

DELIBERATION N° 2023-360

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2023 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

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

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

Le tarif ATRT8, dont la présente délibération constitue un projet en vue de la saisine du Conseil supérieur de l'énergie (CSE), entrera en vigueur à compter du 1^{er} avril 2024.

La CRE adopte la présente délibération après une large consultation des acteurs. La CRE a organisé entre février et septembre 2023 cinq ateliers de travail thématiques ouverts au public, puis une consultation publique sur le prochain tarif ATRT8¹ du 26 juillet 2023 au 9 octobre 2023. 36 réponses ont été reçues et les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE. À la suite de cette consultation, la CRE a organisé trois tables rondes avec les fournisseurs et leurs associations, les associations de consommateurs, les autorités concédantes et collectivités locales portant sur les orientations de la CRE sur les tarifs de distribution, de transport et de stockage de gaz. Enfin, la CRE a auditionné les gestionnaires de réseaux de transport de gaz (GRT) GRTgaz et Teréga à plusieurs reprises, ainsi que leurs actionnaires.

Le présent projet de décision se fonde notamment sur les plans d'affaires transmis par les gestionnaires de réseaux de transport ainsi que sur de nombreux échanges avec ces derniers, sur les analyses internes de la CRE, sur des rapports d'auditeurs externes² et sur les avis exprimés par les acteurs en réponse à la consultation publique, lors des tables rondes, des ateliers ou des auditions.

En outre, la CRE a pris en compte dans son projet de décision, en application des dispositions de l'article L.452-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition énergétique par courrier du 2 novembre 2023. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente délibération.

Conformément aux dispositions du code de réseau Tarif³, la consultation publique de la CRE du 26 juillet 2023 a été transmise à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) qui a rendu les conclusions de son analyse le 8 décembre 2023. La CRE a pris en compte cette analyse dans son projet de décision.

1. Principaux enjeux du prochain tarif de transport de gaz (tarif ATRT8)

En plus des objectifs de simplicité, de prévisibilité et de continuité poursuivis par la CRE de manière générale dans ses décisions tarifaires, le tarif ATRT8 répond aux enjeux de la période tarifaire à venir (2024-2027), mais prépare également les réseaux de transport de gaz aux problématiques de plus long terme du système gazier.

¹ Consultation publique n° 2023-07 du 26 juillet 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

² Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2024-2027 ainsi qu'un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés de GRTgaz et Teréga, tous deux publiés sur le site internet de la CRE.

³ Règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz

a. Maîtrise des coûts des GRT

La période tarifaire à venir sera marquée par la poursuite de la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel déjà observée depuis plusieurs années et constituant un objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Cette baisse de la consommation s'est accélérée en 2022 sous l'effet des prix du gaz élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies. Par ailleurs, de nombreuses souscriptions de long terme aux points d'entrée et de sortie du réseau de transport de gaz arrivent à échéance entre 2024 et 2027 et ne devraient pas être reconduites dans les mêmes proportions, ce qui entraînera mécaniquement une réduction de l'assiette sur laquelle les GRT collectent leurs revenus autorisés, et donc une hausse des termes tarifaires.

Au cours des périodes tarifaires suivantes, la baisse de la consommation de gaz devrait se poursuivre. L'étude sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 publiée par la CRE le 4 avril 2023⁴ montre que le dimensionnement des infrastructures nécessaires, notamment en transport, ne devrait que faiblement décroître. Des coûts fixes importants seront donc supportés par une plus faible base d'utilisateurs qu'aujourd'hui, ce qui entraînera de nouvelles hausses des termes tarifaires.

Cette perspective conduit la CRE à effectuer des modifications du cadre de régulation tarifaire pour garantir à long terme la soutenabilité économique du système gazier.

La CRE sera particulièrement vigilante et sélective dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement soumis par les GRT. La CRE veillera à ce que ces projets répondent aux objectifs prioritaires de sécurité, d'intégrité des réseaux et d'intégration du biométhane. Afin d'atteindre ces objectifs, le tarif ATRT8 prend en compte la remontée des taux observée récemment sur les marchés. Cela permet de préserver la capacité de financement des opérateurs.

Dans ce contexte, la maîtrise des charges des GRT de gaz est un enjeu essentiel. Les trajectoires de charges d'exploitation retenues pour établir le tarif ATRT8 répondent à cet enjeu.

b. Injection du biométhane et développement des gaz renouvelables et bas carbone

Le tarif ATRT8 donne les moyens aux opérateurs de contribuer à la transition énergétique, notamment s'agissant des ressources allouées à l'accueil du biométhane dans les réseaux ainsi qu'à la recherche et au développement.

La PPE en vigueur prévoit à la fois une trajectoire de consommation de gaz en diminution, et une transformation du mix énergétique, incluant en particulier un développement du gaz d'origine renouvelable. La PPE a fixé un objectif de 14 à 22 TWh par an de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. Le développement constaté ces dernières années, plus de 10 TWh d'injection de gaz renouvelable atteints début 2023, est amené à se poursuivre et les GRT devront adapter leurs réseaux en conséquence, ce qui nécessitera des investissements spécifiques.

c. Bon fonctionnement du marché de gros du gaz

La tarification du réseau de transport de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz. La France important la majeure partie du gaz qu'elle consomme, les conditions d'accès au marché français et son attractivité sont essentielles. Les flux de gaz sur le réseau de transport français ont profondément évolué à la suite de la baisse des approvisionnements de l'Europe en gaz russe et cette modification des flux devrait être durable. La présente délibération prend en compte les évolutions de structure tarifaire nécessaires dans ce contexte.

d. Capacité d'adaptation aux évolutions de court et long terme

A court terme, les GRT doivent être capables de faire fonctionner le réseau de transport en prenant en compte des flux de gaz qui évoluent significativement. A long terme, ils doivent également pouvoir étudier la conversion d'une partie de leurs actifs au transport d'hydrogène ou de CO₂.

Le tarif ATRT8 prévoit des ressources pour répondre à ces besoins.

2. Cadre de régulation tarifaire

Le bilan des périodes tarifaires précédentes, le retour des ateliers et de la consultation publique ont montré que le cadre de régulation incitative fonctionne bien et ne nécessite que des améliorations à la marge afin de prendre en compte les évolutions du système gazier. En conséquence, la CRE reconduit, pour l'ATR8, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur dans l'ATR7, en les ajustant quand cela est nécessaire, notamment la régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, la régulation incitative de la qualité de service et de la recherche et développement, ou encore la couverture a posteriori de certains écarts via le CRCP.

⁴ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/avenir-des-infrastructures-gazieres-aux-horizons-2030-et-2050-dans-un-contexte-d-atteinte-de-la-neutralite-carbone>

La période tarifaire qui s'achève a notamment montré que le cadre tarifaire a bien protégé les GRT de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie tout en limitant l'impact sur les factures des clients.

Pour la période ATRT8, la CRE apporte plusieurs modifications, rendues nécessaires par le contexte, au cadre de régulation tarifaire de la période ATRT7.

La CRE fait évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux, observée à la baisse depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATRT8, la CRE retient :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour l'ATR7 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 3,7 % réel, avant impôts (soit 4,9 % nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dix dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,5 % réel, avant impôts (soit 7,6 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 %⁵ sur la période tarifaire ATRT8).

Ces taux sont combinés dans un taux pondéré qui s'appliquera pendant la période ATRT8. Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier, soit de 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs.

Le CMPC pondéré s'établit dès lors à 4,1 % réel, avant impôts, soit 5,4 % en nominal avant impôts dont est retraitée l'inflation.

Le CMPC réel retenu pour l'ATR8 est en baisse de 0,15 point par rapport à celui de l'ATR7. Il prend en compte :

- à travers sa composante fondée sur des paramètres de long terme, les coûts de financement des actifs existants, avec des taux d'intérêt sur les marchés qui sont restés bas sur une longue période ;
- à travers sa composante fondée sur des données économiques récentes, la remontée des taux d'intérêt constatée depuis 2022 et ses conséquences sur les coûts de financement des nouveaux actifs ;
- une baisse du *bêta* des actifs de 0,50 à 0,47, pour refléter la résilience des activités régulées en comparaison des autres secteurs de l'économie durant les crises récentes (Covid 19, crise gazière). En outre, le cadre de régulation du tarif ATR8 est plus protecteur pour les GRT que celui du tarif ATR7. Cependant, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un *bêta* plus élevé que celui des tarifs de réseaux d'électricité.

La CRE prépare l'avenir en modifiant le cadre applicable aux nouveaux actifs

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, la CRE fait le constat que le réseau de transport de gaz existant restera nécessaire à l'horizon 2050 (moins de 10 % des infrastructures pourraient être décommissionnées ou converties à l'hydrogène) même dans des scénarios de décroissance importante de la consommation. Ce constat amène à fixer un cadre tarifaire différent pour les nouveaux actifs afin d'accélérer leur amortissement.

La CRE retient en conséquence le cadre tarifaire suivant pour les actifs qui entreront dans la base d'actifs régulés (BAR) à partir de 2024 :

- la comptabilisation dans la BAR des nouveaux actifs se fait à la valeur comptable à laquelle s'applique le taux de CMPC nominal (i.e. contenant l'inflation) fixé par la CRE à 5,4 %, comme c'est le cas par exemple pour les actifs dans le cadre du tarif de transport d'électricité ;
- la réduction des durées d'amortissement des nouveaux actifs à durée de vie longue, soit le passage d'une durée d'amortissement des nouvelles canalisations de 50 à 30 ans.

Le cadre de régulation des actifs entrés dans la BAR antérieurement n'est pas modifié.

⁵ Le retraitements de l'inflation s'obtient par la formule CMPC réel avant IS = (1 + CMPC nominal avant IS) / (1 + inflation) - 1

La CRE fait évoluer le mode d'évolution annuelle du tarif

Le coefficient k, qui permet de prendre en compte chaque année le niveau du CRCP constaté, sera désormais borné à + ou - 3 %, au lieu de + ou - 2 % précédemment. En outre, l'évolution annuelle du tarif intègrera la différence entre l'inflation réalisée de l'année précédente et l'inflation prévue.

Ces évolutions visent à assurer une meilleure adéquation entre les charges constatées et le niveau du tarif, notamment dans des périodes de volatilité des prix de l'énergie ou de l'inflation.

3. Niveau tarifaire

Charges à couvrir

GRTgaz et Teréga ont chacun formulé une demande d'évolution tarifaire exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2024-2027. Ils indiquent faire face à la hausse générale des coûts (inflation), notamment des prix de l'énergie, ainsi qu'à des obligations croissantes en matière de sécurité ou de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par GRTgaz et Teréga aurait conduit à une hausse importante des charges à couvrir, qui correspondent à la somme des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives. Celles-ci se seraient élevées à 2 559 M€/an sur la période ATRT8, à comparer à 2 089 M€ constatés en 2022 (soit + 22 %).

Ces demandes présentaient notamment une hausse importante des charges nettes d'exploitation, alors que la consommation de gaz est orientée à la baisse et que le réseau est globalement suffisamment dimensionné.

Au terme de ses analyses et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec les opérateurs depuis la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE retient une hausse des charges à couvrir moins importante que celle demandée par les GRT. Elle prévoit notamment de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation des GRT, tout en laissant aux opérateurs les marges de manœuvre financières pour maintenir un niveau de sécurité élevé et être acteur de la transition énergétique. La CRE ne modifie pas la trajectoire d'investissements présentée par les GRT mais ne retient pas le niveau de CMPC demandé par GRTgaz et Teréga.

En conséquence, le niveau des charges à couvrir⁶ durant la période ATRT8 s'élève en moyenne à 2 267 M€/an pour l'ensemble des opérateurs, soit une hausse de 8 % par rapport au niveau réalisé en 2022 de 2 089 M€.

Charges d'exploitation

Au terme de ses analyses, la CRE retient pour GRTgaz et Teréga des trajectoires de charges d'exploitation leur permettant notamment :

- de disposer des moyens nécessaires à la réalisation de l'ensemble de leurs missions, et en particulier de garantir la sécurité industrielle de leurs installations, avec un maintien du niveau de dépenses réalisé dans la dernière période tarifaire ;
- de disposer des ressources nécessaires pour poursuivre l'intégration du biométhane dans leurs réseaux, en cohérence avec les orientations de politique énergétique ;
- de maintenir à niveau leurs systèmes d'information, notamment en ce qui concerne la cybersécurité ;
- de mener des travaux de R&D portant sur la sécurité, l'intégrité et la performance du réseau, l'intégration des gaz renouvelables et la préparation du réseau aux évolutions structurelles liées à la transition énergétique ;
- d'étudier la possibilité de convertir une partie de leurs actifs à l'hydrogène ou au CO₂.

