

DÉLIBÉRATION N°2025-35

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2025

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

Les dispositions des articles L. 452-1 et L. 452-2 à L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées, au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dit « tarif ATRT8 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2024 pour une durée d'environ quatre ans. Il prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année, à compter du 1^{er} avril 2025, selon des modalités fixées dans la délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga¹ (ci-après « la délibération ATRT8 »).

La présente délibération a pour objet de faire évoluer le tarif ATRT8 à compter du 1^{er} avril 2025 selon les modalités prévues dans la délibération ATRT8.

Les principales évolutions fixées dans la présente délibération sont présentées ci-après.

Evolution tarifaire au 1^{er} avril 2025

La CRE retient des baisses de -0,67 % des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga, et, respectivement, de -0,55 % et de -1,85 % des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz et du réseau régional de Teréga. Ces évolutions prennent en compte :

- l'hypothèse d'inflation pour 2025 retenue dans le projet de loi de finances pour l'année 2025² (1,80 %), ainsi que l'écart entre l'inflation réalisée de l'année 2024 (1,85 %) et le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2024 retenu dans le projet de loi de finances pour l'année 2024 (2,50 %) ;
- l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) des GRT calculé au 31 décembre 2024 (facteurs k dans le tableau qui suit).

	IPC	k	Evolution au 1 ^{er} avril 2025 (IPC + k)
Réseau principal	1,15 % ³	- 1,82 %	-0,67 %
Réseau régional de GRTgaz		- 1,70 %	- 0,55 %
Réseau régional de Teréga		- 3,00 %	-1,85 %

¹ [Délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga \(ATRT8\).](#)

² Projet de loi de finances pour 2025, n° 324, déposé le jeudi 10 octobre 2024.

³ 1,15 % = 1,80 % + (1,85 % - 2,5 % (PLF 2024))

Table des matières

1. Cadre juridique et compétence de la CRE	4
2. Cadre de l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2025	4
2.1. Rappels des principes généraux en vigueur en ATRT8	4
2.2. Rappels des principes de mise à jour tarifaire	5
2.3. Rabais prévus par l'article 18 du règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène	7
3. Paramètres et évolutions du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2025	9
3.1. Revenu autorisé 2025 des GRT	9
3.1.1. Charges de capital	9
3.1.2. Charges nettes d'exploitation pour 2025	9
3.1.3. Calcul du CRCP	10
3.1.4. Régulation incitative de la qualité de service	16
3.1.5. Charges à couvrir pour 2025	16
3.2. Calcul du coefficient « k » et des revenus autorisés des GRT	18
3.3. Evolution tarifaire au 1 ^{er} avril 2025	19
3.3.1. Réseau principal	19
3.3.2. Réseaux régionaux	19
3.4. Mise à jour des trajectoires de référence pour 2025	20
3.4.1. Poste « énergie et quotas de CO ₂ »	20
3.4.2. Poste « charges de consommables »	24
3.4.3. Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2025	24
4. Tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga applicable au 1^{er} avril 2025	26
4.1. Règles tarifaires	26
4.1.1. Définitions	26
4.1.2. Souscriptions de capacités	27
4.1.3. Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga	
4.2. Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de GRTgaz et Teréga au 1 ^{er} avril 2025	29
4.2.1. Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison	29
4.2.2. Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)	34
4.2.3. Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année	37
4.2.4. Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz	39

4.2.5. Tarification des points notionnels d'échange de gaz.....	39
4.2.6. Service de flexibilité intra journalière pour les sites fortement modulés.....	39
4.2.7. Conversion de qualité du gaz.....	40
4.2.8. Service d'équilibrage fondé sur le stock en conduite	40
4.2.9. Pénalités pour dépassement de capacité	41
4.2.10. Redevance versée à GRTgaz par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge	42

Décision de la CRE	43
--------------------------	----

Annexe 1 : Tableau de synthèse de la grille tarifaire au 1 ^{er} avril 2025	44
---	----

Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT...	46
---	----

Annexe 3 : Evolution des souscriptions de capacité fermes sur la période ATRT	
---	--

Annexe 4 : Liste des NTR par site.....	58
--	----

Annexe 5 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga	59
---	----

1. Cadre juridique et compétence de la CRE

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

Les dispositions des articles L. 452-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

Les dispositions de l'article L. 452-2 prévoient 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 GRTgaz et Teréga dit « tarif ATRT8 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2024.

La délibération ATRT8 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT (cf. 2.2).

Par la présente délibération, la CRE fixe la grille tarifaire qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2025 dans le cadre de la première évolution annuelle de l'ATR8.

2. Cadre de l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2025

2.1. Rappels des principes généraux en vigueur en ATR8

La délibération du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga fixe pour la période tarifaire 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.

Par ailleurs, la délibération ATR8 prévoit des mécanismes de régulation incitative portant sur quatre volets différents :

- une régulation incitative des dépenses d'investissements :
 - o incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors réseaux », avec un mécanisme incitatif de TOTEX pour les charges relatives au SI de Teréga ;
 - o incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement du réseau de transport, avec la fixation systématique d'un budget cible pour les projets de plus de 20 M€, et sur décision de la CRE pour les autres projets ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation sont mises à jour chaque année afin de tenir compte de l'inflation. A l'exception de certains postes couverts en tout ou partie au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), les gains ou les pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont conservés par chaque GRT ;

- une régulation incitative de la qualité de service, qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché ;
- une régulation incitative des dépenses de recherche, de développement et d'innovation (R&D&I) : les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge. Les opérateurs peuvent demander une révision de la trajectoire prévisionnelle fixée dans l'ATRTR8 dans le cadre de la mise à jour de mi-période tarifaire.

2.2. Rappels des principes de mise à jour tarifaire

La délibération ATRTR8 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT. Cette mise à jour se fonde notamment sur la mise à jour de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans, qui est constituée :

- de la trajectoire des charges de capital normatives définie par la CRE dans la délibération ATRTR8 ;
- de la trajectoire des charges nettes d'exploitation fixée par la CRE dans la délibération ATRTR8 et mise à jour de l'inflation ;
- de l'apurement du solde du CRCP de chaque GRT, calculé au 31 décembre de l'année N-1 ;
- du flux financier de reversement interopérateurs résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal ;
- du terme de lissage défini par la CRE dans la délibération ATRTR8.

La délibération ATRTR8 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par chaque GRT au bout de deux ans.

Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2026 et 2027).

L'évolution de la grille tarifaire annuelle prend en compte un coefficient « k » qui vise à apurer, au 31 décembre de l'année N, le solde du CRCP constaté au 31 décembre de l'année N-1. Ce coefficient est plafonné à +/- 3 % et est déterminé de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir pour chaque GRT, dans la limite du plafonnement à +/- 3 %, le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour et le solde du CRCP.

Lors de la mise à jour tarifaire annuelle, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient « k_{GRTgaz} » pour GRTgaz et « $k_{\text{Teréga}}$ » pour Teréga, ces deux termes n'ayant aucune raison d'être identiques.

Toutefois, le tarif ATRTR8 prévoit que l'évolution annuelle est identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal. Cette évolution uniforme est nécessaire pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre la part des coûts du réseau principal portée par les utilisateurs effectuant du transit et celle portée par les utilisateurs alimentant la consommation nationale.

En conséquence, les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », calculé comme la moyenne du k_{GRTgaz} , non plafonné et du $k_{\text{Teréga}}$ non plafonné pondérée par les recettes de souscription de capacités sur le réseau principal de chaque opérateur.

Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{\text{Teréga}}$.

Enfin, un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen k_{national} sur les termes du réseau principal.

Le tarif ATRTR8 évolue annuellement, à compter de 2025, le 1^{er} avril de chaque année, selon les principes suivants :

- pour les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{national}} = \text{IPC} + k_{\text{national}}$$

Où :

- Z_{national} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- k_{national} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités sur le réseau principal des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$ non plafonnés.

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1^{er} octobre de chaque année.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{GRTgaz}} = \text{IPC} + k_{\text{GRTgaz}}$$

Où :

- Z_{GRTgaz} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de GRTgaz.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{Teréga}} = \text{IPC} + k_{\text{Teréga}}$$

Où :

- $Z_{\text{Teréga}}$ est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;

- $k_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

Par exception, ces modalités d'évolution ne s'appliquent ni aux tarifs d'accès au PEG, qui restent constants, ni au timbre d'injection biométhane.

Enfin, la délibération ATRT8 prévoit que les trajectoires de références des postes suivants sont mises à jour annuellement :

- les charges d'énergie motrice et les achats et ventes de quotas de CO₂ ;
- les charges de consommables (THT) ;
- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM).
- le flux interopérateurs entre GRTgaz et Teréga.

La présente délibération fixe donc les trajectoires prévisionnelles de ces postes pour l'année 2025 (cf. 3.4).

Pour les charges d'énergie motrice et les achats et ventes de CO₂, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle de ce poste et le réalisé est couvert à 90 % au CRCP, dans la limite de +/- 50 % de la trajectoire prévisionnelle, puis à 100 % au CRCP au-delà.

Pour les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM), l'écart entre la trajectoire prévisionnelle de ce poste et le réalisé est couvert à 90 % au CRCP.

Pour les charges de consommables, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle de ce poste et le réalisé est couvert à 80 % au CRCP.

Pour le flux interopérateurs, l'écart est couvert à 100 % au CRCP.

2.3. Rabais prévus par l'article 18 du règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène

Le règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène prévoit à son article 18 des rabais sur les tarifs d'accès aux réseaux pour les gaz renouvelables et bas carbone :

- le premier paragraphe de cet article dispose que « *lors de la fixation des tarifs, un rabais est appliqué pour le gaz renouvelable et le gaz bas carbone : a) aux points d'entrée en provenance d'installations de production de gaz renouvelable et de gaz bas carbone ; b) aux tarifs de transport fondés sur la capacité aux points d'entrée et de sortie en provenance et à destination des installations de stockage de gaz naturel, sauf si cette installation de stockage est connectée à plusieurs réseaux de transport ou de distribution et est utilisée pour concurrencer un point d'interconnexion. / Le rabais appliqué en vertu du premier alinéa, point a), est fixé à 100 % pour les tarifs concernés fondés sur la capacité afin de développer l'injection de gaz renouvelable, et à 75 % pour le gaz bas carbone* » ;
- le quatrième paragraphe du même article prévoit que, à partir du 5 août 2029, « *les utilisateurs du réseau obtiennent du gestionnaire de réseau de transport un rabais de 100 % sur le tarif fondé sur la capacité aux points d'interconnexion entre États membres, pour le gaz renouvelable, et de 75 % pour le gaz bas carbone, après avoir fourni au gestionnaire de réseau de transport concerné une preuve de durabilité, fondée sur un certificat de durabilité valable, obtenu pour le gaz renouvelable en vertu des articles 29 et 30 de la directive (UE) 2018/2001 et enregistré dans la base de données de l'Union visée à l'article 31 bis de ladite directive, et fondée sur un certificat valable, obtenu pour le gaz bas carbone en vertu de l'article 9 de la directive (UE) 2024/1788* ».

