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	104,97	50 %	20 %
GRTgaz - Dunkerque	104,97	50 %	
GRTgaz - Obergailbach	104,97	50 %	20 %
GRTgaz - Oltingue	104,97	50 %	
Teréga - PIRINEOS	104,97	75 %	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interruptible	Re-bours
<b>Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)</b>			
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	41,37		125 %
GRTgaz - Oltingue	407,02	75 %	
GRTgaz - Jura	96,53		
Teréga - PIRINEOS	626,95	75 %	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)
	Ferme
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)</b>	
GRTgaz - Dunkerque GNL	99,14
GRTgaz - Montoir	99,14
GRTgaz - Fos	99,14

	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, Atlantique	9,15	21,39
Teréga - Sud-Ouest	9,15	21,39

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
<b>Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)</b>		
GRTgaz	91,78	50 %
Teréga	91,78	50 %

**Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux**

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	83,43 X NTR	50 %
Teréga	79,64 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	33,20	50 %
GRTgaz - Consommateur final fortement modulé	34,71	50 %
GRTgaz - PIRR	42,62	
GRTgaz - PITD	49,01	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	28,86	50 %
Teréga- PITD	52,15	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)
	Ferme
GRTgaz	6406,38
Teréga	3192,19

**ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GRT**

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

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

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 ;
- 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 ;
- 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 périmètre et par mois</b> une valeur suivie par périmètre : soit une valeur suivie par GRTgaz et une valeur suivie par Teréga)
<b>Périmètre :</b>	- tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus - par périmètre
<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>TERÉGA :</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>• 40 k€ pour le 2<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> <li>• 60 k€ par jour non conforme, à partir du 3<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> </ul> - bonus / mois : 50 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. <b>TERÉGA :</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 Teréga, est limité à +/- 300 k€ par an.
<b>Date de mise en œuvre</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2016

(1) : Pour un périmètre donné, 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 du périmètre 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 du périmètre 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>Teréga :</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 Teréga, 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> (trois valeurs suivies par GRTgaz et Teréga par plage horaire)
<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 télérelevés 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>	L'incitation financière porte sur la moyenne, toutes tranches horaires confondues, des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité. <b>GRTgaz :</b> <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> <b>TERÉGA</b> <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 TERÉGA, 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>- 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>(un taux par périmètre pour les valeurs publiées la veille et en cours de journée, soit 3 valeurs suivies par GRTgaz et 3 valeurs suivies par Teréga)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- une valeur par périmètre</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 : 80 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus : 20 € 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.</li> </ul> <p><b>Teréga:</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 Teréga, 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)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15
<b>Déséquilibre prévisionnel</b>	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure <sup>(1)</sup>	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15
<b>Prix de règlement des déséquilibres</b>	Horaire, à chaque mise à jour de Powernext	1 contrôle par heure <sup>(1)</sup>	Valeur suivie : moyenne des taux de disponibilité mensuel global pour chaque prix (prix moyen pondéré, prix de vente marginal, prix d'achat marginal)
<b>Prévision globale de consommation par périmètre 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)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+15
<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. Valeur suivie : taux de disponibilité à 14h
<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>Teréga :</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 TERÉGA, 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 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 périmètre 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>	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 150 GWh en zone GRTgaz et 30 GWh en zone Teréga.  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.
<b>Périmètre :</b>	- Une valeur par mois et par périmètre (1 valeur pour Teréga et une valeur pour GRTgaz)
<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 2016

2.3 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 Teréga: 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

(1) : 4 catégories de points sont retenues :

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

**2.4 Indicateurs relatifs à l'environnement**

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emissions de gaz à effet de serre	<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 : DÉCOMPOSITION DE LA BAR 2019 ENTRE RÉSEAU PRINCIPAL ET RÉSEAU RÉGIONAL****Teréga**

<b>BAR au 1/1/2019 (M€ courants)</b>	<b>Répartition Réseau principal/Réseau régional</b>
Réseau principal	<b>974</b> (soit 64% du montant total de la BAR)
Réseau régional	<b>553</b> (soit 36% du montant total de la BAR)

**GRTgaz :**

<b>BAR au 1/1/2019 (M€ courants)</b>	<b>Répartition Réseau principal/Réseau régional</b>
Réseau principal	<b>5489</b> (soit 62% du montant total de la BAR)
Réseau régional	<b>3362</b> (soit 38% du montant total de la BAR)

### ANNEXE 4 : LISTES DES NTR PAR SITE

Annexes publiées sur le site internet de la CRE pour GRTgaz<sup>18</sup> et Teréga<sup>19</sup>.

### ANNEXE 5 : DONNÉES PUBLIÉES PAR LES GRT

#### 1. Représentation structurelle du réseau de transport

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/notre-entreprise/notre-reseau.html>

Teréga :

<https://www.Teréga.fr/nos-offres/transport.html>

<https://www.Teréga.fr/nos-publications/publications-transport/schema-du-reseau-Teréga.html>

#### 2. Données techniques (longueur et diamètre des gazoducs, puissance des stations de compression)

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/fr/notre-entreprise/nos-chiffres-cles.html>

Teréga : <https://www.Teréga.fr/qui-sommes-nous/nos-metiers/chiffres-cles.html>

#### 3. Produits standards de capacité interruptible proposés et probabilité d'interruption

GRTgaz : [http://www.smart.grtgaz.com/fr/capacites\\_moyen\\_termes/PIR](http://www.smart.grtgaz.com/fr/capacites_moyen_termes/PIR) ; [http://smart.grtgaz.com/fr/programme\\_travaux/CAM/PIR](http://smart.grtgaz.com/fr/programme_travaux/CAM/PIR) ; [http://www.smart.grtgaz.com/fr/programme\\_travaux/NON-CAM/PIR](http://www.smart.grtgaz.com/fr/programme_travaux/NON-CAM/PIR)

Teréga :

[https://www2.terega.fr/fileadmin/Nos\\_offres/Transport/Contrat\\_de\\_transport/CG\\_CP\\_CO/MAJ\\_Novembre\\_2018\\_bis/FR/04\\_Section\\_1\\_Regles\\_de\\_souscription\\_et\\_d\\_allocation\\_sur\\_le\\_RP.pdf](https://www2.terega.fr/fileadmin/Nos_offres/Transport/Contrat_de_transport/CG_CP_CO/MAJ_Novembre_2018_bis/FR/04_Section_1_Regles_de_souscription_et_d_allocation_sur_le_RP.pdf)

[https://www2.terega.fr/fileadmin/Nos\\_publications/Publications\\_transport/Actualit%C3%A9s\\_op%C3%A9rationnelles/2015/2015-12-10/GT\\_Allocation\\_30112015\\_TIGF\\_FR.PDF](https://www2.terega.fr/fileadmin/Nos_publications/Publications_transport/Actualit%C3%A9s_op%C3%A9rationnelles/2015/2015-12-10/GT_Allocation_30112015_TIGF_FR.PDF)

#### 4. Capacité technique disponible aux points d'entrée et de sortie

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/acces-direct/clients/fournisseur-trader/acces-aux-capacites.html>

Teréga : <https://www.Teréga.fr/fr/nos-offres/transport/commercialisation-de-capacites/calcul-des-capacites.html>

<sup>18</sup> Liste des NTR de GRTgaz

<sup>19</sup> Liste des NTR de Teréga