Sur la période 2024-2027, le niveau de la trajectoire des charges nettes d'exploitation hors « achats système »⁷ fixée par la CRE pour GRTgaz est maîtrisé. Au global, la trajectoire des charges nettes d'exploitation hors « achats système » de GRTgaz est supérieure de 2,8 % au niveau des dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation⁸. Elle intègre à partir de 2025 un effort d'efficacité de 1 % par an sur les charges maîtrisables (hors charges de personnel). La hausse s'explique notamment par une hausse des charges d'exploitation des systèmes d'information, qui est en partie compensée par une diminution des investissements dans les SI.

Sur la période 2024-2027, la trajectoire des charges nettes d'exploitation hors « achats système » fixée par la CRE pour Teréga est légèrement inférieure au niveau des dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation (- 0,6 % sur la période).

⁶ Hors CRCP et effet de lissage

⁷ En tenant compte d'une correction de l'effet de l'évolution des charges prévisionnelles d'un contrat avec un autre opérateur régulé

⁸ En tenant compte d'une correction de l'effet de l'évolution des charges prévisionnelles d'un contrat avec un autre opérateur régulé

Le niveau moyen des charges nettes d'exploitation retenue pour l'ATRT8 s'élève à 928 M€/an pour GRTgaz et 78 M€/an pour Teréga (respectivement 684 M€/an et 67 M€/an hors « achats système »).

La trajectoire de charges nettes d'exploitation fixée par la CRE pour la période tarifaire ATRT8 correspond à une enveloppe globale. Les GRT répartiront cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix de gestion.

Le tarif ATRT8 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges éventuelles qui seraient liées à la mise en œuvre du Règlement européen visant à réduire les émissions de méthane une fois celui-ci adopté, ainsi qu'une clause de rendez-vous liée à des événements externes qui entraîneraient une augmentation des charges d'exploitation de plus 1 %.

Charges de capital

La CRE retient un CMPC de 4,1 % réel, avant impôts (soit 5,4 % nominal avant impôts).

La CRE n'a pas apporté de modification de la trajectoire d'investissements présentée par GRTgaz et Teréga. Dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz, les dépenses d'investissement des opérateurs devront être maîtrisées. La CRE veillera, en particulier, à la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des GRT, prévue par les dispositions des articles L. 134-3 et L. 431-6 du code de l'énergie.

Le niveau moyen des charges de capital à couvrir pour la période ATRT8 s'élève à :

- 1 072 M€ /an en moyenne pour GRTgaz ;
- 188 M€ /an en moyenne pour Teréga.

Enfin, il est rappelé que les investissements « infrastructures » des GRT sont couverts par le tarif en fonction des réalisations constatées à 100 % au moyen du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) et que les GRT sont protégés de l'évolution de l'inflation par le tarif.

Pour la période ATRT8, les charges à couvrir, qui correspondent à la somme des charges d'exploitation et des charges de capital, s'élèvent à 2 000 M€/an pour GRTgaz et 267 M€/an pour Teréga.

Souscriptions prévisionnelles

La CRE retient des hypothèses de souscriptions de capacités de transport proches des demandes de GRTgaz et Teréga mais elle apporte des modifications concernant les souscriptions prévisionnelles de certains points d'interconnexion. Les souscriptions de capacité sont en baisse (en volume) de -5 %/an en moyenne aux points du réseau principal et -2 %/an en moyenne aux points du réseau régional de GRTgaz, et de -2 %/an en moyenne aux points du réseau principal et -3 %/an en moyenne aux points du réseau régional de Teréga, entre 2023 et 2027. Cette baisse importante des souscriptions prévisionnelles est due à la poursuite de la baisse de la demande de gaz et à la fin de certains engagements de souscriptions de long terme.

4. Structure tarifaire

La structure du tarif ATRT8 est fixée de manière à refléter les coûts engendrés par les utilisateurs afin notamment d'éviter les subventions croisées entre catégories d'utilisateurs. Le tarif ATRT8 remplit les exigences du code de réseau Tarif et la CRE a pris en compte l'analyse de l'ACER dans son élaboration.

La CRE a utilisé la même méthodologie que pour l'ATRT7 pour établir la grille tarifaire ATRT8, qui prévoit notamment que les coûts unitaires des flux transfrontaliers et de l'alimentation des consommateurs nationaux sont alignés. Les scénarios de flux ont été adaptés pour prendre en compte la fin des contrats de long terme, la réorganisation des schémas de flux en Europe et la décroissance de la consommation de gaz.

La CRE n'apporte pas de modification sur la structure de la tarification du réseau de transport régional.

5. Terme tarifaire stockage

Depuis la réforme du régime d'accès des tiers aux infrastructures de stockages souterrains de gaz naturel, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018, la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes qu'ils perçoivent directement, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée *via* le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé terme tarifaire stockage. Ce terme tarifaire stockage s'applique aujourd'hui aux clients non délestables et non interruptibles raccordés aux réseaux de transport et de distribution publique de gaz, en fonction de leur modulation hivernale.

Les modalités de calcul de ce terme tarifaire stockage restent inchangées par rapport à l'ATRT7.

6. Transparence

La CRE publie sur son site internet, en complément de la présente délibération :

- le courrier d'orientations de politique énergétique transmis par le ministre de la Transition énergétique ;

- les éléments à publier dans le cadre de la décision tarifaire finale prévus par les articles 29 et 30 du Code de réseau Tarif : prix de réserve des capacités, paramètres utilisés dans la méthode de calcul des prix de référence (notamment la justification des scénarios de flux), informations financières sur les charges à couvrir et leur répartition, évolution des tarifs... ;
- l'audit externe de la demande de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2024-2027 ;
- l'audit externe de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga ;
- les réponses non confidentielles à la consultation publique du 26 juillet 2023 ;
- un modèle tarifaire simplifié ;
- une traduction en anglais de la délibération tarifaire.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

7. Revenu autorisé et évolution des termes tarifaires

Le revenu autorisé total des deux GRT (qui correspond à la somme des charges à couvrir et de l'apurement du CRCP) s'établit à 2 250 M€ par an en moyenne sur la période 2024-2027.

Du fait de l'effet cumulé de l'augmentation du revenu autorisé et de la baisse des souscriptions, la hausse moyenne des différents termes tarifaires en 2024 s'établit à environ +19 % par rapport au tarif en vigueur. Les termes tarifaires évolueront ensuite chaque année selon l'inflation majorée ou minorée d'un terme correctif.

Chiffres clés

Chiffres clés 2024-2027 (en € courants)		
	ATRT8	2022 réalisé
Charges d'exploitation M€/an	1 007	869
GRTgaz	928	797
Teréga Transport	78	72
Charges de capital M€/an	1 260	1220
GRTgaz	1 072	1043
Teréga Transport	188	177
CMPC (réel avant impôts)	4,1%	4,25 %
dont taux historique	3,7%	N/A
dont taux court terme	5,5%	N/A
CMPC (nominal avant impôts)	5,4%	5,60 %
dont taux historique	4,9%	N/A
dont taux court terme	7,6%	N/A
Investissements M€/an	581	512
GRTgaz	459	405
Teréga Transport	121	107

Tarif 2024			
Réseau Principal		(€/MWh/j /an)	Evolution vs. tarif 2023
Entrées	PIR	130,63	23,6%
	PITTM	116,36	22,3%
Sorties	Obergailbach	443,25	18,0%
	Oltingue	440,47	13,9%
	Pirineos	580,15	-1,2%
	Alveringem	52,17	24,0%
	Domestique	124,42	30,7%
Réseau Régional		(€/MWh/j /an)	Evolution vs. tarif 2023
Transport réseau régional	GRTgaz	96,38	14,3%
	Teréga	102,60	21,0%

	2024	2025	2026	2027
Hypothèses d'inflation ⁹	2,5%	2,0%	2,0%	1,8%

⁹ Hors tabac



SOMMAIRE

1. COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	10
1.1 COMPETENCES DE LA CRE	10
1.2 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	10
1.2.1 Consultation des parties prenantes	10
1.2.2 Orientations de politique énergétique	11
1.2.3 Transparence	11
1.2.4 Analyse de l'ACER	12
2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....	12
2.1 BILAN ET ENJEUX DU CADRE DE REGULATION TARIFAIRE	12
2.2 GRANDS PRINCIPES DU CADRE TARIFAIRE	12
2.2.1 Détermination du revenu autorisé des GRT.....	12
2.2.2 Coût du capital et couverture des investissements.....	13
2.2.3 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)	17
2.3 CALENDRIER TARIFAIRE.....	18
2.3.1 Une période tarifaire de quatre ans	18
2.3.2 Clauses de rendez-vous.....	18
2.3.3 Calendrier d'évolution des termes tarifaires.....	19
2.3.4 Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires	19
2.3.5 Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} janvier de l'année N	21
2.3.6 Calcul des coefficients k en vue notamment de l'apurement du solde du CRCP.....	21
2.4 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	22
2.4.1 Régulation incitative des charges d'exploitation	22
2.4.2 Couverture au CRCP de certains postes de charges et de recettes	22
2.4.3 Régulation incitative des investissements	25
2.5 REGULATION INCITATIVE PORTANT SUR LA COMMERCIALISATION	27
2.6 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	28
2.6.1 Simplification du dispositif actuel.....	28
2.6.2 Indicateurs relatifs à l'injection de biométhane	28
2.6.3 Indicateurs relatifs à l'environnement.....	29
2.7 REGULATION INCITATIVE APPLICABLE A LA RECHERCHE, AU DEVELOPPEMENT ET A L'INNOVATION	30
2.8 FLUX FINANCIERS INTER-OPERATEURS	30
2.8.1 Reversement entre Teréga et GRTgaz résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal	30
2.8.2 Contrat inter-opérateurs au titre de l'utilisation du réseau de Teréga par GRTgaz.....	30
2.8.3 Redevance versée à GRTgaz par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge	31
2.8.4 Répartition des recettes au PEG de la <i>Trading Region France</i>	31
2.8.5 Reversement des GRD aux GRT au titre des rebours biométhane.....	31
2.8.6 Reversement inter-GRT au titre de l'évolution annuelle nationale des termes tarifaires du réseau principal	32
2.8.7 Reversement des GRT aux opérateurs de stockage au titre de la compensation stockage.....	32

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA	32
3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR	32
3.1.1 Demande tarifaire des opérateurs et principaux enjeux qu'ils y associent	32
3.1.2 Retour de la consultation publique.....	33
3.1.3 Charges nettes d'exploitation	33
3.1.4 Calcul des charges de capital normatives.....	48
3.1.5 CRCP au 31 décembre 2023	55
3.2 SOUSCRIPTIONS PREVISIONNELLES DE CAPACITES	58
3.2.1 Demande des opérateurs.....	58
3.2.2 Analyse de la CRE	59
3.3 TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU REVENU AUTORISE DES GESTIONNAIRES DE RESEAU DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	60
3.3.1 Revenu autorisé sur la période 2024-2027	60
3.3.2 Revenu autorisé lissé sur la période 2024-2027	61
4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	62
4.1 REPRESENTATION DU RESEAU ET PERIMETRE COUVERT PAR LE TARIF ATRT8.....	62
4.2 STRUCTURE TARIFAIRE DU RESEAU PRINCIPAL.....	64
4.2.1 Atelier thématique de concertation	64
4.2.2 Méthodologie de calcul des prix de référence	65
4.2.3 Tarification des capacités interruptibles	77
4.2.4 Tarification des capacités rebours.....	77
4.3 STRUCTURE TARIFAIRE DU RESEAU REGIONAL	78
4.3.1 Modalités de souscription des capacités	78
4.3.2 Timbre d'injection biométhane	79
4.3.3 Grille tarifaire des réseaux régionaux pour 2024.....	81
5. MODALITES DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE.....	82
5.1 PRINCIPE DE COUVERTURE DES COUTS.....	82
5.2 PERIMETRE DE LA COMPENSATION STOCKAGE	83
5.3 CALCUL DU TERME TARIFAIRE STOCKAGE	83
6. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1^{ER} AVRIL 2024.....	84
6.1 REGLES TARIFAIRES	84
6.1.1 Définitions	84
6.1.2 Souscriptions de capacités	85
6.1.3 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga	86
6.2 GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RESEAUX DE GRTGAZ ET DE TEREGA AU 1 ^{ER} AVRIL 2024.....	87
6.2.1 Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif de transport	87
6.2.2 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison	87
6.2.3 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS).....	91
6.2.4 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année.....	94
6.2.5 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz	95
6.2.6 Tarification des points notionnels d'échange de gaz	95



6.2.7 Service de flexibilité intrajournalière pour les sites fortement modulés	96
6.2.8 Conversion de qualité du gaz.....	96
6.2.9 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite	97
6.2.10 Pénalités pour dépassement de capacité	97
6.2.11 Redevance versée à GRTgaz par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge	98
PROJET DE DECISION DE LA CRE	99
ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE 2024	100
ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE	102
ANNEXE 3 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES FERMES SUR LA PERIODE ATRT8.....	111
ANNEXE 4 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA	113
ANNEXE 5 : MODALITES DE CALCUL DES REFERENCES POUR LA MISE A JOUR DES CHARGES D'AVANTAGE EN NATURE ENERGIE.....	118
ANNEXE 6 : LISTE DES NTR PAR SITE.....	119
ANNEXE 7 : INFORMATIONS A PUBLIER DANS LE CADRE DU CODE DE RESEAU TARIF	120
ANNEXE 8 : COMPARAISON AVEC LA METHODE CAPACITY WEIGHTED DISTANCE DU CODE DE RESEAU TARIF	122
ANNEXE 9 : LISTE DES SCENARIOS DE FLUX.....	123
ANNEXE 10 : FICHER TARIFAIRE SIMPLIFIE.....	123
ANNEXE 11 : CONFORMITE A L'ARTICLE 5 DU CODE DE RESEAU TARIF	123

1. COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE

1.1 Compétences de la CRE

Les dispositions de l'article 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.