Le cinquième paragraphe de cet article précise toutefois que « [p]ar dérogation aux paragraphes 1 et 4 du présent article, les autorités de régulation peuvent décider de ne pas appliquer de rabais ou de fixer des rabais inférieurs à ceux prévus aux paragraphes 1 et 4 du présent article, à condition que cette dérogation soit conforme aux principes généraux de tarification énoncés à l'article 17, et notamment au principe de reflet des coûts, lorsque l'un des critères suivants est rempli :

- a) la dérogation est nécessaire pour une exploitation efficace du réseau de transport, pour garantir un cadre financier stable pour les investissements existants ou pour éviter des subventions croisées indues, des distorsions dans les échanges transfrontaliers ou un mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport inefficace ;
- b) l'application des rabais prévus aux paragraphes 1 et 4 n'est pas nécessaire en raison du degré d'avancement du déploiement du gaz renouvelable et du gaz bas carbone dans l'État membre concerné ou de l'existence d'autres mécanismes de soutien pour accroître l'utilisation de gaz renouvelable ou de gaz bas carbone ».

En France, l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz est autorisée depuis 2011. Aujourd'hui, l'injection est permise pour l'ensemble des gaz renouvelables et bas-carbone sous réserve de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité des infrastructures de gaz naturel⁴.

Un cadre de soutien a graduellement été mis en place afin de soutenir l'essor de la production des gaz renouvelables et bas-carbone.

Un régime d'aide à la production du biométhane a été mis en place par le législateur français dès 2011. Les producteurs de biométhane peuvent bénéficier d'un tarif d'achat garanti sur 15 ans. La différence entre ce tarif d'achat garanti et le prix de marché du gaz est compensée par l'Etat français par les charges de service public de l'énergie. Progressivement, les dispositifs de soutien public se sont multipliés et leur périmètre a été élargi pour la vente de l'ensemble des gaz renouvelables et bas carbone (par exemple, à travers la mise en place de contrats d'expérimentation pour la production de gaz renouvelable ou bas carbone par des technologies innovantes⁵, les certificats de production de biogaz ou les garanties d'origine).

Par ailleurs, le législateur a mis en place un cadre favorable au raccordement des installations de production de gaz renouvelable et bas carbone et à l'injection de ces derniers dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

En premier lieu, il a aménagé les règles de financement des coûts de raccordement des installations de production aux réseaux de gaz naturel. Le code de l'énergie prévoit que les installations de production de biométhane bénéficient d'une réfaction tarifaire sur les coûts du raccordement au réseau⁶. En conséquence, les producteurs raccordés n'acquittent ainsi que 40 % des coûts de raccordement de leur installation, les coûts restants étant couverts par l'ensemble des utilisateurs des réseaux de gaz naturel.

En second lieu, il a aménagé les règles de financement des coûts de renforcement des réseaux liés au développement de l'injection de gaz renouvelable ou bas-carbone dans les réseaux. La loi dite « EGAlim »⁷ du 30 octobre 2018 a créé le dispositif juridique du « droit à l'injection », dont les modalités d'application ont été définies par le décret n°2019-665 du 28 juin 2019 et par la CRE dès 2019⁸. Ce principe a été étendu à l'ensemble des gaz renouvelables ou bas carbone par la loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Le dispositif permet la mutualisation des coûts des renforcements nécessaires des réseaux afin d'accueillir la production décarbonée (installations de maillages sur les réseaux de distribution et de rebours sur les réseaux de transport) dans les tarifs d'accès acquittés par les utilisateurs des réseaux de gaz naturel (soumis au respect d'un critère technico-économique).

⁴ Article L. 111-97 du code de l'énergie.

⁵ [Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables](#) (article 98).

⁶ Article L. 452-1 du code de l'énergie.

⁷ [Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018](#) pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous.

⁸ [Délibération de la CRE du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz.](#)

L'ensemble de ces mesures permet ainsi d'offrir un accès au réseau aux producteurs de biométhane à un coût réduit.

Ces dispositifs sont décrits et leurs effets analysés au sein du Bilan technique et économique⁹ dressé par la CRE, publié en décembre 2024.

Ces mesures de soutien ont eu pour effet une accélération très marquée du nombre d'installations de production de biogaz raccordées aux réseaux, et des volumes produits et injectés. Entre 2011 et fin 2023, les capacités de production sont passées de 59 GWh/an à 11,8 TWh/an. Entre fin 2018 et fin 2023, ces capacités ont été multipliées par 7,7 et les volumes injectés sont passés de 0,7 TWh à 9,1 TWh, soit au-delà de l'objectif de 6 TWh en 2023 qui a été fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en vigueur.

En application des dispositions du paragraphe 5 de l'article 18 règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, la CRE décide de ne pas appliquer les rabais tarifaires prévus aux paragraphes 1 et 4 de l'article 18 de ce même règlement. En effet, la CRE considère, en particulier pour les raisons exposées ci-dessus, que l'application de ces rabais n'est pas nécessaire au vu du degré de déploiement des gaz renouvelables et bas carbone en France et de l'existence de mesures de soutien au développement de ces gaz, notamment du biométhane injecté dans les réseaux.

3. Paramètres et évolutions du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2025

3.1. Revenu autorisé 2025 des GRT

3.1.1. Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire ATRT8. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100 % par le CRCP, à l'exception des charges relatives aux actifs dits « hors infrastructures » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles	2024	2025	2026	2027
GRTgaz	1 074,3	1 080,4	1 067,4	1 064,5
<i>dont CCN « hors infrastructures »</i>	<i>119,9</i>	<i>124,3</i>	<i>125,9</i>	<i>121,7</i>
Teréga	184,6	186,1	187,9	194,2
<i>dont CCN « hors infrastructures – immobilier et véhicules »</i>	<i>5,5</i>	<i>5,2</i>	<i>6,0</i>	<i>6,3</i>
<i>dont CCN « systèmes d'information »</i>	<i>14,6</i>	<i>12,8</i>	<i>11,7</i>	<i>11,0</i>

3.1.2. Charges nettes d'exploitation pour 2025

Pour l'année 2025, les charges nettes d'exploitation (CNE) de référence retenues par la délibération ATRT8 étaient de 930,8 M€ pour GRTgaz et 77,6 M€ pour Teréga.

L'annexe 4 de la délibération ATRT8 prévoit que les charges nettes d'exploitation pour l'année 2025 sont égales à la valeur de référence rappelée ci-dessus :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre 2022 et 2025 prévue dans la délibération ATRT8 (9,57 %) ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2022 et 2023 ;

⁹ [Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté \(hors STEP et ISDND\)](#), CRE, 4 décembre 2024.

- multipliée par l'inflation réalisée entre 2023 et 2024, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2025, prise en compte dans le projet de loi de finances pour 2025, n°324, déposé le jeudi 10 octobre.

La CRE retient pour la mise à jour une inflation cumulée de 8,68 % :

- une inflation réalisée entre 2022 et 2023 de 4,82% ;
- une hypothèse d'inflation provisoire 2024 de 1,85%, calculée en tenant compte des derniers chiffres publiés par l'INSEE à la fin du mois de novembre 2024 ;
- l'hypothèse d'inflation de 1,80 % du projet de loi de finances pour 2025.

Les charges nettes d'exploitation sont donc fixées à 923,3 M€ pour GRTgaz et à 76,9 M€ pour Teréga

Charges nettes d'exploitation (CNE) – M€	2025 Délibération ATRT8	2025 Mise à jour de l'inflation	Evolution
GRTgaz	930,8	923,3	-7,5
Teréga	77,6	76,9	-0,6

L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour les années 2024 et 2025 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.

3.1.3. Calcul du CRCP

Le solde global du CRCP est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels. Il est donc égal au montant à verser ou à déduire du CRCP (i) au titre de l'année écoulée, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), et (ii) au titre de l'année précédente, par comparaison entre les charges et recettes réalisées et l'estimation qui en avait été faite un an plus tôt (dit CRCP définitif), auquel s'ajoute, le cas échéant, 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 ou de son estimation, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis à l'annexe 4 de la délibération ATRT8. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATRT8.

3.1.3.1. GRTgaz

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2024 à -2,7 M€ à restituer aux utilisateurs¹⁰. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2023 lors de l'élaboration du tarif ATRT8 et le CRCP définitif 2023 (soit -23,8 M€) ;
- au titre du CRCP estimé pour 2024 (soit +21,1 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2024 retenu par la CRE s'élève à -26,9 M€ à restituer aux utilisateurs. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz s'explique principalement par les ajustements suivants :

¹⁰ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2023 lors de l'élaboration du tarif ATRT8 et le CRCP définitif 2023 (soit -24,3 M€). La CRE n'applique pas d'ajustement sur le CRCP définitif 2023, et actualise le solde du CRCP définitif 2023 selon les modalités fixées dans la délibération tarifaire ATRT8 ;
- au titre du CRCP estimé pour 2024 (soit -2,6 M€). La CRE retient notamment les ajustements suivants :
 - un ajustement de -10,4 M€ sur le poste « charges d'énergies » induit par une correction d'EBT à la suite de l'inspection quinquennale des rampes de comptage à l'interface avec Elengy à Fos Cavaou pour un volume de 196,9 GWh en 2024. Cet ajustement en volume affecte également le calcul du prix moyen pondéré du gaz en 2024 ;
 - un ajustement de -6,3 M€ sur le poste au CRCP des « coûts induits par les mécanismes de résorptions des congestions ». La CRE retient les charges de *spread* localisé (SL) réellement supportées pour l'année 2024 (à l'exception de 0,1 M€ induit par un problème de SI lors du premier appel de SL de la journée du 21 novembre 2024) ;
 - un ajustement de -5,5 M€ induit par les écarts d'OPEX dû aux différentes hypothèses d'inflation entre la demande de l'opérateur et les hypothèses retenues par la CRE ;
 - absence de la prise en compte de la demande de couverture des coûts échoués d'études relatifs au projet de protection du patrimoine industriel du site de Villiers-le-Bel (1,16 M€). Ces coûts correspondent en partie (0,77 M€) à des études caduques en raison d'évolutions réglementaires sur la période 2010-2018, et à des études caduques en raison de modifications de l'architecture du programme SISU (Sécurité Informatique de Sûreté Centralisé) chez GRTgaz (0,39 M€) sur la période 2019-2021. La CRE estime que les coûts d'études de la période 2010-2018 auraient dû faire l'objet d'une demande de couverture anticipée, et que les coûts d'études de la période 2019-2021 sont dus à l'organisation des programmes internes de GRTgaz, qui aurait pu anticiper l'impact sur le projet de projection du patrimoine industriel de Villiers-le-Bel et ainsi éviter ces coûts ;
 - s'agissant des charges associées à la mise en œuvre du règlement (UE) 2024/1787 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie, en reportant l'analyse des charges de l'année 2024 à l'issue d'un audit sur les coûts de mise en œuvre du règlement (0,7 M€).