En particulier, les dispositions de l'article L. 452-1 prévoient notamment que ces tarifs « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport [...], dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46* ».

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.

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

L'article L. 452-3 dispose également que la CRE « *procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ».

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga, et fixe le tarif dit « ATRT8 ».

1.2 Processus d'élaboration tarifaire

1.2.1 Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité des parties intéressées et de la complexité des sujets, la CRE a organisé entre février et septembre 2023 cinq ateliers thématiques ouverts au public :

- le premier, en date du 22 février 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de distribution de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant l'introduction d'un terme tarifaire facturé en fonction du débit des compteurs des utilisateurs visant à prendre en compte le développement des usages appoint-secours en distribution. Cet atelier a regroupé 75 participants ;
- le deuxième, en date du 4 mai 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de transport de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la structure du tarif du réseau de grand transport, en particulier les tarifs applicables aux interconnexions. Cet atelier a regroupé 70 participants ;
- le troisième, en date du 10 mai 2023, portait sur les gaz verts. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la tarification applicable à l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux. Cet atelier a regroupé 85 participants ;
- le quatrième, en date du 20 juin 2023, portait sur l'avenir des infrastructures de gaz françaises et les adaptations possibles du cadre de régulation tarifaire pour prendre en compte la décroissance des consommations de gaz naturel. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la chronique d'amortissement de la Base d'Actifs Régulés (BAR), la prise en compte de l'inflation dans la base d'actifs régulés et les incitations possibles à la maîtrise des investissements. Cet atelier a regroupé 86 participants ;
- enfin, le cinquième atelier, en date du 13 septembre 2023, était consacré à la qualité de service de GRDF et a permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE sur différents indicateurs de qualité de service, parmi lesquels les délais de mise en service, la qualité du comptage ou encore les délais de traitement des réclamations. Cet atelier a regroupé 61 participants.

A l'issue de ces ateliers, la CRE a organisé une consultation publique publiée en français et en anglais qui s'est déroulée du 23 juillet 2023 au 9 octobre 2023, et a recueilli 36 réponses.

Les réponses non confidentielles à cette consultation sont publiées sur le site de la CRE.

A la suite de cette consultation publique, la CRE a organisé trois tables rondes avec respectivement, des fournisseurs, des associations de consommateurs et des autorités concédantes et collectivités locales afin de recueillir leurs remarques sur les orientations présentées dans les consultations publiques des tarifs de distribution, de transport et de stockage et sur l'impact de ces orientations sur les utilisateurs.

Enfin, la CRE a auditionné les GRT à plusieurs reprises, ainsi que leurs actionnaires respectifs.

1.2.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par le ministre de la transition énergétique par courrier du 2 novembre 2023. Ces orientations portent notamment sur :

- la nécessaire maîtrise des coûts dans un contexte de baisse de la consommation de gaz en renforçant la sélectivité des investissements futurs qui devront porter en priorité sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone ;
- la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, afin de prendre en compte l'accélération de la baisse de la consommation de gaz méthane, ou de réduction du nombre de consommateurs raccordés ;
- la limitation des communications des GRT qui iraient à l'encontre de la nécessaire réduction de la consommation de gaz méthane ;
- l'étude de conversion de certains actifs à d'autres gaz, notamment l'hydrogène et le dioxyde de carbone ;
- l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone, notamment pour le raccordement et renforcement du biométhane, et l'injection de résidus hydrogène dans les réseaux ;
- la prise en compte des modifications des flux de gaz sur l'exploitation des réseaux.

La CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique de la part du ministre chargé de l'économie.

Pour répondre à ces enjeux, le tarif ATRT8 prévoit notamment des ressources supplémentaires pour la modélisation des réseaux de gaz, des budgets spécifiques aux études de conversion de certains actifs à d'autres gaz, ainsi qu'à l'intégration de gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux. La CRE introduit également pour la période ATRT8 une évolution du cadre tarifaire, pour maîtriser l'évolution des coûts unitaires sur le long terme en accélérant l'amortissement de la BAR pour les nouveaux actifs.

1.2.3 Transparence

La CRE est attachée, dans le cadre des travaux tarifaires, à assurer la transparence pour toutes les parties intéressées sur les méthodes, les outils et les données qu'elle utilise.

Pour l'élaboration du tarif ATRT8, la CRE a publié dans sa consultation publique l'ensemble des informations visées à l'article 26 du règlement (UE) 2017/460 (le « Code de réseau Tarif »), portant sur la configuration du réseau de transport, la méthodologie de détermination des termes tarifaires et sa comparaison avec la méthode de référence du Code de réseau Tarif. L'ensemble de ces données sont récapitulées en annexes.

La CRE publie dans la présente délibération l'ensemble des informations visées aux articles 29 et 30 du Code de réseau Tarif, en particulier : les prix de réserve des capacités, les paramètres utilisés dans la méthode de calcul des prix de référence (notamment la justification des scénarios de flux), les informations financières sur les charges à couvrir et leur répartition, l'évolution des tarifs, etc. Ces informations sont récapitulées en annexe 7 de la délibération.

De plus, la CRE a publié les études externes réalisées dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRT8. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2024-2027¹⁰ ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés de GRTgaz et Teréga¹¹.

¹⁰ Audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2024-2027

¹¹ Audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel

Enfin, la CRE publie sur son site un modèle tarifaire simplifié.

1.2.4 Analyse de l'ACER

Conformément aux dispositions du Code de réseau Tarif, l'ACER a rendu les conclusions de son analyse sur la consultation publique de la CRE le 8 décembre 2023. Le rapport est disponible sur le site internet de l'ACER¹².

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

2.1 Bilan et enjeux du cadre de régulation tarifaire

Stable dans ses grands principes depuis plus de 10 ans, le cadre tarifaire des réseaux et infrastructures de gaz et d'électricité poursuit trois objectifs principaux :

- inciter les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser leurs coûts pour limiter l'impact des tarifs d'infrastructures sur le consommateur final ;
- permettre aux opérateurs de financer les investissements nécessaires dans les infrastructures ;
- viser un haut niveau de qualité de service, de sécurité et de continuité d'acheminement.

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes financiers visant à inciter les gestionnaires d'infrastructure à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de quatre ans et le principe d'incitations financières pluriannuelles sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation laisse une large liberté dans la gestion de chacun des opérateurs d'infrastructure, permettant à chacun de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes.

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service. Ce cadre s'est par ailleurs montré très résilient face aux deux crises majeures traversées, crise sanitaire¹³ et crise des prix de l'énergie, en donnant les moyens aux opérateurs d'assurer une continuité de l'activité dans de bonnes conditions.

La plupart des répondants à la consultation publique partagent les conclusions de la CRE sur le bilan positif du cadre de régulation pour la période ATRT7, qui a permis de maîtriser efficacement les coûts au bénéfice du client final, de réaliser les investissements nécessaires et d'exploiter dans de bonnes conditions les infrastructures gazières dans un contexte inédit de crise d'approvisionnement. Les gestionnaires de réseaux ont demandé à être davantage protégés des évolutions des conditions économiques au vu des événements récents (notamment en ce qui concerne les prix de l'énergie).

Compte tenu de ce bilan (voir bilan détaillé publié en annexe 1 de la consultation publique), la CRE décide de reconduire pour l'ATR8 l'essentiel du cadre de régulation prévu par l'ATR7, en faisant évoluer quelques mécanismes.

2.2 Grands principes du cadre tarifaire

L'élaboration du tarif ATR8 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'une trajectoire de revenu autorisé pour chacun des GRT et de souscriptions prévisionnelles de capacités sur leurs réseaux respectifs.

Le tarif ATR8 fixe également un cadre de régulation, afin de limiter le risque financier des GRT et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, pour encourager les GRT à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable à partir du 1^{er} avril 2024 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

2.2.1 Détermination du revenu autorisé des GRT

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de chaque GRT sur la période 2024-2027. Le revenu autorisé couvre les coûts des opérateurs sur une base calendaire dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

¹² https://www.acer.europa.eu/Publications/2023_Analysis_Report_Tariffs_France.pdf

¹³ Délibération du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux

Ce revenu autorisé prévisionnel des GRT se compose des charges nettes d'exploitation (CNE) prévisionnelles, des charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles, de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), du reversement inter-opérateurs (INT) prévisionnel entre GRTgaz et Teréga et d'un terme de lissage (LIS) :

$$\text{RA} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCP} + \text{INT} + \text{LIS}$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. 2.2.1.1) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. 2.2.1.2) ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP (cf. 2.2.3) ;
- INT : flux financier de reversement inter-opérateurs prévisionnel résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal (cf. 2.3.4) ;
- LIS : terme de lissage résultant des modalités d'évolution tarifaire définies dans la partie 2.3.4).

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

2.2.1.1 Charges nettes d'exploitation

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

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

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

2.2.1.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par les opérateurs – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC), c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs.

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

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

2.2.2 Coût du capital et couverture des investissements

2.2.2.1 Limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau

Dans son étude sur l'Avenir des infrastructures gazières¹⁴, la CRE montre que malgré la baisse de la consommation, le dimensionnement des infrastructures gazières françaises ne devrait pas évoluer de manière significative d'ici 2050 :

- les réseaux de transport de gaz comme de distribution resteront en grande partie nécessaires. Des actifs seront néanmoins libérables, dans des proportions qui resteront limitées ;
- une part significative des capacités de stockage sera encore nécessaire pour répondre au besoin de modulation saisonnière de la consommation.

Les réseaux pourraient par ailleurs continuer à se développer pour accompagner le développement des gaz renouvelables et bas carbone, et devront s'adapter à l'apparition d'un usage secours. Ainsi, les charges des opérateurs gaziers ne devraient pas diminuer dans les mêmes proportions ni à la même vitesse que la consommation de gaz à l'horizon 2050, entraînant ainsi une hausse du coût unitaire d'acheminement (effet « ciseau »).

Le levier identifié pour limiter l'effet « ciseau » est d'adapter la répartition des charges de capital dans le temps, avec l'objectif de les augmenter à plus court terme afin de les réduire à plus long terme, en cohérence avec

¹⁴ CRE, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », 2023

l'évolution anticipée de la consommation de gaz. Cela permet d'éviter de faire porter au consommateur de demain les charges d'aujourd'hui.

Dans la consultation publique, la CRE a présenté trois pistes permettant cette réallocation de charges de capital dans le temps :

1. mettre fin à l'indexation à l'inflation de la BAR en passant à une rémunération de la BAR à un CMPC nominal et non plus réel ;
2. adapter le rythme des amortissements (passage à des amortissements dégressifs, plus élevés au début et amoindris ensuite), pour que les charges d'amortissement soient plus cohérentes avec la décroissance de la consommation de gaz ;
3. réduire la durée d'amortissement de certains actifs.

Même si le risque de ciseau tarifaire est bien identifié, la plupart des répondants ne partagent pas ou pas complètement les orientations présentées par la CRE. De nombreux répondants craignent une mise en œuvre trop brutale à un moment où le tarif est déjà en forte hausse. D'autres considèrent cette évolution impossible à déployer dans des délais si courts et s'inquiètent de leur neutralité économique. Enfin, une mise en œuvre progressive a été évoquée par divers répondants.

La CRE prend en compte les retours à la consultation publique selon lesquels il ne faudrait pas mettre en œuvre l'ensemble des mesures envisagées au sein de la consultation publique. En effet, la CRE considère que la mise en œuvre de ces mesures appliquées à l'ensemble des actifs de la BAR des GRT ne peut pas être envisagée en raison de l'accentuation de la hausse tarifaire qu'elle engendrerait.

En conséquence, la CRE décide, dans un objectif de continuité du cadre de régulation, de retenir de manière partielle deux des mesures présentées en les appliquant aux seuls nouveaux actifs qui entreront dans la BAR à partir du 1^{er} janvier 2024 :

- Les nouveaux actifs ne seront plus réévalués à l'inflation et se verront, en contrepartie, appliquer un CMPC nominal (c'est-à-dire incluant l'inflation) ;
- Les nouveaux actifs de type « canalisations et branchements » seront amortis sur 30 ans au lieu de 50 ans (ces actifs constituent les éléments de réseaux pour lesquels la durée d'amortissement est la plus longue).

Ces mesures ont chacune des effets inférieurs à 1 % sur la hausse tarifaire.

Par ailleurs, comme envisagé dans la consultation publique, la CRE ne retient pas la demande de Teréga visant à introduire une majoration des charges d'exploitation imputables aux actifs amortis. En effet, ce mécanisme pourrait introduire une sur-rémunération des actifs, sans pour autant apporter de bénéfice financier certain pour le tarif, les éventuelles économies de charges de capital permises par ce dispositif sont en effet incertaines.

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

La BAR représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l'actif de l'opérateur (évaluée au 1^{er} janvier de chaque année) :

- la BAR augmente lorsqu'un actif est mis en service ;
- la BAR diminue avec l'amortissement des actifs, ou si un actif est mis au rebut ou cédé.

Pour les actifs dits « historiques » entrés dans la BAR jusqu'au 1^{er} janvier 2023 inclus

La CRE reconduit pour le tarif ATRT8 les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATRT7.

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

Depuis 2006, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service. Les valeurs brutes des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976 et des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements.

Une fois intégrés à la BAR, les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation en glissement de juillet à juillet. Pour cette raison, la CRE utilise un CMPC réel n'incluant pas l'inflation. Depuis 2016, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie.

Les durées de vie retenues par la CRE pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

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

Pour les actifs dits « nouveaux actifs » entrés dans la BAR à partir du 1^{er} janvier 2024

La valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service. La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est le 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service.

Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie. Les valeurs brutes des actifs sont retraitées des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements.

Les durées de vie retenues par la CRE pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

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

La CRE applique un CMPC nominal pour les actifs entrant dans la BAR à partir du 1^{er} janvier 2024.

2.2.2.3 Modalités de calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC)

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

Dans la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE envisageait de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment.

Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATRT8, la CRE envisageait de retenir :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour l'ATRT7 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres constatés de long terme (par ex : moyenne 10 ans des taux sans risques) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes.

La CRE a précisé dans sa consultation publique que ces taux pourraient être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré.

Sur la détermination du niveau du CMPC, les gestionnaires de réseaux et leurs actionnaires sont globalement favorables à une évolution de la méthode de CMPC afin de prendre davantage en compte la hausse récente des taux d'intérêt, tandis que les fournisseurs et associations de consommateurs y sont défavorables, soutenant que la stabilité de la méthode devrait prévaloir.

Par ailleurs, la plupart des répondants sont défavorables à la mise en place d'un double taux et soutiennent un taux pondéré.

Compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE décide pour la période tarifaire ATRT8 de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital en pondérant deux taux, l'un fondé sur une analyse de paramètres de long terme (comme dans l'ATRT7) et l'autre tenant compte de données économiques plus récentes.

Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier.



2.2.2.4 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Dans la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE a indiqué ne pas être favorable à une rémunération des IEC au CMPC, telle que demandée par certains opérateurs, car cela réduirait la forte incitation des opérateurs à mettre en service les actifs au plus vite.

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

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

2.2.2.5 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.2.2.5.1 Traitement des coûts échoués

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

Les coûts échoués sont traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle fixée dans la présente délibération ;
- les frais d'études sans suite pour de grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE sont couverts par le tarif via le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les GRT.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

2.2.2.5.2 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

Dans le cadre tarifaire prévu dans le tarif ATRT7, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ces utilisateurs en ont supporté les coûts d'acquisition (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération des actifs de la BAR), tout en préservant une incitation pour l'opérateur à maximiser ce gain. Celui-ci conserve en effet les 20 % du gain restant ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'opérateur.

La CRE envisageait dans sa consultation publique de reconduire le cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés prévu dans l'ATR7. La prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est en effet justifiée, considérant que le tarif a participé au financement des actifs concernés. La majorité des acteurs est favorable à cette reconduction.

En conséquence, la CRE décide de reconduire ce cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés pour la période ATRT8.

2.2.2.5.3 Cas des actifs convertis à l'hydrogène

Les objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre pourraient conduire à terme au développement d'un réseau de transport d'hydrogène. Dans ce cadre, certaines infrastructures du réseau de transport pourraient être converties et réutilisées pour le transport d'hydrogène.

La conversion d'un actif du réseau de transport de gaz à l'hydrogène suppose la sortie de cet actif de la BAR de l'opérateur qui l'exploite, et son transfert à un autre opérateur (ou une autre base d'actifs s'il s'agit du même opérateur, que l'activité de transport d'hydrogène soit régulée ou non). Cela pose la question du prix de cession des actifs concernés, et du partage de la plus-value éventuelle entre l'opérateur et les utilisateurs.

Le cadre européen concernant le marché de l'hydrogène n'est pas encore défini à ce stade : la Commission européenne a publié le 15 décembre 2021 une proposition législative révisant les règles de l'Union européenne en matière d'accès au marché et aux réseaux de gaz, qui comprend des modalités visant à faciliter le développement du marché de l'hydrogène. Cette proposition législative fait l'objet de discussions et n'a pas encore été adoptée. Dans sa version actuelle, le texte prévoit que l'ACER publie des recommandations concernant la valorisation des actifs gaziers convertis à l'hydrogène.

Le tarif ATRT7 ne prévoyait pas de cadre de régulation spécifique pour les actifs qui seraient cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène.

En l'absence de cadre européen en vigueur, la CRE envisageait dans sa consultation publique de traiter au cas par cas les actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène, sur la base de dossiers argumentés présentés par les GRT. La CRE sera attentive à ce que le prix de cession soit fixé de manière à éviter les subventions croisées entre les utilisateurs des réseaux de gaz et d'hydrogène, et à ce que le partage de l'éventuelle plus-value entre les GRT et les utilisateurs soit pertinent. Dans l'hypothèse où les futurs réseaux de transport d'hydrogène seraient régulés, la CRE veillera également à ce que leurs futurs utilisateurs d'hydrogène n'aient pas à payer des coûts déjà couverts par les précédents utilisateurs gaziers.

La grande majorité des répondants est favorable à l'orientation présentée par la CRE dans la consultation publique. Quelques répondants mentionnent en particulier la nécessité d'éviter les subventions croisées.

Compte tenu de l'absence de cadre européen et du manque de visibilité à la date de la présente délibération sur les modèles économiques du secteur de l'hydrogène, la CRE décide de traiter au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les GRT, les actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène.

2.2.3 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)

Calcul et apurement

Le niveau du tarif ATRT est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis. Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus. Il est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative, calculé sur la base des résultats constatés.

Calculé au 31 décembre de chaque année N, le solde du CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement. Cette limite d'apurement était de +/- 2 % durant les précédentes périodes tarifaires, pour la plupart des tarifs de réseaux d'électricité et de gaz. Il a offert une bonne visibilité aux acteurs de marché sur la trajectoire des tarifs pendant la période tarifaire de quatre ans et a fonctionné sans difficulté pendant plus de 10 ans.

Toutefois, la crise gazière en fin de période tarifaire 2019-2023 a conduit à un CRCP élevé pour certains opérateurs, notamment lié à la hausse des prix de l'énergie, à l'inflation et à la baisse de la consommation de gaz. Ce constat a conduit les opérateurs gaziers à solliciter une révision des modalités d'apurement lors des évolutions annuelles.

Une majorité de répondants à la consultation publique, dont les opérateurs d'infrastructure, est favorable à l'ajustement du plafond d'apurement du CRCP à +/- 3 % du fait de la forte incertitude sur certains postes de charge couverts au CRCP (notamment liée aux charges énergie et aux hypothèses de souscriptions dans un contexte de fin des contrats de long terme). Au regard des réponses à la consultation publique, la CRE décide de relever à +/- 3 % la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à l'apurement du CRCP. Cette nouvelle limite d'apurement permet de concilier les objectifs de maintien d'une stabilité tarifaire raisonnable au cours de la période tarifaire et de prise en compte d'une conjoncture plus volatile notamment sur les prix de l'énergie.

Dans le cas où cette limite d'apurement est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

Neutralité financière du dispositif du CRCP

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N+1 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année N. Depuis l'introduction du mécanisme du CRCP en ATRD3, en ATS1 et en ATRT3, ce taux d'actualisation a été défini comme le taux sans risque.

En raison d'un solde de CRCP prévisionnel de fin de période important, plusieurs opérateurs ont demandé une évolution de ce paramètre. GRDF a demandé que le taux d'actualisation corresponde au CMPC nominal avant impôts ou au coût nominal de la dette, car il considère devoir supporter des coûts de financement dans l'attente de l'apurement du CRCP. Teréga a demandé un taux d'actualisation de 3,30 %, intégrant un taux sans risque et une « prime de confort », qui est un ajustement spécifique du rendement des obligations d'Etat.

La CRE rappelle que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, indépendamment de son niveau. De plus, il est rendu à relativement court terme à l'opérateur. Ainsi, le niveau de risque long terme inclus dans le niveau du CMPC ou du coût de la dette n'est pas pertinent pour actualiser le solde du CRCP. La CRE estime donc que le taux sans risque reste le paramètre pertinent pour l'actualisation du solde du CRCP.

Néanmoins, la CRE envisageait dans sa consultation publique de retenir le taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs pour actualiser le solde du CRCP, en cohérence avec le nouveau cadre de la rémunération des actifs (voir partie 2.2.2.3) et le rythme d'apurement du CRCP. La nouvelle méthode de détermination du CMPC prend en effet en compte un taux sans risque fondé sur des paramètres historiques et un taux sans risque sur des données de court terme qui s'appliquent respectivement aux actifs historiques et aux nouveaux actifs.

Une partie des répondants à la consultation publique, dont des fournisseurs et des opérateurs d'infrastructure, est favorable à ce que la CRE envisageait dans la consultation publique, c'est-à-dire l'actualisation du CRCP au taux sans risque court terme.

Certains acteurs (principalement des opérateurs d'infrastructures) sont favorables à la rémunération du CRCP au CMPC, afin de compenser les coûts de financement dans l'attente de l'apurement du solde du CRCP.

D'autres contributeurs demandent de retenir une rémunération du CRCP au coût de la dette, afin de compenser le coût d'endettement pour les GRT qui peuvent recourir à ce levier financier dans l'attente de l'apurement du solde du CRCP.

La CRE maintient ses analyses présentées dans la consultation publique, et décide d'actualiser le solde du CRCP au taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs durant la période tarifaire ATRT8, soit un taux de 3,8 %.

Flux de compensation

Pour assurer l'équilibre entre le revenu autorisé et les recettes tarifaires de chaque GRT, le tarif ATRT7 prévoyait un flux de compensation entre GRTgaz et Teréga au titre de l'évolution annuelle nationale des termes tarifaires du réseau principal.

En effet, dans le cadre de l'évolution annuelle du tarif ATRT7, un coefficient $k_{national}$ était calculé pour fixer l'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal (voir partie 2.3.4). Il induit un écart opposé de recettes entre GRTgaz et Teréga. Cet écart est reversé entre les GRT.

La CRE décide de maintenir le principe de ce flux de compensation entre les deux opérateurs pour la période ATRT8. Le détail de son calcul est précisé au paragraphe 2.3.4 de la présente délibération.

2.3 Calendrier tarifaire

2.3.1 Une période tarifaire de quatre ans

Le tarif ATRT7 a été fixé pour une durée d'environ quatre ans. Dans la consultation publique, la CRE envisageait de maintenir cette durée pour le tarif ATRT8.

Dans leurs réponses à la consultation du 26 juillet 2023, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée d'environ 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Le tarif ATRT8 s'applique pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} avril 2024. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2024 à 2027. Il évolue annuellement, au 1^{er} avril de chaque année, selon les modalités décrites au 2.3.3 de la présente délibération.

2.3.2 Clauses de rendez-vous

Clause de rendez-vous à mi-période tarifaire

Le tarif ATRT8 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) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRT8 se trouve modifié d'au moins 1 %.

Clause de rendez-vous concernant l'impact du futur règlement sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie

Le tarif ATRT8 prévoit également une clause de rendez-vous pour prendre en compte les charges supplémentaires qui pourraient être induites par le futur règlement sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Au vu des incertitudes qui demeurent sur la nature des mesures qui s'imposeront aux gestionnaires de réseaux et aux coûts qui en résulteront, la CRE décide de ne pas fixer de trajectoire de charges *a priori* sur ce poste. La majorité des répondants à la consultation publique s'est exprimée dans ce sens. Chaque gestionnaire de réseau pourra, une fois le règlement sur la réduction des émissions de méthane publié, demander le réexamen de sa trajectoire de charges nettes d'exploitation pour prendre en compte les nouveaux coûts directement induits par ce règlement. Le gestionnaire de réseau présentera un dossier dûment étayé à la CRE. Le cas échéant, la CRE pourra par ailleurs prévoir des dispositifs de régulation incitative dédiés à ces mesures.