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2024 (1/2)		
GRTgaz	Demande GRTgaz (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Ecart actualisé entre le CRCP estimé pour 2023 au 1^{er} avril 2024 et le CRCP réalisé pour 2023	-23,8	-24,3
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-5,5	-5,6
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-0,3	-0,3
<i>dont charges de capital normatives</i>	1,6	1,6
<i>dont charges d'énergie</i>	-19,1	-19,5
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,2	0,2
<i>dont écart dû à la qualité de service</i>	0,1	0,1
<i>dont charges de prestation de conversion H-B</i>	-9,3	-9,5
<i>dont raccordement CCCG et TAC</i>	0,0	0,0
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	0,2	0,2

Délibération n°2025-35

29 janvier 2025

<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	2,5	2,5
<i>dont charges et produits contrats opérateurs adjacents (net hors ITC et hors contrat transit avec GRTgaz)</i>	6,1	6,2
<i>dont reversement interopérateurs (ITC)</i>	-0,2	-0,3
<i>dont charges de consommables</i>	-1,8	-1,9
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	2,7	2,7
<i>dont reversement GRD-> GRTgaz (Opex associés aux rebours)</i>	-0,8	-0,8

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2024 (2/2)		
GRTgaz	Demande GRTgaz (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Ecart estimés sur les charges et les produits 2024	21,1	-2,6
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-31,8	-31,8
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 90 %</i>	37,7	37,7
<i>dont excédents de recettes d'enchères de capacité</i>	-25,1	-25,1
<i>dont reversement timbre d'injection biométhane</i>	1,3	1,3
<i>dont charges de capital normatives</i>	-1,8	-1,8
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	-1,0	-6,5
<i>dont charges d'énergie</i>	34,8	24,5
<i>dont charges de consommables</i>	0,1	0,1
<i>dont ANE (écarts de prix)</i>	-0,4	0,1
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	5,6	5,5
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	13,3	13,2
<i>dont charges au titre de la prestation de conversion H-B</i>	-13,2	-12,4
<i>dont charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions</i>	-0,6	-7,0
dont charges relatives au contrat entre GRTgaz et Teréga	0,1	0,3
<i>dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés</i>	-2,0	-2,3
<i>dont qualité de service</i>	1,6	1,6
<i>dont coûts échoués</i>	2,9	1,7
<i>dont plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)</i>	-0,2	-0,2
<i>dont bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative</i>	-0,9	-1,4
<i>dont OPEX liées aux émissions de CH4</i>	0,7	0

L'ajustement de certains postes correspond également à la correction mécanique de l'effet de l'inflation sur les postes de charges d'exploitation couverts au CRCP par rapport à la demande de GRTgaz, liée à l'écart entre l'hypothèse d'inflation de GRTgaz et celle retenue par la CRE.

Le montant au titre des écarts de l'année 2024 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2025.

3.1.3.2. Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2024 à -1,9 M€ à restituer aux utilisateurs¹¹. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2023 et le CRCP définitif 2023 (soit -0,8 M€) ;
- au titre du CRCP estimé pour 2024 (soit -1,1 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2024 retenu par la CRE s'élève à -5,4 M€ à restituer aux utilisateurs. L'écart par rapport à la demande de Teréga s'explique principalement par les ajustements suivants :

- un ajustement de -0,2 M€ au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2023 lors de l'élaboration du tarif ATRT8 et le CRCP définitif 2023.

La CRE actualise le solde du CRCP définitif 2023 selon les modalités fixées dans la délibération tarifaire ATRT8 et corrige le calcul du poste « recettes d'acheminement couvertes à 80% » ;

- un ajustement de -3,3 M€ au titre du CRCP estimé pour 2024, décomposé comme suit :
 - un ajustement de -2,5 M€ par rapport à la demande de Teréga est effectuée sur le poste « charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions ». En effet, la demande de l'opérateur prévoyait des charges induites par le mécanisme de SL équivalentes en volume à celles de l'année dernière. La CRE retient les charges de SL constatées pour l'année 2024 ;
 - un ajustement de -0,4 M€ induit par les écarts d'OPEX dû à une mise à jour des hypothèses d'inflation ;
 - un ajustement de -0,2 M€ induit par les différences de références sur certains postes dues aux différentes hypothèses d'inflation entre la demande de l'opérateur et les hypothèses retenues par la CRE ;
 - s'agissant des charges associées à la mise en œuvre du règlement (UE) 2024/1787 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie, en reportant l'analyse des charges de l'année 2024 à l'issue d'un audit sur les coûts de mise en œuvre du règlement (-0,2 M€).

Soit la somme de -1,0 M€ au titre de 2023 et de -4,4 M€ au titre de 2024, pour un total de -5,4 M€.

¹¹ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

Teréga – CRCP au 31 décembre 2024 (1/2)		
Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Ecart entre le CRCP estimé pour 2023 au 1^{er} avril 2024 et le CRCP réalisé pour 2023	-0,8	-1,0
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	0,2	0,2
<i>dont charges d'énergie</i>	-1,2	-1,2
<i>dont coût de traitement des congestions</i>	0,8	0,8
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	0,2	0,2
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	-0,7	-0,7
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	0	-0,2 ¹²

Teréga – CRCP au 31 décembre 2024 (2/2)		
Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Ecart estimés sur les charges et les produits 2024	-1,1	-4,4
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	6,3	6,3
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	2,6	2,6
<i>dont excédents de recettes d'enchères de capacité</i>	-6,6	-6,6
<i>dont CCN « infrastructures »</i>	-1,2	-1,2
<i>dont CCN « hors infrastructures »</i>	-0,1	-0,1
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	-0,1	-0,5
<i>dont charges d'énergie</i>	-2,4	-2,4
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	0,7	0,7
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	-2,7	-2,7
<i>dont charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions</i>	1,6	-0,9
<i>dont produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga</i>	-0,2	-0,4
<i>dont coûts échoués</i>	0,1	0,1
<i>dont qualité de service</i>	0,7	0,7
<i>dont OPEX liées aux émissions de CH4</i>	0,2	0

¹² L'écart de -0,2 M€ avec la demande de Teréga provient d'une correction de la méthode de calcul dans le fichier tarifaire.

Le montant au titre des écarts de l'année 2024 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2025.

3.1.4. Régulation incitative de la qualité de service

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.

En 2023, le bonus annuel au titre de la qualité de service pour l'année s'est élevé à 1,6 M€ pour GRTgaz, et à 0,7 M€ pour Teréga. Ce montant est intégré au CRCP définitif pour l'année 2023. La répartition des bonus pour GRTgaz et Teréga est la suivante :

Indicateurs incités financièrement (k€)	GRTgaz	Teréga
Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain	500	250
Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain	300	147
Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le jour même	536	300
Qualité des prévisions de consommation fournies la veille et en cours de journée	295	43
Total	1 631	740

En 2023, chez les deux opérateurs, le montant global d'incitation financière est en hausse par rapport à 2022.

Par rapport à 2022, on constate une amélioration chez les deux GRT de l'indicateur évaluant la qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisée la veille. Les opérateurs justifient cette hausse par la prise en compte dans les modèles de prévision des changements de comportement des acteurs, notamment liés aux effets de sobriété énergétique observés depuis 2022.

Les indicateurs sur le fonctionnement de la zone de marché unique, les indicateurs de maintenance et les indicateurs environnementaux sont globalement satisfaisants chez les deux opérateurs.

Les délais de traitement des réclamations sont également satisfaisants chez les deux opérateurs.

Le bonus/malus, au titre de l'année 2024, est estimé à -0,9 M€ pour GRTgaz (malus) et 0,7 M€ pour Teréga (bonus). Ils seront calculés définitivement pour la prochaine mise à jour, sur la base des performances définitives des opérateurs.

3.1.5. Charges à couvrir pour 2025

Les charges à couvrir de GRTgaz et de Teréga pour l'année 2025 (avant calcul des coefficients « k ») sont définies comme la somme des éléments suivants :

- les charges de capital normatives (cf. 3.1.1) ;
- les charges nettes d'exploitation (cf. 3.1.2) ;

- le flux financier de reversement interopérateurs, résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal, dont la trajectoire est fixée dans la délibération ATRT8¹³ ;
- l'apurement du reliquat de CRCP de la période ATRT7 ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2024 (cf. 3.1.3) ;
- du terme de lissage défini par la CRE dans la délibération ATRT8.

3.1.5.1. GRTgaz

Les charges à couvrir prévisionnelles de GRTgaz (avant limitation du coefficient « k ») se décomposent de la façon suivante :

GRTgaz, en M€ _{courants}	2025
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	923,3
Charges de capital normatives	1 080,4
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATR7)	-15,5
Apurement du solde du CRCP (solde 2023 + estimé 2024)	-26,9
Charges à couvrir hors lissage	1 961,2
Evolution par rapport à 2024	-5,9 %
Lissage ATRT8	71,8
Charges à couvrir	2 033,0
Evolution par rapport à 2024	+2,8 %

3.1.5.2. Teréga

Les charges à couvrir prévisionnelles de Teréga (avant limitation du coefficient « k ») se décomposent de la façon suivante :

Teréga, en M€ _{courants}	2025
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	76,9
Charges de capital normatives	186,1
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATR7)	-0,8
Apurement du solde du CRCP (solde 2023 + estimé 2024)	-5,4
Charges à couvrir hors reversement et lissage	256,8
Evolution par rapport à 2024	-1,3 %
Lissage ATRT8	8,3
Charges à couvrir	265,1
Evolution par rapport à 2024	-0,1 %

¹³ Fixée à 0 M€ en 2025.

3.2. Calcul du coefficient « k » et des revenus autorisés des GRT

Afin de préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre les coûts du réseau principal portés par les utilisateurs effectuant du transit d'une part, et par les utilisateurs alimentant la consommation nationale d'autre part, la délibération ATRT8 prévoit que l'évolution annuelle est identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal. Toutefois, les charges et recettes de chacun des opérateurs pouvant évoluer pour des raisons spécifiques à chaque réseau, le solde du CRCP en fin d'année de GRTgaz et de Teréga est différent.

En conséquence, lors de la mise à jour tarifaire annuelle, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient « k_{GRTgaz} » pour GRTgaz et « $k_{\text{Teréga}}$ » pour Teréga. Les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$ non plafonnés. Ce coefficient k_{national} est plafonné à +/- 3 %.

Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{\text{Teréga}}$. Ces coefficients sont plafonnés à +/- 3 %.

La mise à jour tarifaire de la CRE aboutit aux coefficients « k » suivants :

	k_{GRTgaz}	$k_{\text{Teréga}}$	k_{national}
k théorique (non limité)	-1,70 %	-3,003 %	-1,82 %
k limité à +/- 3 %	-1,70 %	-3,000 %	-1,82 %

Les revenus autorisés pour 2025 de GRTgaz et pour Teréga s'établissent donc comme indiqué ci-dessous :

M€ courants	GRTgaz	Teréga
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	923,3	76,9
Charges de capital normatives	1 080,4	186,1
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT7)	-15,5	-0,8
Solde du CRCP (solde 2023 + estimé 2024)	-26,9	-5,4
Lissage ATRT8	71,8	8,3
Charges à couvrir	2 033,0	265,1
Effet de la limitation des $k_{\text{opérateurs}}$ et du calcul du k_{national}	-0,7	0,7
Recettes de souscriptions	2 032,3	265,8
Reversement interopérateur	0,7	-0,7
Revenu autorisé	2 033,0	265,1
<i>Reliquat de CRCP</i>	<i>0</i>	<i>-0,003</i>

Un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen k_{national} sur les termes du réseau principal. **Pour l'année 2025, Teréga reversera 0,7 M€ à GRTgaz.** Ainsi, chaque opérateur percevra son revenu autorisé (2 033,0 M€ pour GRTgaz et 265,1 M€ pour Teréga) par la somme des recettes de souscription et du reversement interopérateurs.

Le solde de CRCP de Teréga issu du plafonnement du coefficient « k » non apuré est reporté à l'année suivante.

3.3. Evolution tarifaire au 1^{er} avril 2025

3.3.1. Réseau principal

La délibération ATRT8 prévoit que les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars 2025 évoluent du pourcentage de variation Z, défini tel que :

$$Z = IPC + k_{\text{national}}$$

Où :

- IPC est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1, soit +1,15 % ;
- k_{national} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités sur le réseau principal des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$ non plafonnés, et est égal à -1,82 %.

Les termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et Teréga évoluent donc de -0,67 % au 1^{er} avril 2025.

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1^{er} octobre 2025.