2.3.3 Calendrier d'évolution des termes tarifaires

Les termes tarifaires ATRT8 s'appliquent à partir du 1^{er} avril 2024 et seront révisés annuellement selon les règles ci-dessous :

- les termes tarifaires aux PIR évolueront au 1^{er} octobre de chaque année, avec un premier mouvement de ces termes au 1^{er} octobre 2024. Les termes tarifaires en vigueur aux PIR depuis le 1^{er} octobre 2023 continueront à s'appliquer entre le 1^{er} avril 2024 et le 30 septembre 2024 ;
- les termes d'injection biométhane¹⁵ dans les conditions prévues par l'ATRD7 ;
- les autres termes tarifaires de la grille évolueront au 1^{er} avril de chaque année.

Ce calendrier permet, d'une part, de conserver la cohérence entre les calendriers transport, terminaux méthaniers, et stockage, et d'autre part, de répondre à la contrainte imposée par le code de réseau Tarif de disposer, en amont des enchères annuelles de capacités aux interconnexions (PIR), du niveau des termes tarifaires qui s'appliquera d'octobre N à octobre N+1. Il permet, par ailleurs, de maintenir le niveau des termes tarifaires liés à l'injection du biométhane en cohérence pour l'ensemble des sites, qu'ils soient raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à ce que la CRE envisageait dans la consultation publique. Ces acteurs considèrent que cela offre une visibilité satisfaisante aux acteurs de marché et garantit le bon fonctionnement des enchères.

2.3.4 Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires

Le tarif ATRT8 met en œuvre des principes tarifaires permettant une stabilité de la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau. En particulier, pour 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, l'évolution annuelle doit être 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 sera différent.

En conséquence, dans le tarif ATRT8, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutira à un coefficient k_{GRTgaz} pour GRTgaz et $k_{\text{Teréga}}$ pour Teréga. Les termes du réseau principal évolueront chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} non plafonné et $k_{\text{Teréga}}$ non plafonné. Les termes du réseau régional de GRTgaz évolueront du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évolueront du coefficient $k_{\text{Teréga}}$.

Enfin, le tarif ATRT8 prévoit un flux inter-opérateurs résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal et permettant d'assurer l'adéquation entre les charges et les recettes associées au réseau principal des deux opérateurs (en compensant les écarts de recettes de l'année concernée induits par l'application d'un coefficient moyen k_{national} sur les termes du réseau principal).

Comme c'était le cas pour le tarif ATRT7, la CRE envisageait dans sa consultation publique une évolution mécanique annuelle et lissée du tarif ATRT8 selon des principes similaires à ceux de la précédente période tarifaire.

¹⁵ Ou de gaz renouvelable et bas carbone, tel que cela sera défini dans la délibération ATRD7 de GRDF

Compte tenu des réponses à la consultation publique et pour répondre aux demandes des opérateurs d'améliorer le rythme d'apurement du CRCP dans un contexte économique plus incertain, la CRE retient trois évolutions :

- pour mieux prendre en compte l'effet de l'inflation, la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N prendra en compte la correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du projet de loi de finances (PLF) et le niveau réalisé (ou à défaut la meilleure estimation disponible lors du calcul de la mise à jour tarifaire annuelle, 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)) ;
- le k_{national} est dorénavant 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. Durant la précédente période tarifaire, le k_{national} était calculé comme la moyenne pondérée des k_{GRTgaz} , et $k_{\text{Teréga}}$ préalablement plafonnés ;
- le plafonnement des facteurs d'apurement k_{national} , k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$ est fixé à +/- 3 % contre +/- 2 % durant la période tarifaire ATRT7 comme indiqué dans la partie 2.3.4.

Le tarif ATRT8 évoluera 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 de 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, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

Par exception, ces modalités ne s'appliquent pas au timbre d'injection biométhane dont l'évolution sera définie dans la délibération de la CRE portant décision sur le tarif d'utilisation du réseau de distribution de GRDF pour la période 2024-2027.

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT8, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :

- à la mise en œuvre des codes de réseaux et/ou lignes directrices européens ;
- au fonctionnement de la zone de marché unique France ;
- à des modifications de l'offre des GRT ;
- aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

Enfin, le terme tarifaire stockage évoluera suivant le niveau fixé dans une délibération ad hoc par la CRE au terme de la campagne annuelle de commercialisation des capacités de stockage de gaz aux enchères.

2.3.5 Calcul du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N

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 solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif ATRT8 apuré sur les 4 ans du tarif et est donc remis à 0 au 1^{er} janvier 2024.

Les écarts définitifs à reverser au CRCP pour l'année 2023 seront pris en compte lors de la mise à jour annuelle du 1^{er} avril 2025. Les montants de référence et des taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération ATRT7 du 23 janvier 2020, et dans la délibération de mise à jour du tarif ATRT7 du 31 janvier 2023¹⁶.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis en annexe 4. 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.

Les charges et recettes couvertes pour tout ou partie au CRCP pour la période ATRT8 sont fixées au 2.4.2 de la présente délibération.

2.3.6 Calcul des coefficients k en vue notamment de l'apurement du solde du CRCP

L'évolution de la grille tarifaire annuelle prend en compte trois coefficients k_{national} , k_{GRTgaz} , $k_{\text{Teréga}}$ qui visent à apurer, au 31 décembre de l'année N, le solde du CRCP constaté au 31 décembre de l'année N-1. Les coefficients k_{national} , k_{GRTgaz} , $k_{\text{Teréga}}$ sont plafonnés à +/- 3 %.

¹⁶ Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 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 2023

Les coefficients k_{GRTgaz} , respectivement $k_{\text{Teréga}}$, sont déterminés de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, pour chaque GRT, dans la limite du plafonnement des coefficients k , la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour ;
- le solde du CRCP.

Le k_{national} est défini comme la moyenne du k_{GRTgaz} , non plafonné et du $k_{\text{Teréga}}$, non plafonné, pondérée par les recettes de souscription de capacités de chaque opérateur. Cette moyenne pondérée introduit un écart de recettes opposé chez chacun des opérateurs qui est compensé au travers de l'ajustement du flux inter-opérateur pour l'année N (les principes de ce flux sont fixés au 2.8.6 de la présente délibération).

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur les souscriptions prévisionnelles considérées dans la présente délibération.

2.4 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.4.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

Le tarif ATRT7 prévoyait que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à maîtriser pour les opérateurs, font l'objet d'une incitation à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre de la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE reconduit ce principe pour le tarif ATRT8.

Ainsi, à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.4.2 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire fixée pour la période ATRT8 restera à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

2.4.2 Couverture au CRCP de certains postes de charges et de recettes

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 2.2.3 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation a posteriori, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, peu prévisibles et peu maîtrisables par les gestionnaires des réseaux de transport de gaz.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires et sont largement soutenus par les acteurs ayant répondu à la consultation publique. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE envisageait plusieurs évolutions par rapport à la période ATRT7 concernant la couverture des charges et produits des GRT par le CRCP :

- charges d'avantage en nature énergie (« tarif agent ») :

Les salariés de la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG) et les retraités ayant travaillé au moins quinze ans dans cette branche, dont font partie GRTgaz, Storengy et GRDF bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise de la branche qui emploie des salariés au statut IEG faisant partie des IEG verse, en contrepartie à EDF et Engie, chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût que ces deux entreprises indiquent supporter au titre de l'approvisionnement des agents en énergie.

Dans le cadre de l'ATRT7, ces charges étaient entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. GRTgaz et Storengy demandent qu'elles soient désormais couvertes à 100 % au CRCP pour la période tarifaire ATRT8, en raison des incertitudes pesant sur les prix de l'électricité et du gaz. GRDF a demandé que les écarts dus aux effets prix, c'est-à-dire les écarts entre les tarifs de référence en électricité et en gaz choisis par EDF et ENGIE et les tarifs d'électricité et de gaz fixés pour les agents IEG soient couverts au CRCP.

Le montant des reversements des opérateurs à EDF et Engie étant fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées, lors de la consultation publique, la CRE a considéré que le maintien d'un cadre de régulation incitant à la fixation d'un niveau était pertinent pour cette compensation. La CRE envisageait également dans la consultation de maintenir une incitation portant sur les volumes d'énergie consommés, en cohérence avec les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement.

Certains acteurs partagent l'analyse de la CRE et soutiennent que le maintien de cette incitation est justifié dans la perspective de la politique de sobriété énergétique. Néanmoins, un grand nombre d'acteurs évoquent le caractère imprévisible et non maîtrisable des prix de l'énergie pour justifier une couverture des charges d'ANE au CRCP.

La CRE décide de maintenir l'incitation sur la partie « volume » des charges d'ANE, considérant qu'elle est en partie maîtrisable et prévisible par GRTgaz en ce que le GRT peut, notamment, mener des actions pour inciter les bénéficiaires du tarif agent à adapter leur consommation d'énergie et que les efforts de sobriété de consommation s'appliquent également à ces derniers.

S'agissant des effets prix, la CRE décide de couvrir à 100 % au CRCP les effets liés à l'évolution des prix de marché et des taxes. Ainsi, elle retient pour la période tarifaire, une référence de prix de l'électricité et du gaz fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, la CRE retient les tarifs règlementés de vente de l'électricité (hors effets de bouclier tarifaire) ;
- pour le gaz, elle retient le prix repère de vente du gaz, adapté à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent.

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, constatée chaque année *ex post*, sera couvert au CRCP à 100 %. En revanche, des écarts qui proviendraient du choix d'une référence de prix pour le calcul de l'ANE différente de celle retenue par la CRE ne seront pas couverts. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe confidentielle n° 5 de la présente délibération.

- charges d'énergie (énergie motrice et quotas de CO₂) :

Les opérateurs ont demandé pour l'ATRT8 que la mise à jour annuelle des hypothèses de charges d'énergie soit prise en compte directement dans son revenu autorisé de l'année N et non via le CRCP. La CRE n'y est pas favorable, et souhaite maintenir une régulation incitative (prix et volume) pour ce poste.

Au cours des prochains mois, la CRE poursuivra le travail de fond amorcé avec les GRT pour la mise en place d'un tel dispositif en cours d'ATRT8. A court terme, la CRE décide de maintenir le cadre d'incitation tel qu'il était prévu à la fin de l'ATRT7¹⁷.

- impayés des producteurs de biométhane :

Teréga demande la couverture à 100 % au CRCP des impayés de raccordement d'installations de production de biométhane. La CRE considère que les opérateurs doivent faire leurs meilleurs efforts afin de recouvrer leurs créances. La couverture des charges liées à ces impayés sera évaluée au cas par cas sur la base d'un dossier étayé transmis par le GRT concerné.

- charges liées à la gestion des congestions et au mécanisme d'interruptibilité ainsi que de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité :

GRTgaz estime que le rythme de redistribution et de recouvrement du CRCP n'est pas assez rapide pour ces charges et excédents de recettes, qui peuvent varier de manière incertaine et significative. GRTgaz a donc demandé que les charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et à l'interruptibilité garantie soient refacturées directement aux expéditeurs tous les mois, via un mécanisme similaire à celui mis en place pour l'équilibrage. La CRE, ainsi que les répondants à la consultation publique n'y sont pas favorables, car seule la couverture au CRCP permet de répartir ces charges sur l'ensemble des consommateurs finals.

En conséquence, les postes inclus au périmètre du CRCP pour le tarif ATRT8 sont les suivants.

¹⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2023

Postes couverts en totalité au CRCP :

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP.

Les charges en totalité couvertes au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors infrastructures » et pour lesquelles seul l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réellement constatée pour les actifs concernés par une réévaluation de la BAR est pris en compte (cf. paragraphe 2.4.3.3) ;
- les charges pour GRTgaz liées à l'accord entre GRTgaz et Teréga pour l'utilisation par GRTgaz du réseau de Teréga. Les recettes pour Teréga étant également couvertes en totalité au CRCP, l'impact d'une variation du montant du contrat est nul pour le coût global du transport de gaz en France ;
- les coûts liés, le cas échéant, à la rémunération par les GRT des consommateurs raccordés aux réseaux de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie ;
- les charges d'exploitation de R&D, avec un traitement particulier (voir partie 2.7) : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par chaque GRT est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si le GRT a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs à 100 % *via* le CRCP. Si le GRT a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de ce dernier ;
- les charges induites par les mécanismes de résorption des congestions dans le cadre de la zone de marché unique, dans la mesure où les GRT ont agi efficacement pour minimiser les congestions ;
- les charges de GRTgaz relatives à la prestation de conversion de gaz H en gaz B ;
- les charges associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés, notamment les opérateurs de stockage ;
- les frais d'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.

Les produits en totalité couverts au CRCP sont les suivants :

- les recettes tarifaires suivantes ;
 - o les recettes issues de la commercialisation de capacités de sortie domestique du réseau principal, d'acheminement sur le réseau régional et de livraison, et de capacités d'injection de biométhane ;
 - o les recettes issues de la commercialisation de capacité d'entrée et sortie des stockages ;
 - o les recettes de conversion de pointe de gaz H en gaz B ;
- les excédents de recettes d'enchères de capacité ;
- les recettes de prestations pour tiers, dont la réalisation est incertaine et sur lesquels les GRT n'ont aucune influence (par exemple liée à des travaux d'aménagement du territoire) ;
- les recettes pour Teréga liées à l'accord entre GRTgaz et Teréga pour l'utilisation par GRTgaz du réseau de Teréga. Les charges pour GRTgaz étant également couvertes en totalité au CRCP, l'impact d'une variation du montant du contrat est nul pour le coût global du transport de gaz en France ;
- les recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions dans le cadre de la zone de marché unique ;
- les recettes de raccordement des unités de production de biométhane et des stations de GNV ;
- les recettes associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés, notamment les opérateurs de stockage ;
- les recettes associées aux pénalités perçues par les GRT au titre des dépassements de capacités souscrites (voir 4.3.1.2) ;
- le 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 (voir partie 2.8.5 de la présente délibération) ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et des turbines à combustion (TAC).

Le flux inter-opérateurs entre les deux GRT associé à la répartition de l'évolution du facteur d'évolution tarifaire K_{national} (voir partie 2.8.6 de la présente délibération) est également couvert à 100 % au CRCP.

Postes en partie couverts au CRCP :

- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité, y compris pour les rebours biométhane) et les achats et ventes de quotas de CO₂. Celles-ci sont couvertes :
 - o à 90 % par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies inférieure ou égale, en valeur absolue, à 50 % de la trajectoire prévisionnelle ;
 - o à 100 % par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies, en valeur absolue, au-delà de 50 % de la trajectoire prévisionnelle ;
 - o L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100 % au CRCP.
- les charges de consommables (THT), pris en compte à 80 % au CRCP. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100 % au CRCP ;
- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM), prises en compte à 90 % (voir 2.5). L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP. Il en est de même pour les recettes annexes suivantes :
 - o recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
 - o recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour Teréga ;
 - o recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or lose it*) et UBI (*Use it and buy it*) ;
 - o recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes.
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % (voir 2.2.2.5.2) ;
- les écarts avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX » de Teréga (voir partie 2.4.3.3), calculés en fin de période ATRT8, couverts à 50 % au CRCP ;
- les écarts de charges d'avantage en nature en énergie de GRTgaz liés exclusivement aux écarts de prix par rapport à la référence de prix de l'électricité et du gaz retenue par la CRE sont couverts à 100 % au CRCP (voir annexe 5 confidentielle) ; le reste de ces écarts de charges n'est pas couvert au CRCP.

En outre, les bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative décrits dans les parties suivantes (régulation incitative des investissements au 2.4.3, régulation incitative portant sur la commercialisation au 2.5, régulation incitative de la qualité de service au 2.6, et régulation incitative de la R&D et de l'innovation au 2.7 de la délibération) sont versés aux GRT via le CRCP.

2.4.3 Régulation incitative des investissements

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

Le tarif ATRT7 prévoyait une incitation à la maîtrise des coûts pour les projets d'un budget supérieur à 20 M€ : ces derniers font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget-cible, et un bonus ou malus est attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/- 5 % autour du budget-cible.

Pendant la période tarifaire ATRT7, la CRE a audité 6 projets d'un budget supérieur à 20 M€. Les audits ont conduit, en moyenne, à des ajustements des budgets présentés de -9 % pour les GRT. Ces audits permettent également d'analyser les méthodes de fixation des coûts des opérateurs.

La CRE envisageait dans sa consultation publique de maintenir le dispositif existant pour le tarif ATRT8.

La majorité des répondants est favorable au maintien du dispositif de budget cible à la suite d'un audit pour les projets d'un budget supérieur à 20 M€.

En conséquence, pour les projets d'investissements dont la décision d'engagement des dépenses serait prise à compter de la publication de la présente délibération et dont le budget estimé serait supérieur ou égal à 20 M€ :

- la CRE auditera le budget présenté par le GRT et fixera un budget cible en tenant compte, le cas échéant, de l'indice du prix de l'acier (indice *Hot rolled coil* – HRC) ;

- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

Les projets pour lesquels une régulation incitative a été définie pendant la période ATRT7 conservent le mécanisme mis en œuvre pendant cette période tarifaire.

2.4.3.2 Incitation à la maîtrise des coûts des projets d'un budget inférieur à 20 M€

Le tarif ATRT7 a introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€.

La majorité des répondants est favorable à la reconduction du mécanisme incitatif, dont une partie souligne la nécessité pour les budgets cibles de conserver un caractère exceptionnel au vu des coûts engendrés. Plusieurs répondants, dont une moitié d'opérateurs d'infrastructures, y sont défavorables, pour cette même raison de perte d'efficacité du mécanisme sur les projets de plus petite taille.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE décide la reconduction du mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des projets en dehors des grands projets pour la prochaine période tarifaire.

2.4.3.3 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »

Les opérateurs d'infrastructures de transport de gaz sont incités à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre de charges dites « hors infrastructures » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ce cadre de régulation a été introduit dans le tarif ATRT6.

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite par conséquent les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de leurs charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution des charges de capital, qui sont exclues du périmètre du CRCP¹⁸. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par l'opérateur pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE envisageait de reconduire le mécanisme de régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors infrastructures », considérant que le retour d'expérience sur les dernières périodes tarifaires a montré que ce mécanisme de régulation incitait de manière efficace les opérateurs à maîtriser leurs charges.

En outre, la CRE a introduit dans le tarif ATRT7 un mécanisme expérimental spécifique sur les charges relatives au SI de Teréga. Ce mécanisme incite l'opérateur sur une trajectoire commune comprenant les charges d'exploitation et les mises en service et prévoit que les actifs entrent dans la BAR sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire, et non sur la base des dépenses réellement réalisées en fin de période tarifaire. La CRE a fixé un taux de partage à 50 % des gains ou pertes de l'opérateur en intégrant dans le CRCP de Teréga, les écarts par rapport à la trajectoire globale à hauteur de 50 %.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE envisageait, pour la période ATRT8, de reconsidérer la pertinence de ce cadre spécifique appliqué sur les investissements SI de Teréga par rapport au cadre appliqué aux autres opérateurs.

La plupart des acteurs considèrent qu'un seul cadre de régulation pourrait être appliqué aux investissements SI de tous les opérateurs. Teréga est néanmoins défavorable à la suppression du mécanisme spécifique sur ses investissements SI en affirmant que ce cadre de régulation est plus adapté à son activité tout en étant plus efficace du point de vue réglementaire.

¹⁸ Cadre appliqué au seul périmètre des postes relatifs aux véhicules et à l'immobilier pour Teréga.

La CRE considère que les éléments partagés par Teréga (tenu des calendriers des projets, meilleure efficacité) et le bilan réalisé par la CRE permettent de poursuivre l'expérimentation de ce cadre de régulation spécifique pour l'ATR78.

Par ailleurs, Teréga demande que les coûts liés au SI industriel soient exclus du périmètre de régulation incitative « hors infrastructures ». La CRE considère que ce type de dépenses doit rester incité au même titre que les autres dépenses de SI, en raison de la possibilité d'arbitrage entre investissements et charges d'exploitation.

Par conséquent, la CRE reconduit pour le tarif ATR78 l'ensemble des mécanismes de régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors infrastructures » appliqués aux différents GRT.

Pendant la période ATR78, les charges de capital pour les actifs dits « hors infrastructures » incités seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la partie 3.1.4.3 de la présente délibération. En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements « hors infrastructures » soumis à cette régulation incitative pour GRTgaz et Teréga sont respectivement de 90,9 M€ par an et 4,2 M€ par an en moyenne (véhicules et immobilier uniquement pour Teréga), soit respectivement environ 20 % et 4 % du total des investissements prévus dans la trajectoire de l'opérateur pour ATR78.

La trajectoire de mises en services pour le SI de Teréga est fixée dans la partie 3.1.4.3.2 de la présente délibération. Ces investissements représentent environ 11 % des investissements de l'opérateur sur la période ATR78.

2.5 Régulation incitative portant sur la commercialisation

Le tarif ATR77 prévoyait notamment que les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM) étaient couvertes à 80 %, pour inciter les GRT à maximiser les souscriptions. Par ailleurs, la trajectoire de référence des recettes d'acheminement était mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale était couvert à 100% au CRCP.

Dans leurs dossiers tarifaires, GRTgaz et Teréga ont demandé des évolutions de ces mécanismes de régulation incitative appliqués aux recettes de commercialisation de capacités :

- d'une part, considérant que la fin des contrats de long terme et les évolutions récentes des schémas de flux rendent trop difficile la prévision des souscriptions aux PIR et PITTM, les opérateurs souhaitent que les recettes correspondantes soient couvertes à 100 % au CRCP ou que l'incitation soit plafonnée ;
- d'autre part, Teréga a demandé pour l'ATR78 que la révision annuelle des hypothèses de souscription soit directement prise en compte dans le calcul de son revenu autorisé de l'année N+1.

La CRE a présenté ces demandes dans sa consultation du 26 juillet 2023.

La majorité des fournisseurs est favorable au maintien d'une régulation incitative des souscriptions amont pour que les opérateurs maximisent les capacités mises à disposition du marché. La plupart des autres répondants considèrent que, dans le nouveau contexte énergétique, les souscriptions amont sont plus difficilement anticipables par les opérateurs. Ces répondants sont en faveur d'une couverture à 100 % au CRCP des recettes correspondantes.

Au vu des réponses des fournisseurs à la consultation publique, la CRE décide que les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions et depuis les terminaux méthaniers sont couvertes à 90 % au CRCP en ATR78.

En conséquence, durant le tarif ATR78, les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont (hors sorties du réseau principal, entrées et sorties des stockages) sont couvertes à 90 % au CRCP. Ces recettes amont incluent également :

- 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 loose it) et UBI (Use it and buy it) ;
- les recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes.

La trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP.

Certaines autres recettes d'acheminement, peu maîtrisables par les GRT, sont couvertes à 100 % au CRCP :

- les recettes issues de la commercialisation de capacités de sortie domestique du réseau principal, d'acheminement sur le réseau régional et de livraison, et de capacités d'injection de biométhane ;
- les recettes issues de la commercialisation de capacité d'entrée et sortie des stockages ;
- les recettes de conversion de pointe de gaz H en gaz B.

2.6 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.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2009, date à laquelle elle a été mise en œuvre pour la première fois pour les GRT. La CRE y relevait que la qualité de service des opérateurs s'était améliorée dans les domaines d'importance particulière pour les utilisateurs des réseaux.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé ce bilan positif et considéré que la régulation incitative de la qualité de service constitue un pilier du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux.

Quelques fournisseurs souhaitent renforcer les indicateurs sur les maintenances des GRT.

La CRE considère que les indicateurs de qualité de service ont globalement permis d'améliorer les performances des GRT dans les domaines ciblés. Néanmoins, compte tenu des retours à la consultation sur les maintenances, la CRE décide de continuer à travailler pour compléter les indicateurs de maintenance existants (par exemple un taux de disponibilité des capacités fermes sur l'année). Une incitation pourra être mise en place à mi-période.

Les indicateurs de qualité de service ainsi que les objectifs fixés et les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 2 de la présente délibération.

2.6.1 Simplification du dispositif actuel

La régulation incitative de la qualité de service a évolué afin de prendre en compte les résultats obtenus et les retours d'expérience. Les incitations et les objectifs définis pour les opérateurs ont été renforcés progressivement afin d'améliorer leur performance.

Pour alléger le dispositif actuel, la CRE décide de supprimer les indicateurs portant sur la mise à disposition des informations liées au fonctionnement de la TRF. Ces indicateurs, non incités financièrement, mesurant le taux de disponibilité de certaines informations, ont toujours atteint 100% depuis leur mise en place.

2.6.2 Indicateurs relatifs à l'injection de biométhane

Le tarif ATRT7 ne prévoyait aucun indicateur de qualité de service propre aux producteurs de biométhane. Pour cette activité récente, et dont la majorité des sites sont raccordés sur le réseau de distribution de gaz naturel, la CRE a introduit dans le tarif ATRD6 de GRDF et des ELD le suivi des indicateurs suivants (non incités financièrement) :

- délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;
- nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane.

Compte tenu de l'augmentation du nombre de sites de production de biométhane raccordés sur les réseaux gaziers, y compris sur les réseaux de transport, la CRE considère que le maintien de conditions optimales pour ces sites est un enjeu majeur pour GRTgaz et Teréga.