3.3.2. Réseaux régionaux

3.3.2.1. GRTgaz

La délibération ATRT8 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars 2025 évoluent du pourcentage de variation Z_{GRTgaz} , défini tel que :

$$Z_{\text{GRTgaz}} = IPC + k_{\text{GRTgaz}}$$

Où :

- IPC est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1, soit +1,15 % ;
- k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de GRTgaz, égal à - 1,70 %.

Les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz évoluent donc de - 0,55 % au 1^{er} avril 2025.

3.3.2.2. Teréga

La délibération ATRT8 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars 2025 évoluent du pourcentage de variation $Z_{\text{Teréga}}$, défini tel que :

$$Z_{\text{Teréga}} = IPC + k_{\text{Teréga}}$$

Où :

- IPC est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1, soit +1,15 % ;
- $k_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga, égal à -3,00 %.

Les termes tarifaires du réseau régional de Teréga évoluent donc de -1,85 % au 1^{er} avril 2025.

3.4. Mise à jour des trajectoires de référence pour 2025

La délibération ATRT8 prévoit la mise à jour annuelle des trajectoires de références de certains des postes couverts à 80 % ou 90 % au CRCP. Les montants mis à jour par la CRE fixés dans les paragraphes suivants sont rappelés en annexe 5 de la présente délibération.

3.4.1. Poste « énergie et quotas de CO₂ »

3.4.1.1. GRTgaz

Pour l'année 2024, GRTgaz estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO₂ » s'établira à 240,1 M€, en hausse de 37,0 M€ par rapport au niveau prévisionnel retenu lors de la fixation de la trajectoire tarifaire ATRT8. GRTgaz explique que cette évolution résulte en grande partie de la très forte hausse de l'EBT par rapport à la trajectoire ATRT8. La consommation est cohérente par rapport aux hypothèses tarifaires.

Pour l'année 2025, GRTgaz anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO₂ de 164,5 M€ (à comparer au niveau de 165,1 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT8).

Cette stabilité résulte d'une augmentation en volume de l'EBT par rapport à la trajectoire ATRT8, contrebalancée par une baisse des prix moyens du gaz et de l'électricité.

Le niveau de consommation d'énergie motrice est cohérent avec la trajectoire tarifaire, ainsi qu'avec la consommation observée en 2024, dans un contexte de schéma d'approvisionnement Sud-Nord, avec une prévision de flux soutenus depuis les terminaux méthaniers et depuis l'Espagne pour compenser la baisse des entrées aux PIR du Nord-Est de la France.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » demande GRTgaz	2023			2024			2025		
	Est.	Réal.	Var.	Tarif	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	147,7	133,5	-14,2	134,8	173,7	+38,8	105,2	116,7	+11,5
<i>Volumes (GWh)</i>	2407	2468	+60,9	1890,1	2451,9	+561,8	2000,9	2471,2	+470,3
<i>Prix (€/MWh)</i>	68,5	75,0	+6,4	71,3	68,7	-2,6	52,6	47,2	-5,4
<i>CIO (M€)¹⁴</i>	-17,3	-51,5	-34,2	-	5,2	+5,2	-	-	-
Charges énergie rebours Biométhane (M€)	0,7	-	-0,7	0,5	0,7	+0,2	0,6	0,9	+0,3
Electricité (M€)	88,8	85,9	-3,0	49,7	47,0¹⁵	-2,6	38,8	29,8	-9,1
<i>Volumes (GWh)</i>	367,8	371,0	+3,3	285,9	277,0	-8,9	236	239,2	+2,7
<i>Prix (€/MWh)</i>	241,6	231,4	-10,2	173,8	179,9	+6,1	164,2	124,5	-39,7
CO₂ (M€)	14,2	13,7	-0,5	12,3	12,5	+0,2	14,0	10,8	-3,2
<i>Volumes (kt)</i>	225,3	220,5	-4,8	195,0	207,5	+12,5	215,0	183,3	-31,7
<i>Prix (€/t)</i>	63,1	62,3	-0,8	62,9	60,3	-2,6	65,1	59,1	-6,0
TIC¹⁶	6,5	6,4	-0,1	5,8	6,3	+0,5	6,4	6,3	-0,1
Total charges d'énergie	258,0	239,5	-18,5	203,1	240,1	+37,0	165,1	164,5	-0,6

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2025 :

- une correction d'EBT, à la suite de l'inspection quinquennale des rampes de comptage à l'interface avec Elengy à Fos Cavaou pour un volume de 196,9 GWh en 2024. La CRE reporte cet ajustement sur le volume d'EBT prévisionnel en 2025 ;
- l'ajustement en volume sur l'EBT augmente légèrement le prix moyen du gaz pour 2025.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle 2025 suivante :

¹⁴ Compte Inter-Opérateurs.

¹⁵ Dont effet report 2023 de 2,8 M€.

¹⁶ TIC : Taxe intérieure sur la consommation.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » - GRTgaz	2023			2024			2025		
	Est.	Réal.	Var.	Tarif	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	147,7	133,5	-14,2	134,8	161,6	+26,7	105,2	111,1	+5,9
<i>Volumes (GWh)</i>	2407	2468	+60,9	1890,1	2263,8	+373,7	2000,9	2274,5	+273,6
<i>Prix (€/MWh)</i>	68,5	75,0	+6,4	71,3	69,1	-2,3	52,6	48,8	-3,7
<i>CIO (M€)¹⁷</i>	-17,3	-51,5	-34,2	-	5,2	+5,2	-	-	-
Charges énergie rebours Biométhane (M€)	0,7	-	-0,7	0,5	0,7	+0,2	0,6	0,9	+0,3
Electricité (M€)	88,8	85,9	-3,0	49,7	47,0¹⁸	-2,6	38,8	29,8	-9,1
<i>Volumes (GWh)</i>	367,8	371,0	+3,3	285,9	277,0	-8,9	236	239,2	+3,2
<i>Prix (€/MWh)</i>	241,6	231,4	-10,2	173,8	179,9	+6,1	164,2	124,5	-39,7
CO₂ (M€)	14,2	13,7	-0,5	12,3	12,5	+0,2	14,0	10,8	-3,2
<i>Volumes (kt)</i>	225,3	220,5	-4,8	195,0	207,5	+12,5	215,0	183,3	-31,7
<i>Prix (€/t)</i>	63,1	62,3	-0,8	62,9	60,3	-2,6	65,1	59,1	-6,0
TIC	6,5	6,4	-0,1	5,8	6,3	+0,5	6,4	6,3	-0,1
Total charges d'énergie	258,0	239,5	-18,5	203,1	228,0	+24,9	165,1	158,8	- 6,3

3.4.1.2. Teréga

Pour l'année 2024, Teréga estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO₂ » s'établira à 7,0 M€, en baisse par rapport au niveau retenu lors de la fixation de la trajectoire tarifaire ATRT8, de 9,7 M€. Teréga explique que cette évolution résulte à la fois de l'augmentation du prix de l'électricité (+ 69 %), d'une forte baisse de la consommation de gaz (-63 %) et d'électricité (-34 %) due à des flux gaziers plus faibles, et d'une baisse du prix du gaz (- 9 %).

Pour l'année 2025, Teréga anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO₂ de 10,8 M€, en hausse par rapport au niveau retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT8 de 10,4 M€.

Cette augmentation de +0,4 M€ par rapport au tarif est justifiée par Teréga par une augmentation des charges de gaz (+0,3 M€), une diminution des charges d'électricité (-0,3 M€) et une augmentation des charges de CO₂ et des taxes énergétiques (+0,4 M€) :

- une nette augmentation des volumes prévisionnels de gaz consommés par rapport aux hypothèses tarifaires (+26 %). Cela s'explique par le choix de Teréga de considérer l'année 2023 comme année de référence pour les flux gaziers. L'opérateur considère notamment que l'année 2024 n'est pas représentative. En effet, Teréga rappelle que l'année 2024 a connu un hiver doux ainsi qu'une ventilation des stockages faible. Enfin, l'opérateur souligne que 2023 est la seule année connue post-crise énergétique.

¹⁷ Compte Inter-Opérateurs.

¹⁸ Dont effet report 2023 de 2,8 M€.

Teréga retient ainsi les volumes de gaz consommés pour l'année 2023 comme référence pour 2025. Concernant les hypothèses d'EBT et de pertes diffuses, Teréga prend comme hypothèses de volume la moyenne des années 2021-2023 ;

- une diminution marquée du prix du gaz prévisionnel par rapport aux hypothèses tarifaires (- 16 %) due à des effets de réduction des prix sur les marchés ;
- une diminution des volumes d'électricité prévisionnels par rapport aux hypothèses tarifaires (- 10 %). De la même façon que pour les volumes de gaz, Teréga retient les volumes de l'année 2023 pour les hypothèses de 2025 ;
- une augmentation du prix de l'électricité par rapport aux hypothèses tarifaires (+4 %) ;
- une augmentation des charges de CO2 liée à une augmentation des volumes de +43 % (en lien avec les hypothèses de volume d'énergie susmentionnées) et une diminution du prix de -19 % ;
- une augmentation des taxes énergétiques en lien avec l'augmentation des hypothèses de volume d'énergie.

La CRE considère que les hypothèses de prix de Teréga sont justifiées et les retient en conséquence dans la présente délibération.

Concernant les hypothèses de volume, la CRE considère que la seule prise en compte de l'année 2023 pour référence des flux gaziers comporte des limites. En effet, le schéma de flux est par nature incertain. Avec des hivers doux amenés à être plus fréquents, il semble pertinent de prendre une moyenne des flux des dernières années. La CRE retient en conséquence pour les hypothèses de volumes consommés, la moyenne des trois dernières années connues (*i.e.* 2022-2024), sauf pour l'EBT où la moyenne 2020-2024 est retenue. En effet, l'EBT est un poste présentant plus d'incertitudes, ce qui requiert de retenir une plage temporelle plus importante.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle 2025 suivante :

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » - Teréga	2023			2024			2025		
	Est.	Réal.	Var.	Tarif	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	4,4	3,5	-0,9	4,5	1,5	-3,0	5,0	4,1	-0,9
Volumes (GWh)	248,6	216,4	-32,2	151,3	55,7	-95,6	151,3	146,6	-4,7
Prix (€/MWh)	17,7	16,2	-1,5	29,5	26,9	-2,7	33,0	27,7	-5,4
Electricité (M€)	5,0	5,0	0,0	4,0	4,5	+0,5	4,1	3,7	-0,4
Volumes (GWh)	29,4	28,7	-0,8	31,7	20,9	-10,9	31,7	27,6	-4,1
Prix (€/MWh)	171,5	174,4	+3,0	127,3	215,2	+88,0	128,9	133,4	+4,5
CO₂ (M€)	0,9	0,8	-0,1	0,8	0,7	-0,1	0,9	0,8	-0,1
Volumes (kt)	19,6	19,8	+0,2	14,4	11,4	-3,0	14,4	15,3	+0,9
Prix (€/t)	46,1	38,5	-7,6	54,1	62,0	+7,8	64,2	51,7	-12,4
TIC¹⁹	0,6	0,6	0,0	0,4	0,3	-0,1	0,4	0,5	+0,0
Total charges d'énergie	10,9	9,8	-1,1	9,7	7,0	-2,7	10,4	9,0	-1,4

¹⁹ TIC : Taxe intérieure sur la consommation.

3.4.2. Poste « charges de consommables »

3.4.2.1. GRTgaz

Pour 2025, GRTgaz prévoit des charges de consommables comparables à celles prévues par la trajectoire tarifaire (6,3 M€ contre 6,8 M€ prévus dans le tarif ATRT8). Ce niveau est comparable aux dépenses estimées pour 2024 (6,8 M€). La CRE retient la demande de GRTgaz.