La CRE a ainsi, à l'occasion d'un atelier organisé le 10 mai 2023 sur la montée en puissance des gaz renouvelables et bas carbone, interrogé les acteurs concernés sur les indicateurs pertinents à prendre en compte pour contrôler la qualité de service des opérateurs.

Au cours de cet atelier, les participants ont confirmé l'importance des problématiques identifiées par la CRE concernant les baisses tendancielle de la consommation de gaz qui entretiennent des incertitudes sur l'exutoire de la production de gaz renouvelables et bas carbone. Les participants ont également partagé une volonté d'accélération du raccordement des installations et de développement de solutions de flexibilités.

Au vu des enjeux identifiés et des retours de l'atelier susmentionné, la CRE souhaite introduire plusieurs indicateurs de qualité de service dédiés aux sites de production de gaz renouvelables et bas carbone.

Elle envisageait dans sa consultation publique tout d'abord d'introduire dans le tarif ATRT8 les deux indicateurs existants dans le tarif ATRD6 (délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet et nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations), en les étendant à l'ensemble des gaz renouvelables et bas carbone, et en les adaptant aux spécificités des gestionnaires de réseaux de transport. En effet, ces derniers réalisent non pas des études détaillées mais des études de faisabilité, via lesquelles ils s'engagent auprès des porteurs de projet sur les conditions de raccordement et d'injection.

Par ailleurs, la CRE envisageait dans sa consultation publique l'introduction d'un indicateur relatif au **délai de mise en service d'un rebours**. En effet, le nombre de sites de production de gaz renouvelables et bas carbone est amené à augmenter sur la période ATRT8, ce qui va nécessiter un nombre croissant d'installations de rebours. Il paraît important que ces installations soient mises en service dans des délais compatibles avec la mise en service des sites de productions auxquels elles vont servir d'exutoire.

La CRE envisageait également dans sa consultation publique la création d'un indicateur relatif au **respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone**, compte tenu de la montée en puissance attendue des raccordements de ces sites sur la période ATRT8.

Enfin, la CRE envisageait dans sa consultation publique la création d'un indicateur relatif aux **volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés**. En effet, la CRE a pu remarquer des incertitudes sur l'exutoire de la production de gaz renouvelables et bas carbone, du fait d'une consommation de gaz tendanciellement en baisse. L'indicateur envisagé par la CRE vise à suivre l'évolution du nombre de zones et de producteurs concernés par l'écrêtement de leur production. Bien que cette problématique se rencontre davantage sur les réseaux de distribution, l'objectif serait d'analyser les circonstances d'écrêtements locaux (modulation saisonnière ou intra-mensuelle, évolution temporelle et géographique du phénomène...), dans l'attente de la réalisation d'investissements de renforcement du réseau validés par la CRE.

Du fait de la nouveauté de ces indicateurs, et malgré des projections de nombre de sites de production de gaz renouvelables et bas carbone en hausse, la CRE ne souhaite pas inciter financièrement ces indicateurs à ce stade.

La majorité des répondants partage les enjeux présentés par la CRE et est favorable aux évolutions envisagées.

Compte tenu des réponses favorables, la CRE décide d'introduire ces 5 nouveaux indicateurs dans l'ATR8, à savoir :

- indicateur relatif au délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet ;
- indicateur relatif au nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations ;
- indicateur relatif au délai d'installation et de mise en service d'un rebours ;
- indicateur relatif au respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone ;
- indicateur relatif aux volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés.

Dans un premier temps, ils ne seront pas incités financièrement, afin de tenir compte des retours d'expérience. Une incitation pourra être mise en place à mi-période. Ces indicateurs sont décrits dans l'annexe 2 de la présente délibération.

2.6.3 Indicateurs relatifs à l'environnement

Le tarif ATRT7 comportait trois indicateurs relatifs à l'environnement, non incités financièrement :

- les émissions annuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂) ;
- les émissions mensuelles de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé ;
- les émissions de méthane rapportées au volume de gaz acheminé.

Ces indicateurs de suivi des émissions de gaz à effet de serre englobent à la fois des émissions proportionnelles aux volumes de gaz transporté pour lesquelles la maîtrise du GRT est partielle et repose principalement sur l'optimisation des flux de gaz, et des émissions de méthane sur les réseaux, qui découlent plus directement du mode de gestion du réseau, comme par exemple des opérations de recompressions et de réinjection de gaz lors d'opérations de maintenance, plutôt qu'un rejet dans l'atmosphère.

Les émissions de GES rapportées aux volumes de gaz acheminés ont suivi une trajectoire baissière sur la période ATRT7, témoignant des efforts des GRT sur ce sujet.

Teréga a demandé d'étendre l'incitation financière du dispositif de suivi de la qualité de service à l'indicateur sur les émissions de méthane.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la régulation incitative des émissions GES mais estime qu'il est utile d'attendre l'adoption du règlement sur les émissions de méthane pour calibrer l'incitation.

La CRE décide de fixer la trajectoire des charges concernées ainsi que leur cadre de régulation une fois que le règlement européen sur les émissions de méthane sera adopté (cf. partie 2.3.2). Les objectifs et incitations liées aux émissions de gaz à effet de serre pourront être mis en place dans le même temps.

2.7 Régulation incitative applicable à la recherche, au développement et à l'innovation

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement et d'innovation (R&D&I), essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Afin de satisfaire ces deux exigences, la régulation incitative de la R&D&I s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique, qui peut être révisée à mi-parcours : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés et la publication d'un rapport public bisannuel.

La CRE envisageait dans sa consultation publique de maintenir les modalités d'incitation de l'ATRT7. La CRE considère en effet à ce stade que ces modalités permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D&I et la préparation de l'avenir. Par ailleurs, la mise à jour de la révision de la trajectoire à mi-parcours permet d'offrir plus de souplesse aux opérateurs de réseaux dans l'adaptation de leur programme de R&D&I.

Enfin, le dispositif de guichet *smart grids* pour les opérateurs de gaz, mis en place pour la période tarifaire ATRT7, n'a pas été utilisé. La CRE envisageait dans sa consultation publique de ne pas le reconduire pour la période tarifaire ATRT8.

La majorité des répondants est favorable au maintien des modalités d'incitation actuelles.

La majorité des répondants est favorable à la suppression du guichet *smart grids*. Seuls deux acteurs considèrent que ce guichet apporte une flexibilité utile intra-période tarifaire.

Compte tenu des retours à la consultation, la CRE décide de reconduire le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D&I pour la prochaine période tarifaire et de supprimer le dispositif de guichet *smart grids* de mi-période.

2.8 Flux financiers inter-opérateurs

2.8.1 Reversement entre Teréga et GRTgaz résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal

Le tarif ATRT7 prévoyait un reversement interopérateurs de Teréga vers GRTgaz et dépendant des niveaux de souscriptions en sortie à Pirineos. Celui-ci avait été mis en place après la fusion des zones de la TRF. Compte tenu de la baisse des souscriptions à ce point de sortie, la CRE décide de le remplacer à compter du 1^{er} janvier 2024 par un flux inter-opérateurs résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal et permettant d'assurer l'adéquation entre les charges et les recettes associées au réseau principal des deux opérateurs.

La prise en compte de ce flux dans le revenu autorisé des opérateurs est calculée au 3.3.2 de la présente délibération.

2.8.2 Contrat inter-opérateurs au titre de l'utilisation du réseau de Teréga par GRTgaz

GRTgaz, pour acheminer le gaz depuis les terminaux méthaniers de Fos Tonkin et Fos Cavaou vers le nord de la France, peut avoir recours au réseau de transport de Teréga. A ce titre, GRTgaz et Teréga ont signé un contrat de prestations de service, dont le montant (de l'ordre de 36 M€ par an) est intégré dans la trajectoire d'OPEX nettes de chacun des deux GRT.

Les coûts de ce contrat sont couverts à 100 % au CRCP.

2.8.3 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 2011⁴⁹, 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. En conséquence, le prix de la prestation s'élève, au 1^{er} avril 2024, à 51,48 €/MWh/j/an.

2.8.4 Répartition des recettes au PEG de la *Trading Region France*

Depuis la création de la zone de marché unique, le 1^{er} novembre 2018, les recettes au PEG France font l'objet d'une répartition entre les deux GRT qui opèrent la *Trading Region France*.

La CRE a décidé de répartir ces recettes au prorata des revenus autorisés des opérateurs, soit 12 % pour Teréga et 88 % pour GRTgaz pour l'ATR7. Ainsi :

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

2.8.5 Reversement des GRD aux GRT au titre des rebours biométhane

Le décret du 28 juin 2019, dont les dispositions sont aujourd'hui codifiées aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie, a introduit plusieurs dispositifs visant à développer efficacement l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

Ces principaux dispositifs sont les zonages de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel, l'évaluation et le financement par les gestionnaires de réseau des coûts associés, dans la limite d'un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V »).

Au vu du retour d'expérience de la période ATR7, ainsi que du retour des acteurs aux consultations publiques du 26 juillet 2023 et 12 octobre 2023 relative au tarif du réseau de distribution de GRDF pour la période ATR7, la CRE fera évoluer le dispositif du timbre d'injection selon des modalités qui seront décrites dans la délibération ATR7 de GRDF.

Par ailleurs, pour éviter de multiplier le nombre d'interlocuteurs pour les producteurs, la CRE avait retenu pour la période ATR7 le principe d'une facturation du timbre d'injection par le gestionnaire du réseau sur lequel chaque producteur est raccordé.

En conséquence, la CRE a introduit un reversement aux GRT des recettes perçues par les GRD au titre des OPEX rebours. Le reversement se fait de manière annuelle, en fonction du volume de recettes d'injection effectivement perçu au cours de l'année, pour les producteurs raccordés en distribution se voyant affecter le timbre d'injection de niveau 3. Lors de l'ATR7, les volumes associés à ces transferts entre opérateurs étaient pris en compte au CRCP à 100 %.

La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques du 26 juillet 2023 et du 12 octobre 2023 s'étant prononcé en faveur de ce dispositif, la CRE reconduit le principe d'un reversement entre GRDF et les GRT.

La forme, le niveau du timbre d'injection, ses modalités d'évolution annuelle ainsi que la part des recettes perçues au titre du timbre d'injection qui sera reversée entre GRDF et les GRT concernés seront précisés dans la délibération ATR7 de GRDF. Les charges et recettes associées à ces transferts entre opérateurs seront prises en compte au CRCP à 100 %.

⁴⁹ Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne

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

Comme décrit au 2.3.4 de la présente délibération, les termes tarifaires du réseau principal évolueront annuellement en prenant en compte un coefficient $K_{national}$.

Ce coefficient, compris entre +3 % et -3 %, correspond à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients K_{GRTgaz} et K_{Terega} non plafonnés, et sera appliqué uniformément à tous les termes tarifaires du réseau principal de transport.

En conséquence, un déséquilibre peut apparaître entre les recettes prévisionnelles et le revenu à percevoir de chacun des deux GRT. Pour compenser cet éventuel déséquilibre, le tarif ATRT8 prévoit que les GRT se reverseront le déséquilibre constaté pour l'année concernée : le GRT qui aura perçu un excédent de recettes reversera cet excédent au GRT en déficit de recettes. Ce reversement est couvert à 100 % au CRCP.

2.8.7 Reversement des GRT aux opérateurs de stockage au titre de la compensation stockage

La compensation stockage correspond à la différence entre le revenu autorisé prévisionnel des opérateurs de stockage de gaz naturel et les revenus qu'ils perçoivent directement, principalement dans le cadre de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage.

Elle est collectée par les GRT, qui la reversent aux opérateurs de stockage.

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA

3.1 Niveau des charges à couvrir

3.1.1 Demande tarifaire des opérateurs et principaux enjeux qu'ils y associent

3.1.1.1 GRTgaz

Dans sa demande tarifaire, GRTgaz anticipe la prolongation de la crise énergétique sur la période ATRT8, et ses conséquences sur son activité, avec des coûts de gestion des congestions importants et une forte volatilité des prix de l'énergie.

Par ailleurs, GRTgaz estime que la baisse de la consommation de gaz observée depuis la guerre en Ukraine pourrait se prolonger sous l'effet des efforts de sobriété et des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. GRTgaz prévoit également une baisse importante des souscriptions de capacités aux PIR français en raison de l'arrivée à échéance de nombreuses souscriptions de capacité de long terme et qui ne seront que partiellement remplacées par des contrats de moyen et court terme.

Dans ce contexte, GRTgaz a indiqué que sa demande tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- accompagner le développement des gaz renouvelables : GRTgaz envisage une hausse du rythme des raccordements d'unités de production de biométhane, et des besoins supplémentaires concernant le suivi de la qualité du gaz ;
- garantir la sécurité industrielle et la sûreté des installations, avec la prise en compte des nouvelles obligations liées à l'arrêté multifluides, et des exigences de cybersécurité ;
- renforcer sa contribution à la sécurité d'approvisionnement ;
- réduire son empreinte carbone et environnementale, notamment en réduisant les émissions de méthane et en maîtrisant sa consommation d'énergie motrice.