3.4.2.2. Teréga

Pour 2025, Teréga prévoit des charges de consommables en hausse par rapport à celles prévues par la trajectoire tarifaire (0,3 M€ contre 0,2 M€ prévus dans le tarif ATRT8). En particulier, le volume prévisionnel de l'opérateur est en hausse sensible (+30 à +50 %) par rapport aux deux dernières années. La CRE n'identifie pas de raisons expliquant cette forte hausse. La CRE retient en conséquence un volume comparable aux deux dernières années, soit des charges de consommables de 0,2 M€.

3.4.3. Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2025

La délibération ATRT8 prévoit que les trajectoires de référence des postes de recettes d'acheminement couverts à 90 % au CRCP sont mises à jour annuellement. Cela inclut :

- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM) ;
- les recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
- les recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour Teréga ;
- les recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or lose it*) et UBI (*Use it and buy it*).

3.4.3.1. GRTgaz

Dans sa demande, GRTgaz prévoit une baisse des recettes de souscriptions sur son réseau en 2025, avec notamment :

- une baisse de 9,8 M€ des recettes de souscriptions aux PITTM par rapport aux hypothèses de la délibération ATRT8 (baisse de la capacité d'entrée sur le réseau de transport, qui est limitante à Fos et Montoir et taux de souscription de 50 % au Havre) ;
- une baisse de 28,7 M€ des recettes de souscriptions aux PIR en entrée par rapport aux hypothèses de la délibération ATRT8 ; et
- une baisse de 19,8 M€ des recettes de souscriptions aux PIR en sortie par rapport au tarif (plus de souscriptions quotidiennes sur Obergailbach).

Les recettes de souscriptions du service Alizés et des transactions au PEG sont estimées stables et équivalentes à celles de 2024.

La CRE procède à deux ajustements par rapport à la demande de GRTgaz :

- la CRE considère que davantage de capacités seront souscrites à court terme au PIR Dunkerque, en cohérence avec les souscriptions quotidiennes fermes (enchères et mécanismes UBI/UIOLI) observées sur ce point en 2024 ;
- la CRE prend en compte la révision à la hausse des souscriptions aux PITTM de Fos, Montoir et du Havre à la suite d'études complémentaires conduites par GRTgaz sur le fonctionnement de la TRF.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle 2025 suivante :

Recettes de souscriptions de capacités, en en M€ _{courants} – GRTgaz	Souscriptions 2024 (valorisées au tarif 2024)			Souscriptions 2025 (valorisées au tarif 2024)			Souscriptions 2025 (valorisées aux tarifs 2024 et 2025)
	Tarif.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.	Prév. CRE
PIR – entrées + sorties	305,3	254,9	-50,4	289,2	245,1	-44,1	244,7
PITTM	147,5	140,2	-7,3	147,3	138,9	-8,4	138,2
Revenus au PEG	18,2	18,4	+0,2	18,2	18,4	+0,2	18,4
Autres	1,3	10,4	+9,1	1,2	1,4	+0,2	1,4
TOTAL Recettes couvertes à 90 % au CRCP	472,3	423,9	-48,4	455,9	403,8	-52,1	402,7

3.4.3.2. Teréga

Teréga a transmis dans son dossier de demande tarifaire de nouvelles hypothèses pour les recettes d'acheminement mentionnées ci-dessus. Par rapport à l'estimé 2024, Teréga prévoit une baisse de -12 % des recettes de souscriptions au PIR Pirineos (-19 % en entrée, -8 % en sortie) et des recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG similaires.

La CRE procède aux ajustements suivants par rapport à la demande de Teréga :

- prise en compte de recettes de souscriptions court terme au PIR. En effet, dans sa demande, Teréga ne fait pas état de souscriptions court terme. En conséquence, la CRE décide de retenir la moyenne des trois dernières années connues (2022-2024) concernant les souscriptions quotidiennes et mensuelles ;
- prise en compte de souscriptions annuelles et mensuelles supplémentaires en fin d'année 2025, en compensation de la baisse prévue par Teréga sur cette période pour les produits de long terme.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle 2025 suivante :

Recettes de souscriptions de capacités, en en M€ _{courants} – Teréga	Souscriptions 2024 (valorisées au tarif 2024)			Souscriptions 2025 (valorisées au tarif 2024)			Souscriptions 2025 (valorisées aux tarifs 2024 et 2025)
	Tarif.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.	Prév. CRE
PIR – entrées	38,1	29,7	-8,4	35,5	27,0	-8,5	27,0
PIR – sorties	48,0	48,4	+0,4	45,0	47,2	+2,2	47,1
Revenus au PEG	2,3	2,3	0,0	2,3	2,3	+0,1	2,3
SET et UBI	1,1	1,0	-0,1	1,1	0,9	-0,2	0,9
TOTAL Recettes couvertes à 90 % au CRCP	89,5	81,4	-8,2	83,9	77,5	-6,4	77,4

4. Tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga applicable au 1^{er} avril 2025

4.1. Règles tarifaires

4.1.1. 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 encadrée par une concession minière.

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.

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 recouvrer une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel, applicable aux expéditeurs, fonction de la modulation hivernale de leurs clients.

Terme d'injection biométhane : terme applicable aux quantités de biométhane injectées dans le réseau de transport de gaz ;

Capacité ferme : capacité de transport de gaz dont l'utilisation est garantie contractuellement par le GRT, hors travaux ou cas de force majeure.

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.

4.1.2. Souscriptions de capacités

4.1.2.1. Souscriptions de capacités aux PIR aux enchères

Les capacités d'acheminement journalières aux points d'interconnexion des réseaux (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) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes 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 infrajournalières. 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.

4.1.2.2. Souscriptions de capacités au PIR Dunkerque

Les souscriptions de capacités journalières au PIR Dunkerque font l'objet de mécanismes de commercialisation particuliers définis selon des règles définies par la CRE et rendues publiques sur le site internet de GRTgaz.

4.1.2.3. Souscription de capacités aux PITS

Le GRT alloue automatiquement à l'expéditeur à chaque Point 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 le ou les groupements de stockages correspondants, dans la limite des capacités du réseau.

Le niveau des capacités fermes en sortie aux PITS est fixé par la CRE. Les capacités allouées restantes sont interruptibles.

4.1.2.4. Souscription de capacités aux PITTM

La détention de capacités de regazéification dans 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 intra-annuels.

Aux PITTM de Montoir, de Fos et du Havre, 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 entrant dans le cadre de la programmation annuelle du terminal (notamment, annuelles ou pluriannuelles), le niveau de capacité d'entrée journalière ferme attribué correspond à une quote-part de la capacité journalière ferme de regazéification du terminal. Cette quote-part est déterminée par le ratio :
 - o de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau du terminal ;
 - o sur la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification de ce terminal.

La capacité journalière ferme de regazéification est égale à 113,5 % de la capacité de déchargement moyenne journalière dans le terminal.

- dans le cas de souscriptions de capacité de regazéification en spot, l'expéditeur se voit attribuer un bandeau de capacité ferme d'entrée sur la période de sa souscription. Le niveau de capacité attribué correspond à la quantité de capacité de regazéification souscrite, exprimée en GWh.

Un expéditeur ayant de la capacité souscrite à un PITTM peut en changer le niveau la veille pour le lendemain, à condition de conserver l'intégralité du niveau de capacité initialement souscrit sur la période concernée (durée de la souscription ou année calendaire, si la souscription a une durée supérieure à un an).

Le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières de chaque jour. 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 attribuée par l'expéditeur.

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

Par ailleurs, toute capacité souscrite à un PITTM pour le mois M et que l'expéditeur ne compte finalement pas utiliser, peut être transférée après le 20 du mois M-1 à un autre PITTM sur ce mois M. Le coût de ce transfert correspond à 10 % du prix initial de la nouvelle capacité souscrite.

4.1.2.5. Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional

La réservation des capacités de livraison aux points de livraison et aux Points d'Interconnexion Réseau Régional (PIRR), des capacités d'acheminement sur le réseau régional et des capacités en sortie du réseau principal s'effectue auprès des GRT selon les modalités publiées par les GRT.

Les capacités fermes de livraison aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) sont allouées automatiquement par les GRT. Ces capacités sont calculées par les GRT, sur la base de données transmises par le gestionnaire de réseau de distribution publique de gaz. La méthode de calcul des capacités de livraison normalisées 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.

4.1.2.6. Souscription de capacités sur les points d'injection de biométhane

L'expéditeur se voit attribuer une capacité d'injection égale à la capacité de production du site telle qu'inscrite dans le registre de capacité, et ce pour la durée du contrat d'achat qu'il a passé avec le site producteur.

4.1.3. Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga

Les capacités de transport souscrites aux points d'entrée et de sortie vers les PIR 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, ou entre un PITP et le PEG 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.

4.2. Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2025

4.2.1. Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison

4.2.1.1. Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1^{er} octobre 2025

Les tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière sont définis dans les tableaux ci-après. Lors de la commercialisation aux enchères, les prix de réserve des enchères sont égaux à ces tarifs.

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an)	TCE (coefficient sur terme ferme)
		<i>Annuel ferme</i>	<i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	101,61	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	130,63	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	130,63	50 %
Obergailbach	GRTgaz	130,63	50 %
Oltingue	GRTgaz	130,63	50 %
Pirineos	Teréga	130,63	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an)	TCST (coefficient sur terme ferme)
		<i>Annuel ferme</i>	<i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	52,17	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	440,47	85 %
Obergailbach	GRTgaz	443,25	Sans objet
Pirineos	Teréga	580,15	85 %

- Termes de capacité à rebours aux PIR

Sortie à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme d'entrée
		<i>Annuel à rebours</i>
Taisnières B	GRTgaz	20 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	20 %
Obergailbach	GRTgaz	20 %

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

- Capacités restituables

Le prix d'une capacité annuelle restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

4.2.1.2. Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1^{er} octobre 2025

Les tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière sont définis dans les tableaux ci-après. Lors de la commercialisation aux enchères, les prix de réserve des enchères sont égaux à ces tarifs.

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCE (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	100,92	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	129,75	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	129,75	50 %
Obergailbach	GRTgaz	129,75	50 %
Oltingue	GRTgaz	129,75	50 %
Pirineos	Teréga	129,75	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	51,82	
Oltingue	GRTgaz	437,50	85 %
Obergailbach	GRTgaz	440,27	Sans objet
Pirineos	Teréga	576,24	85 %

- Termes de capacité à rebours aux PIR

Sortie à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme d'entrée <i>Annuel à rebours</i>
Taisnières B	GRTgaz	20 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	20 %
Obergailbach	GRTgaz	20 %

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

- Capacités restituables

Le prix d'une capacité annuelle restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

4.2.1.3. Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Souscriptions fermes</i>
Dunkerque GNL	GRTgaz	115,57
Montoir	GRTgaz	115,57
Fos	GRTgaz	115,57
Le Havre	GRTgaz	115,57

4.2.1.4. Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

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

PITS	Zone d'équilibrage	Type de capacité	Entrée - TCES (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCSS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCSS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Nord-Ouest	GRTgaz	Ferme climatique	10,81	28,33	50 %
Nord-Est	GRTgaz	Ferme climatique	10,81	28,33	50 %
Nord B	GRTgaz – Nord B	Ferme climatique	10,81	28,33	50 %
Atlantique	GRTgaz	Ferme climatique	10,81	28,33	50 %
Sud-Est	GRTgaz	Ferme climatique	10,81	28,33	50 %
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	10,81	28,33	50 %

4.2.1.5. Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison

- Termes de capacité de sortie du réseau principal

Sortie depuis	TCS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	123,58	50 %
Teréga	123,58	50 %

4.2.1.6. Tarification de l'acheminement sur le réseau régional

- Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)

Réseau régional	TCR (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCR (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	95,85 x NTR	50 %
Teréga	100,71 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 4 de la présente délibération.

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 capacité de livraison (TCL)

Réseau de transport	Type de point de livraison	TCL (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCL (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	Consommateur final raccordé au réseau de transport	38,14	50 %
	PIRR	48,97	Sans objet
	PITD	56,31	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	36,49	50 %
	PITD	65,94	Sans objet

Si plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un PIRR, le terme fixe est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacités de livraison.

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^{er} 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	7 360,09
Teréga	4 036,38

4.2.2. Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)

4.2.2.1. 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 l'année N, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l'opérateur au titre de l'année N. 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 2025 sont les suivants :

- i. pour le revenu autorisé, la CRE retient le montant fixé dans sa délibération n° 2025-36 du 29 janvier 2025 ;
- 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 2024-2025, au titre des 3 premiers mois de 2025 ;
 - b. les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2025-2026, au titre des 9 derniers mois de 2025.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé par la CRE au terme de la campagne d'enchères, début mars 2025.

4.2.2.2. Calcul de la modulation hivernale

Tout expéditeur qui se voit attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un Point d'Interface Transport Distribution (PITD) ou qui alimente un client directement raccordé au réseau de transport se voit appliquer un terme tarifaire stockage (TS) fonction de la modulation hivernale de ses clients dans son portefeuille le 1^{er} jour de chaque mois. 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 éligibles au paiement de la compensation stockage.

La modulation est calculée notamment sur la base de données transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz.

Le niveau de modulation hivernale est déterminé chaque 1^{er} jour de mois, pour chacun des clients, en appliquant les calculs décrits ci-après.

- **Clients « à souscription » (raccordés aux réseaux de transport et de distribution)**

Pour les clients à souscription, la modulation au 1^{er} avril est calculée de la manière suivante :

$$\text{Modulation client au 1er avril N (MWh/j)} = \text{Max}(0; M_{fav4} - \text{Int})$$

Où :

- M_{fav4} est la moyenne des 2 modulations annuelles les plus basses des 4 années précédentes, soit les années N-4 à N-1. Pour chacune des années considérées, le calcul de modulation est le suivant :

$$\text{Modulation annuelle N (MWh/j)} = \text{Max}(0; \frac{\text{Consommation hiver}}{151} - \frac{\text{Consommation annuelle}}{365})$$

Avec : - Consommation hiver : consommation du site du 1^{er} novembre N-1 au 31 mars N

- Consommation annuelle : consommation du 1^{er} novembre N-1 au 31 octobre N

- Int est la somme des capacités interruptibles contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux au 1^{er} avril de l'année de facturation en cours. Cette somme comprend les capacités interruptibles annuelles contractualisées par l'expéditeur pour répondre à des contraintes techniques d'approvisionnement à la demande du GRT et celles contractualisées par le consommateur dans le cadre des dispositifs d'interruptibilité contractuelle définis par l'arrêté du 17 décembre 2019.

Pour les sites raccordés aux réseaux de distribution, le niveau de capacités interruptibles pris en compte est égal à la différence entre la valeur moyenne de la somme des capacités annuelles, mensuelles et journalières souscrites chaque jour entre le 1^{er} novembre N-1 et le 31 mars N et la capacité plafond contractualisée pour la période allant du 1^{er} avril N au 31 mars N+1. Si la valeur obtenue par cette différence est négative, le niveau de capacités interruptibles souscrit est considéré comme nul.

Lorsqu'un consommateur perd son agrément au contrat d'interruptibilité, du fait d'une non-activation des capacités interruptibles appelées par les gestionnaires de réseau ou de l'échec d'un test d'activation, le montant de compensation stockage est adapté avec la mise à zéro des capacités interruptibles correspondantes, à compter du mois de facturation suivant et ce jusqu'à l'éventuelle souscription de nouvelles capacités interruptibles.

Dans le cas où le contrat d'interruptibilité est signé pour plusieurs points de livraison le consommateur devra préciser au GRT la répartition des capacités interruptibles entre ces points de livraison, aux seules fins du calcul de la compensation stockage (sans présager de l'impact opérationnel sur l'interruptibilité).

Dans le cas d'un nouveau site raccordé en transport, en l'absence d'historique de consommations réelles, la modulation du site sera déterminée par les GRT sur la base de la meilleure estimation de la modulation hivernale transmise par l'expéditeur approvisionnant le site. La compensation stockage sera ainsi facturée à partir du mois suivant le raccordement.

Dans le cas d'un nouveau site raccordé en distribution en option « à souscription », en l'absence d'historique de consommations réelles, la modulation du site sera déterminée par les GRD sur la base de la meilleure estimation de la consommation annuelle de référence (CAR) et du profil de consommation communiqué au GRD dans le cadre du raccordement par le fournisseur du site. Ainsi, la facturation de la compensation stockage débutera dès le premier mois suivant le raccordement du site sur la base de cette estimation.

Dès lors qu'au 1^{er} avril d'une année N une année complète de données de calcul sera disponible (c'est-à-dire que les données de consommation remontant jusqu'au 1^{er} novembre de l'année N-2 seront disponibles), la facturation s'effectuera sur la base de cette première année de données de consommations réelles. Au 1^{er} avril de l'année suivante la modulation sera calculée comme la moyenne des deux valeurs de modulation disponibles et enfin au 1^{er} avril suivant la modulation retenue correspondra à la moyenne des deux valeurs les plus basses parmi les trois disponibles.

Par ailleurs, dans tous les cas autres que celui d'un nouveau site raccordé en option « à souscription », il incombera aux gestionnaires de réseau d'assurer la continuité de la facturation de la compensation stockage via l'utilisation de l'historique de données de consommation en leur possession.

- **Clients « profilés » (raccordés aux réseaux de distribution)**

Pour les clients « profilés », la modulation d'une année N est calculée comme suit :

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

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 telle que :

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

Où :

- 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 ;
- 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 GTG²⁰.
- Int : somme des capacités interruptibles qui seront contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux dans le cadre des arrêtés relatifs aux dispositifs d'interruptibilité.

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.

²⁰ Calcul des coefficients Zi.

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.

- **Autres dispositions**

Par exception avec ces formules, la Modulation client est fixée à 0 MWh/j pour les clients contre-modulés, c'est-à-dire les clients ayant un profil P013 (Part Hiver inférieure ou égale à 39 %) ou P014 (Part Hiver comprise entre 39 % et 50 %).

Dans le cas d'un changement en cours d'année de l'option tarifaire profilée T3 vers une option tarifaire à souscription sur le réseau de distribution, la facturation de la compensation stockage s'ajustera dès le mois suivant ce changement et s'effectuera via la formule propre aux clients à souscription. Les valeurs de « consommation hiver » et « consommation annuelle » seront calculées sur la base des relevés mensuels du client T3. De la même manière, un passage d'une option à souscription vers une option profilée entraînera dès le mois suivant un changement dans la méthode de calcul de la modulation.

La valeur prévisionnelle de l'assiette de compensation pour 2025 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, prévue début mars 2025.

4.2.2.3. 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^{er} avril 2025 en mars 2025 afin de prendre en compte les recettes de la campagne de commercialisation 2025-2026.

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

4.2.3.1. Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Capacité	Coefficient <i>(entre parenthèses : multiplicateur)</i>
Trimestrielle	1/3 du terme annuel (x 1,33)
Mensuelle	1/8 du terme annuel (x 1,5)
Quotidienne	1/30 du terme mensuel = 1/240 du terme annuel (x 1,52)
Infra-journalière	Prorata du terme quotidien au nombre d'heures restantes

4.2.3.2. Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

4.2.3.3. 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

4.2.3.4. En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Décembre - Janvier - Février	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 quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison

Pour les clients raccordés au réseau de transport de GRTgaz et de Teréga, des modalités particulières s'appliquent pour les demandes de souscription de capacités journalières de livraison émises avec un préavis court.

Pour GRTgaz, lorsque la demande de souscription parvient à GRTgaz avec un préavis :

- compris entre le préavis standard stipulé dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz et 9h00 le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande, le tarif applicable est celui prévu dans le présent tarif ;
- après 9h00 le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande et avant 20h00 le jour précédant le jour considéré par la demande, le tarif applicable est majoré de 20 % ;
- après 20h00 le jour précédant et jusqu'à 14h le jour considéré par la demande, le tarif applicable est majoré de 30 %. Une capacité quotidienne souscrite durant le jour de livraison est considérée comme prenant effet à partir de 06h ce même jour, quelle que soit l'heure à laquelle elle a été souscrite.

Pour Teréga, les majorations prévues ne s'appliqueront qu'aux souscriptions ayant eu lieu après 5h59 la veille du jour de livraison.

- Souscription de capacités horaires de livraison

Les capacités horaires de livraison ne s'appliquent qu'aux consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière 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, au-delà de la capacité horaire réservée à travers la souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix, égal à 10 fois la somme des termes de capacité journalière de livraison et de transport sur le réseau régional.

4.2.4. Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz

4.2.4.1. Pour les points d'interface transport production

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de GRTgaz à partir des Points d'Interface Transport Production (PITP) sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure ou égale à 5 GWh/j, le terme applicable est de 12,17 €/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.

4.2.4.2. Pour les points d'injection de biométhane²¹

Les termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone applicables jusqu'au 30 juin 2025 sont fixés par la délibération ATRD7. À partir du 1^{er} juillet 2025 jusqu'au 30 juin 2026, les termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone seront fixés par la délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1^{er} juillet 2025.

4.2.5. 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 €/an ;
- un terme proportionnel aux quantités échangées égal à 0,01 €/MWh.

Les échanges de gaz réalisés sur une plateforme électronique peuvent faire l'objet de livraisons en un point d'échange de gaz par une entité en charge de réaliser la compensation entre les échanges opérés sur 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.

4.2.6. Service de flexibilité intra journalière pour les sites fortement modulés

Le service de flexibilité intrajournalière s'applique aux clients raccordés au réseau de transport qui présentent un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh. Le service de flexibilité intrajournalière n'est pas facturé.

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 Terme de Capacité de Livraison pour le point de livraison concerné n'est pas facturé²².

²¹ Ou de gaz renouvelable et bas carbone, tel que défini dans la délibération ATRD7 de GRDF.

²² Pour les souscriptions de capacités horaires et les pénalités pour dépassement de capacités des clients SFM, le calcul prend en compte le TCL applicable au consommateur final raccordé au réseau de transport.

4.2.7. Conversion de qualité du gaz

4.2.7.1. Service de conversion de gaz B en gaz H

Le service de conversion de gaz B en gaz H est accessible aux expéditeurs acheminant 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 29,43 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 3,68 €/MWh/jour par mois ;
- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,24 €/MWh/jour par jour ;
- pour l'offre quotidienne interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,21 €/MWh/jour par jour.

4.2.7.2. 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 :

Ecart de bilan au périmètre B	Seuil	Prix au Périmètre 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

4.2.7.3. 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.

4.2.8. Service d'équilibrage fondé 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/mois²³ 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.

²³ 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 1er octobre 2015 et la délibération de la CRE du 15 septembre 2016 portant approbation de l'évolution des règles d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel au 1er octobre 2016

4.2.9. Pénalités pour dépassement de capacité

4.2.9.1. Pénalités pour dépassement de capacité journalière

- 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 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 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.

- Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR :

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre la quantité de gaz livrée et la capacité journalière de livraison souscrite.

- Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les PITD

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- la 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 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.

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.

- 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 %, la pénalité est égale à 20 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.

4.2.9.2. Pénalités pour dépassement de capacités horaires

- Modalités de calcul des dépassements horaires

Chaque jour, les dépassements de capacité horaire (i) de transport sur le réseau régional et (ii) 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.

- Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacités horaires

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 %, la pénalité est égale à 45 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.

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

L'open season menée par GRTgaz entre 2010 et 2011 en coordination avec Fluxys a permis le lancement des investissements nécessaires pour créer le point d'interconnexion d'Alveringem. Les capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque sont commercialisées par Fluxys, le transport sur le réseau de GRTgaz faisant l'objet d'une prestation de service de GRTgaz à Fluxys.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011²⁴, la CRE a indiqué qu'au regard des coûts prévisionnels de développement de ces capacités, le tarif facturé par GRTgaz à Fluxys pour le transport du terminal vers la Belgique serait de 45 €/MWh/j/an. La CRE a prévu que ce montant serait réévalué en fonction du niveau réel des investissements.

Conformément à la délibération susmentionnée, la CRE a calculé le prix de la prestation en tenant compte des coûts à terminaison du projet. Le prix de la prestation s'élève à 52,73 €/MWh/j/an au 1^{er} avril 2025.

²⁴ [Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne](#)

Décision de la CRE

En application des dispositions de la délibération n°2024-22 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga, le tarif ATRT8 évolue au 1^{er} avril 2025.

La présente délibération fixe les évolutions à compter du 1^{er} avril 2025 des grilles tarifaires s'appliquant aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga en partie 3.3.

En application des modalités définies dans le paragraphe 2.3.4 de la délibération de la CRE du 30 janvier 2024 susvisée, les évolutions tarifaires moyennes au 1^{er} avril 2025 sont les suivantes :

- une baisse du tarif de -0,67 % sur les termes tarifaires du réseau principal ;
- une baisse du tarif de -0,55 % sur les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz ;
- une baisse du tarif de -1,85 % sur les termes tarifaires du réseau régional de Teréga.

Les trajectoires mises à jour à retenir pour 2025 concernant certains postes partiellement au CRCP sont présentées en annexe 5.

En application des dispositions du paragraphe 5 de l'article 18 du règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, la CRE décide de ne pas appliquer les rabais tarifaires prévus aux paragraphes 1 et 4 de l'article 18 de ce même règlement.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie. Elle sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Délibéré à Paris, le 29 janvier 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Tableau de synthèse de la grille tarifaire au 1^{er} avril 2025

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 4.2 de la présente délibération.

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

Terme fixe annuel : **6 000 €/an**

Terme variable : **0,01 €/MWh échangé**

Principaux termes applicables au réseau Principal

Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1 ^{er} octobre 2025)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Taisnières B	100,92	50 %
GRTgaz – Virtualys (Taisnières H)	129,75	50 %
GRTgaz – Dunkerque	129,75	50 %
GRTgaz – Obergailbach	129,75	50 %
GRTgaz – Oltingue	129,75	50 %
Teréga – Pirineos	129,75	75 %

Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1 ^{er} octobre 2025)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz – Virtualys (Alveringem)	51,82	
GRTgaz – Oltingue	437,50	85 %
GRTgaz – Obergailbach	440,27	
Teréga – Pirineos	576,24	85 %

Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	
GRTgaz - Dunkerque GNL	115,57	
GRTgaz - Montoir	115,57	
GRTgaz - Fos	115,57	
GRTgaz – Le Havre	115,57	

Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Entrée	Sortie	
		Ferme	Interruptible
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord B, Sud-Est, Nord-Est, Nord B, Atlantique	10,81	28,33	50 %
Teréga – Sud-Ouest	10,81	28,33	50 %

Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	123,58	50 %
Teréga	123,58	50 %

Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	95,85 x NTR	50 %
Teréga	100,71 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	38,14	50 %
GRTgaz - PIRR	48,97	
GRTgaz - PITD	56,31	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	36,49	50 %
Teréga- PITD	65,94	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)
GRTgaz	7 360,09
Teréga	4 036,38

Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT

En application des principes définis dans la partie « Cadre de régulation » 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 volumes mesurés aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des volumes journaliers télé-relevés aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain ;
- qualité des volumes intra journaliers télé-relevés 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.

Les indicateurs suivants sont suivis sans faire l'objet d'une incitation financière :

- fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur page publique ;
- réduction des capacités souscrites ;
- respect du programme de maintenance annuel publié en octobre et février par le GRT ;
- respect des valeurs probables publiées octobre et février par le GRT ;
- mise à disposition des informations les plus utiles aux expéditeurs ;
- traitement des réclamations ;
- émissions de gaz à effet de serre ;
- émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé ;
- émissions de méthane rapportées au volume de gaz acheminé ;
- délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet ;
- nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations ;
- délai d'installation et de mise en service d'un rebours ;
- respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone ;
- volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrités.

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATRT8. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Les GRT sont autorisés, lors de la mise en service d'une version majeure d'une application concourant à la production de certains indicateurs, à neutraliser une journée par an pour le calcul 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

a. Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires

Calcul :	Nombre de jours non conformes⁽¹⁾ par périmètre et par mois une valeur suivie par périmètre, soit une valeur suivie par GRTgaz et une valeur suivie par Teréga
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus - par périmètre
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois <p>Teréga :</p> <ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : <ul style="list-style-type: none"> • 40 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 60 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme ; - 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. <p>Teréga :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : <ul style="list-style-type: none"> • 20 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 30 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme ; - 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.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2016

(1) : Pour une zone d'équilibrage (ZET) donnée, le jour J du mois M est non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 2 % :

- la mesure provisoire de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le jour J+1 du mois M ;
- la mesure définitive de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le 20 du mois M+1.

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

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁴⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'information de mauvaise qualité <p>(trois valeurs suivies pour chacun des GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous les points de livraison industriels télérelevés - arrondi à une décimale

Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <p>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"> - pénalités / mois : 60 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à 300 k€ pour les bonus et 600 k€ par an pour les malus. <p>Teréga :</p> <p>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"> - pénalités / mois : 30 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2015

(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).

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

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽¹⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'information de mauvaise qualité <p>(trois valeurs suivies par GRTgaz et Teréga par heure)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - calcul pour chaque heure de la journée - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous points de livraison industriels télérelevés confondus - arrondi au pourcent
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle

Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne horaire mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 20 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ; - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ par an. <p>Teréga :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 10 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ; - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par Teréga, est limité à plus ou moins 300 k€ par an.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(1) : Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie de l'heure du jour J transmise le jour J et la mesure définitive de l'énergie de l'heure 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 100 kWh, l'information est de très bonne qualité.

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

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽¹⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'information de mauvaise qualité <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>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - une valeur par périmètre - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle

Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p>GRTgaz :</p> <p>Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 80 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus : 20 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ; - 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. <p>Teréga:</p> <p>Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ; - 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.
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(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 3 %, respectivement compris entre 3 % et 6 % et strictement supérieur à 6 % :

- la prévision de consommation du jour J publiée la veille à 17h ;
- la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J transmise le 20 de M+1.

Concernant la prévision réalisée en cours de journée, une information est dite de très bonne, respectivement de bonne et de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement inférieur à 3 %, respectivement compris entre 3 % et 5 % et strictement supérieur à 5 % :

- la prévision de consommation du jour J publiée le jour J à 15h ;
- la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J transmise le 20 de M+1.

Les prévisions globales de consommation de fin de journée gazière utilisées pour calculer l'indicateur concernent les clients industriels, hors sites fortement modulés, et les distributions publiques raccordés au réseau du GRT.

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

a. 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 et informe les expéditeurs de la disponibilité des services de flexibilité basée sur le stock en conduite.

Calcul :	<p>Pourcentage d'heures, par mois, pour lesquelles le stock en conduite projeté publié est conforme. Le stock en conduite projeté publié à l'heure H est dit non conforme si au moins une des composantes qui ont été utilisées pour le calculer est non-conforme⁽¹⁾ ou si le résultat du calcul est non conforme.</p> <p>Les composantes principales du calcul sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les prévisions de consommation ; - les quantités programmées ; - le stock en conduite physique calculé à 6h. <p>Ce seuil de tolérance est dimensionné pour isoler les variations qui ne peuvent être la cause d'une reprogrammation des clients et/ou d'une re-prévision de consommation.</p>
Périmètre :	- Une valeur par mois et par périmètre (une valeur pour Teréga et une valeur pour GRTgaz)
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
Date de mise en œuvre :	- 1 ^{er} avril 2016

(1) : une composante est considérée comme non conforme si l'écart est à la fois supérieur à 30 GWh et analysé comme anormal.

b. 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 souscrites	Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme souscrite (une valeur agrégée par type de points ⁽¹⁾ raccordés au réseau de chaque GRT)	Annuelle	1 ^{er} avril 2016
Respect du programme de maintenance annuel publié en octobre et février par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité minimum proposée dans le programme de maintenance publié en octobre et février et la capacité réellement mise à disposition en fin d'année (une valeur agrégée par type de points ⁽¹⁾ raccordés au réseau de chaque GRT)		1 ^{er} avril 2020
Respect des valeurs probables publiées en octobre et février par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité probablement disponible dans le programme de maintenance publié en octobre et février et la capacité réellement mise à disposition en fin d'année (une valeur par type de points ⁽¹⁾ raccordés au réseau de chaque GRT)		1 ^{er} avril 2020

(1) : 3 catégories de points sont retenues :

- les PIR dans le sens dominant ;
- l'entrée aux PITTM ;
- l'entrée et la sortie aux PITS.

L'impact des maintenances matérialisé au niveau d'un superpoint sera répercuté sur les points restreints qui composent ledit superpoint, par application de la formule :

Capacité ferme disponible PI_i = Capacité ferme souscrite $PI_i \times (1 - \text{Taux de réduction ferme superpoint})$

où PI_i est un point restreint du superpoint.

c. Suivi de la mise à disposition des informations les plus utiles aux expéditeurs sur les sites internet des GRT

Les informations suivies par cet indicateur sont les suivantes :

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité	Date de mise en œuvre
Publication des bordereaux de réalisation	Une fois par jour à 13h	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 13h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 13h	1 ^{er} avril 2020
Publication des avis de programmation	Une fois par jour à 16h	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 16h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 16h	
Publication des avis de réalisation intra-journalier	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure (publication ou non de l'information à H+1:15)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15	
Prix de règlement des déséquilibres	Horaire, à chaque mise à jour de Powernext	1 contrôle par heure ⁽¹⁾	Valeur suivie : moyenne mensuelle des taux de disponibilité globaux pour chaque prix (prix moyen pondéré, prix de vente marginal, prix d'achat marginal)	
Ventes de capacités court terme	Une fois par jour	1 fois par jour (publication ou non de l'information à H-20 pour mise en vente à H)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H-20	
Appels aux spreads localisés	Une fois par jour	1 fois par jour à J+1	Valeur suivie : taux de disponibilité de la page « Spreads localisés » de GRTgaz et de celle de Teréga (Tetra) à J+1	

Information vigilance sur l'état du réseau	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	Une fois par heure (publication ou non de l'information à H+1:15)	Valeur suivie : taux de disponibilité de la page « Info vigilance » de GRTgaz et de celle de Teréga (Tetra) avant H+1:15	
--	---	---	--	--

L'indicateur est remonté mensuellement à la CRE, et est calculé comme la moyenne de l'ensemble de ces composants.

d. Suivi de la qualité des publications des informations les plus utiles aux expéditeurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Substitution des mesures par des données de <i>back-up</i> ⁽¹⁾ pour les données aux PITD	Données annoncées comme back-up par les GRT (en GWh) / Données de <i>back-up</i> réellement transmises par les GRT (en GWh) (une valeur suivie par GRT)	Mensuelle	1 ^{er} avril 2020

(1) Les données de *back-up* sont transmises par les GRT lorsque les données n'ont pas été transmises par les GRD

e. Suivi du traitement des réclamations

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations	Nombre de réclamations par an	Annuelle	1 ^{er} avril 2020
Délai de traitement des réclamations	Délai moyen de traitement (en jours) des réclamations selon le niveau de complexité : <ul style="list-style-type: none"> - simple - complexe - études 		1 ^{er} avril 2020

f. 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
Émissions de gaz à effet de serre	Émissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂) (une valeur suivie par GRT)	Annuelle	1 ^{er} janvier 2009
Émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	Émissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz acheminé (une valeur suivie par GRT)		1 ^{er} janvier 2009
Émissions de méthane rapportées au volume de gaz acheminé	Émissions mensuelles de méthane / Volume mensuel de gaz acheminé (une valeur suivie par GRT)		1 ^{er} avril 2020

g. Indicateurs relatifs à l'injection de biométhane

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane	Délai moyen entre la date de réception et la date de réponse aux demandes d'études détaillées adressées au GRT dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de biométhane (une valeur suivie par GRT)	Mensuel	1 ^{er} avril 2024
Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane	Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de biométhane clôturées durant le mois M (une valeur suivie par GRT)	Mensuel	1 ^{er} avril 2024
Délai de mise en service d'un rebours	Délai moyen de réalisation entre l'approbation pour réalisation de la CRE et mise en service du rebours (une valeur suivie par GRT)	Annuel	1 ^{er} avril 2024
Respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone	Délai moyen entre la date de réception de la demande (jalon D1) et la date de mise en service de l'unité de production (jalon D8). La date faisant foi pour le jalon D8 et la date de signature du procès-verbal (PV) de la mise en service par l'opérateur (une valeur suivie par GRT)	Annuel	1 ^{er} avril 2024

Délibération n°2025-35

29 janvier 2025

Volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés	Volume de gaz renouvelables et bas carbone écrêté, par région / Capacité max mensuelle des projets en injection, par région (une valeur par région suivie par GRT)	Annuel	1 ^{er} avril 2024
---	--	--------	----------------------------

Annexe 3 : Evolution des souscriptions de capacité fermes sur la période ATRT8

Les prévisions d'évolution²⁵ des capacités fermes souscrites aux points d'entrée du réseau principal sont présentées ci-dessous :

Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)	2024	2025	2026	2027
PITTM Montoir	368	372	382	382
PITTM Fos	406	391	406	405
PITTM Dunkerque	360	360	382	366
PITTM Le Havre	71	71	110	110
PIR Taisnières B	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]
PIR Taisnières H (Virtualys)	233	233	195	93
PIR Dunkerque	429	420	540	520
PIR Obergailbach	299	298	236	40
PIR Pirineos	218	203	240	240
PITS Atlantique	682	648	630	612
PITS Nord-Ouest	278	270	457	519
PITS Nord-Est	195	176	176	176
PITS Nord-B	121	125	29	0
PITS Sud-Est	643	649	645	639
PITS Sud-Ouest	575	556	556	556

²⁵ Pour 2024 il s'agit des données estimées, pour 2025 il s'agit des données prévisionnelles pour les PIR et les PITTM et des données tarifaires pour les PITS, pour 2026 et 2027 il s'agit des données tarifaires.

Les prévisions d'évolution²⁶ des capacités fermes souscrites aux points de sortie du réseau principal sont présentées ci-dessous :

Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)	2024	2025	2026	2027
PIR Alveringem (Virtualys)	63	20	19	19
PIR Oltingue	240	231	195	136
PIR Obergailbach	189	144	30	30
PIR Pirineos	83	80	58	0
PITS Atlantique	375	323	305	283
PITS Nord-Ouest	160	159	252	283
PITS Nord-Est	128	125	125	125
PITS Nord-B	75	75	19	0
PITS Sud-Est	92	112	116	115
PITS Sud-Ouest	311	301	301	301
Sortie vers le réseau régional de GRTgaz	3 721	3 622	3 493	3 377
Sortie vers le réseau régional de Teréga	308	300	290	282

²⁶ Pour 2024 il s'agit des données estimées, pour 2025, 2026 et 2027 il s'agit des données tarifaires.

Annexe 4 : Liste des NTR par site

Annexe publiée sur le site internet de la CRE pour GRTgaz et Teréga.

Annexe 5 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

i. Charges de capital

Pour les années 2024 à 2027, les charges de capital de référence prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€ _{courants}	2024	2025	2026	2027
GRTgaz	1 074,3	1 080,4	1 067,4	1 064,5
Teréga	184,6	186,1	187,9	194,2

ii. Charges nettes d'exploitation

Pour les années 2024 à 2027, les charges nettes d'exploitation de référence prises en compte sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€ _{courants}	2024	2025	2026	2027
GRTgaz	1 024,9	930,8	892,9	864,2
Teréga	76,6	77,6	79,3	80,5

Pour les années 2025 à 2027, le montant pris en compte lors de la mise à jour annuelle de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N est égal à la valeur de référence de l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N	4,80%	7,42%	9,57%	11,76%	13,77%

- multipliée, pour les années 2025, 2026 et 2027, par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année N-2. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N-2, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année N-2 et l'année N-1, ou à défaut, sa meilleure estimation, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852) ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année N, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année N.

iii. Flux interopérateurs

- **Reversement inter-GRT au titre de l'évolution annuelle nationale des termes tarifaires du réseau principal**

Dans le cadre de l'évolution annuelle du tarif ATRT8, un coefficient $k_{national}$ est calculé pour fixer l'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal (voir 2.3.4 de la Délibération ATRT8). Il induit un écart opposé de recettes entre GRTgaz et Teréga. Cet écart est reversé entre les GRT.

- **Reversement inter-GRT résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal**

Dans le cadre du tarif ATRT8, un reversement de GRTgaz à Teréga permet à chacun des deux opérateurs de couvrir leurs charges respectives associées au réseau principal, tout en assurant la péréquation des termes tarifaires du réseau principal. Le montant reversé par GRTgaz à Teréga est le suivant :

Reversement annuel, en M€ _{courants}	2024	2025	2026	2027
Reversement de GRTgaz à Teréga	0	0	8,0	32,1

iv. Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel

Un terme de lissage permettant de prendre en compte l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel, dont la valeur actualisée au taux sans risque à 3,8 % est nulle sur la période du tarif ATRT8, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

Ecart annuel, en M€ _{courants}	2024	2025	2026	2027
GRTgaz	-107,0	71,8	63,3	-21,5
Teréga	4,4	8,3	2,0	-18,0

v. Calcul et apurement du solde du CRCP

Le solde global du CRCP est égal au montant à verser ou à déduire au CRCP pour l'année écoulée et l'année précédente, auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis ci-dessous. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

GRTgaz, en M€ _{courants}	Taux	2024	2025	2026	2027
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	1 540,8	1 599,1	1 572,3	1 546,9
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	459,6	434,1	365,3
	90 %	427,9	402,7	Mis à jour annuelle ment	Mis à jour annuelle ment
Excédents de recettes d'enchères de capacité	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100 %	5,5	5,4	5,2	5,1
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	954,4	956,1	941,6	942,8
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	119,9	124,3	125,9	121,7
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	165,1	140,2	118,2
	90 % ²⁷	203,1	158,8	Mis à jour	Mis à jour

²⁷ La couverture est de 90 % pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle inférieure ou égale (en valeur absolue) à 50 % de la trajectoire prévisionnelle, et de 100 % au-delà.

				annuelle ment	annuelle ment
Charges de consommables	100 %	-	6,8	6,9	7,1
	80 %	6,7	6,3	Mis à jour annuelle ment	Mis à jour annuelle ment
Ecart de charges d'ANE liés exclusivement aux écarts de prix par rapport à la référence de prix de l'électricité et du gaz retenue par la CRE	100 % de l'effet prix	30,4	27,4	29,1	26,9
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de raccordement des unités de biométhane	100 %	12,7	13,5	14,3	15,2
Produits de raccordement des unités des stations de GNV	100 %	0,9	0,9	1,0	1,0
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)	100 %	23,1	31,0	26,5	31,4
Charges au titre de la prestation de conversion H-B	100 %	151,6	76,0	51,9	43,2
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100 %	7,9	7,1	6,2	5,4
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges relatives au contrat entre GRTgaz et Teréga	100 %	38,7	39,6	40,4	41,1
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	14,4	14,2	13,5	13,2
Reversement effectué par les GRD aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (recette)	100%	1,1	1,4	2,3	3,4
Flux interopérateurs entre GRTgaz et Teréga lié à l'évolution du facteur $k_{national}$	100 %	-	0,7	Mis à jour annuelle ment	Mis à jour annuelle ment
Charges liées aux études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE ou les autres coûts échoués traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0

Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	31,4	31,6	30,9	30,9

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2024 à 2027, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année *N* ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année <i>N</i>	4,80%	7,42%	9,57%	11,76%	13,77%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022.

Teréga, en M€ _{courants}	Taux	2024	2025	2026	2027
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	185,1	186,9	184,9	183,3
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	84,3	75,5	40,5
	90 %	79,7	77,4	Mis à jour annuelle ment	Mis à jour annuelle ment
Excédents de recettes d'enchères de capacité	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	164,5	168,2	170,2	176,9
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	20,1	18,0	17,6	17,3
Ecart avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX »	50 %	24,6	24,5	24,6	24,5
	100 %	-	10,4	11,8	11,4

Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	90 % ²⁸	9,7	9,0	Mis à jour annuelle ment	Mis à jour annuelle ment
Charges de consommables	100 %	-	0,2	0,2	0,2
	80 %	0,2	0,2	Mis à jour annuelle ment	Mis à jour annuelle ment
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de raccordement des unités de biométhane	100 %	1,0	1,0	1,0	1,0
Produits de raccordement des unités des stations de GNV	100 %	0,0	0,1	0,0	0,1
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)	100 %	0,1	0,1	0,1	0,1
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100 %	1,1	1,0	0,9	0,7
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga	100 %	38,7	39,6	40,4	41,1
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	5,6	5,5	5,7	5,8
Reversement effectué par les GRD aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (recette)	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Flux interopérateurs entre GRTgaz et Teréga lié à l'évolution du facteur $k_{national}$	100 %	-	-0,7	Mis à jour annuelle ment	Mis à jour annuelle ment
Charges liées aux études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE ou les autres coûts échoués traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	0,0	0,0	0,0	0,0

²⁸ La couverture est de 90 % pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle inférieure ou égale (en valeur absolue) à 50 % de la trajectoire prévisionnelle, et de 100 % au-delà.

Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	2,7	2,8	2,2	2,3

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2024 à 2027, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année *N* ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année <i>N</i>	4,80 %	7,42 %	9,57 %	11,76 %	13,77 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022.

vi. Evolution du terme tarifaire stockage

L'évolution du terme tarifaire stockage se fait selon les modalités prévues dans le tarif ATRT8 en fonction des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane, et des recettes d'enchères prévisionnelles.