GRTgaz a inclus dans sa demande tarifaire une efficience fondée sur le redéploiement de 0,5 % des ETP par an.

Depuis la consultation publique, GRTgaz a mis à jour sa trajectoire de charges nettes d'exploitation (voir partie 3.1.3).

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit GRTgaz à demander un total de charges nettes d'exploitation (mises à jour) et de charges de capital de 2 256 M€/an en moyenne pour la période ATRT8, soit une hausse de 29 % par rapport au réalisé de la période ATRT7.

Le revenu autorisé²⁰ correspondant à la demande mise à jour de GRTgaz augmenterait de 35 % en 2024 par rapport au niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

²⁰ Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE, l'apurement du CRCP et, pour 2023, certains termes de lissage et de reversement interopérateurs

3.1.1.2 Teréga

Dans sa demande tarifaire, Teréga identifie la période ATRT8 comme une période de transition et de sécurisation. Teréga prévoit ainsi de renforcer la résilience de ses installations industrielles et de son système informatique pour garantir la sécurité d’approvisionnement, tout en se préparant à l’accueil des gaz renouvelables en vue de la transition énergétique.

Dans ce contexte, Teréga indique que sa demande tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- l’inversion structurelle des flux à Pirineos à la suite du déclenchement de la guerre Russo-Ukrainienne. La fin des contrats de long terme à Pirineos a par ailleurs limité la visibilité sur la collecte de son revenu autorisé et augmentant son exposition sur ses hypothèses de souscriptions de capacités ;
- la hausse globale et la volatilité des prix de l’énergie, générant une augmentation des charges de fonctionnement du réseau et une exposition accrue aux prix de marché ;
- le maintien de la conformité réglementaire de l’entreprise et de sa sécurité pour assurer la performance et la résilience des installations dans la durée ;
- la préparation de la transition énergétique afin de préparer le réseau à l’injection des gaz tels que le biométhane, l’H₂ et le CO₂.

Depuis la consultation publique, Teréga a mis à jour sa trajectoire de charges nettes d’exploitation (voir partie 3.1.3).

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit Teréga à demander un total de charges nettes d’exploitation (mises à jour) et de charges de capital de 303 M€/an en moyenne pour la période ATRT8, soit une hausse de 26 % par rapport au réalisé de la période ATRT7.

Le revenu autorisé²¹ correspondant à la demande de Teréga augmenterait de 10 % en 2024 par rapport au niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

3.1.2 Retour de la consultation publique

La majorité des fournisseurs et certains consommateurs font part de leur inquiétude concernant le niveau de charges à couvrir demandé par les opérateurs. Certains acteurs estiment que toute hausse de charges pérenne sur le long terme doit être justifiée. Ils s’interrogent également sur le décalage entre la diminution de la consommation de gaz et les demandes de dépenses en hausse des GRT. D’autres appellent à limiter la hausse tarifaire pour l’ATRT8, notamment afin de limiter l’impact sur l’industrie française. Les GRT, leurs actionnaires et les organisations syndicales considèrent que les demandes des opérateurs sont justifiées.

S’agissant des charges de R&D, les fournisseurs qui se sont exprimés partagent la position de la CRE et considèrent ainsi que seules les dépenses liées aux activités régulées devraient être couvertes par le tarif. Les opérateurs, leurs actionnaires ainsi que leurs partenaires partagent les demandes des opérateurs. Enfin, certains acteurs souhaitent que le tarif couvre au moins une partie des charges permettant de convertir le réseau de transport de gaz à d’autres vecteurs énergétiques.

3.1.3 Charges nettes d’exploitation

Pour fixer les trajectoires de charges nettes d’exploitation des opérateurs, la CRE retient les hypothèses d’inflation suivantes (mises à jour depuis la consultation publique) :

	2023	2024	2025	2026	2027
IPC hors tabac	4,80 %	2,50 %	2,00 %	2,00 %	1,80 %

3.1.3.1 Demande des opérateurs

3.1.3.1.1 GRTgaz

Les charges nettes d’exploitation prévisionnelles présentées par GRTgaz dans sa demande initiale pour la période tarifaire ATRT8 (2024-2027) sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d’exploitation	797,1	1176,3	1079,7	1080,9	1074,8

²¹ Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE, l’apurement du CRCP et, pour 2023, certains termes de lissage et de reversement interopérateurs



La demande initiale de GRTgaz suppose une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre 2022 et 2024, de 379 M€ (soit + 48 %). Les charges nettes d'exploitation diminueraient ensuite d'environ 3 % par an en moyenne sur la période 2024-2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de + 36 %.

Les principaux postes présentant une évolution entre 2022 et 2024 dans la demande de GRTgaz sont les suivants :

- « Énergie » (hausse de 127 M€ soit +128 %) : GRTgaz anticipe une hausse des charges liées à la consommation de gaz carburant, principalement liée à la hausse des prix ;
- « Conversion H/B » (hausse de 90 M€, soit +160 %) : GRTgaz prévoit une hausse des charges liées à l'offre de conversion de gaz H en gaz B proposée aux fournisseurs de la zone B en France, en raison de la hausse de l'écart entre les prix de marché néerlandais et français ;
- « Salaires » (hausse de 50 M€, soit 15 %) : cette hausse est principalement liée à la revalorisation des salaires à la suite de l'augmentation de l'inflation et aux personnels supplémentaires anticipés par GRTgaz notamment en vue de la mise en œuvre du futur règlement visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ;
- « Exploitation et maintenance » (hausse de 30 M€, soit +25 %) : cette hausse s'explique principalement par l'inflation et les dépenses supplémentaires anticipées par GRTgaz en vue de la mise en œuvre du futur règlement visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie.

Depuis la consultation publique, GRTgaz a mis à jour sa demande de charges nettes d'exploitation en tenant compte des nouvelles hypothèses d'inflation, des évolutions des prix de l'énergie et des évolutions des règles de fiscalité prévues par le projet de loi de finances pour l'année 2024. GRTgaz a également mis à jour ses hypothèses de volumes d'énergie de compression.

GRTgaz a par ailleurs communiqué à la CRE des demandes additionnelles de charges d'exploitation. Ces demandes intègrent une hausse des besoins de modélisation du fonctionnement du réseau (25 M€ sur la période ATRT8), de nouvelles demandes concernant la conversion d'actifs à l'hydrogène et au CO₂ (18 M€ sur la période ATRT8) ainsi qu'une évolution d'un contrat avec Storengy (3 M€ sur la période ATRT8).

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par GRTgaz mises à jour de ces éléments sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	797,1	1 210,0	1 122,5	1 117,7	1 116,4

3.1.3.1.2 Teréga

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par Teréga dans sa demande initiale pour la période tarifaire ATRT8 (2024-2027) sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	72,3	101,6	103,4	103,6	105,5

La demande initiale de Teréga suppose une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre 2022 et 2024, de 29 M€ (soit + 41 %). Les charges nettes d'exploitation augmenteraient ensuite d'environ 1 % par an en moyenne sur la période 2024-2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de + 39 %.

Les principaux postes présentant une évolution entre 2022 et 2024 dans la demande de Teréga sont les suivants :

- « Exploitation et maintenance » (hausse de 13 M€, soit +52 %) : cette hausse s'explique principalement par les dépenses supplémentaires anticipées par Teréga en vue de la mise en œuvre du futur règlement visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie et par la création d'une nouvelle enveloppe d'OPEX de maintenance pour les actifs amortis ;
- « Frais de personnel » (hausse de 5 M€, soit +12 %) : cette hausse est liée à la revalorisation des salaires à la suite de l'augmentation de l'inflation et à l'ajout de nouveaux ETP ;



- « Energie » (hausse de 4 M€, soit +58 %) : Teréga anticipe une hausse des charges liées à la consommation de gaz carburant, principalement liée à la hausse des prix ;
- « Charges liées à la levée des congestions » (hausse de 3 M€, soit +84 %) : Teréga prévoit une hausse des charges liées à la levée des congestions sur la base des coûts constatés lors de l'hiver 2022-2023.

Depuis la consultation publique, Teréga a mis à jour sa demande de charges nettes d'exploitation en tenant compte des nouvelles hypothèses d'inflation, des évolutions des prix de l'énergie et des évolutions des règles de fiscalité prévues par le projet de loi de finances pour l'année 2024.

Les charges nettes d'exploitation demandées par Teréga mises à jour de ces éléments sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	72,3	101,9	104,1	104,9	106,7

3.1.3.2 Approche d'analyse retenue

La CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2022 et en décomposant chaque poste de façon détaillée, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne peuvent être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin.

La CRE a mandaté le cabinet H3P-ORCOM pour effectuer un audit des charges d'exploitation des GRT de gaz naturel. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2023. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande mise à jour des opérateurs, a été publié pour chacun des opérateurs en même temps que le document de la consultation publique du 23 juillet 2023.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période ATRT7 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2024-2027). Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2020-2022) et prévisionnelles (2024-2027) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRT8.

La CRE a par ailleurs audité certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D), les charges d'énergie, les charges liées au mécanisme de conversion du gaz H en gaz B et les charges liées à la gestion des congestions de la zone de marché française.

Les conclusions des rapports d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec les opérateurs dans le courant du mois de juillet 2023. Les GRT ont ainsi pu formuler leurs observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre les GRT et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ces échanges avec les GRT et de ses propres analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur.

3.1.3.3 Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes

3.1.3.3.1 GRTgaz

- **Résultats de l'audit externe**

Le périmètre de coûts audité par l'auditeur inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes suivants, audités par la CRE : énergie, R&D, charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité, flexibilité, BFR gaz stocké et charges liées à l'offre de conversion de gaz H en gaz B.



Sur ce périmètre de coûts, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour GRTgaz sur la période ATRT8 :

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par GRTgaz	563,4	712,2	745,4	796,3	825,1
Réalisé 2022 inflaté		603,4	614,1	623,9	633,6
Trajectoire de l'auditeur		599,5	621,0	621,3	618,9
Impact sur la demande de GRTgaz		-112,7	-124,4	-175,0	-206,2

Les ajustements préconisés par l'auditeur portent principalement sur les frais liés au personnel, le système industriel, l'appui opérationnel et les produits d'exploitation.

La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 26 juillet 2023, a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de GRTgaz sont présentés ci-après.

Frais de personnel

Dans sa demande initiale, GRTgaz annonçait une augmentation de ses effectifs sur la période ATRT8 (plus de 80 ETP supplémentaires en 2027 par rapport à l'année 2022), principalement en lien avec le développement des gaz verts (une trentaine d'ETP supplémentaires), l'évolution de la réglementation sur les émissions de méthane (une centaine d'ETP supplémentaires) et la modélisation du réseau (5 ETP supplémentaires), en partie compensée par des redéploiements de -0,5 % / an (une soixantaine d'ETP, permis par exemple par des départs à la retraite et des mobilités internes).

Parmi ses principaux ajustements en volume, l'auditeur n'a pas retenu la hausse d'effectifs relative à la réglementation sur les émissions de méthane à ce stade. En effet, comme indiqué dans la partie 2.3.2, la CRE a décidé de fixer la trajectoire des charges d'exploitation liées à l'application du règlement européen concernant la réduction d'émission de méthane ainsi que le cadre de régulation pour les opérateurs gaziers concernés une fois que le règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane du secteur de l'énergie sera adopté. Concernant les besoins supplémentaires liés au développement des gaz verts, l'auditeur a considéré que seule une partie de la demande initiale de l'opérateur est justifiée, compte tenu des prévisions d'installation des postes d'injections de biométhane et de rebours (une quinzaine d'ETP retenus).

Concernant l'effet prix, l'auditeur a retenu des hypothèses de variation de la masse salariale différentes de celles de GRTgaz, en particulier un GVT (glissement vieillisse technicité) et le salaire national de base (SNB).

Ces ajustements en volume et en prix de l'auditeur représentent en cumulé une réduction de charges d'environ 139 M€ sur la période ATRT8.

L'auditeur a également ajusté à la baisse d'environ 21 M€ les charges liées à l'ANE (Avantage en Nature Energie) au vu des évolutions des prix de l'énergie sur les marchés, et en prenant en compte des consommations prévisionnelles d'énergie revues à la baisse en raison des efforts de sobriété demandés à l'ensemble des Français.

Au total, l'auditeur a recommandé des ajustements à la baisse par rapport à la demande de GRTgaz des frais liés au personnel de -44,7 M€ en moyenne par an (soit en cumulé sur la période ATRT8 de -178,9 M€), majoritairement en lien avec la prise en compte d'un nombre moindre de créations de postes sur la période.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur, mais a procédé à plusieurs adaptations à la suite de ses échanges avec l'opérateur.

La CRE ne retient pas complètement les corrections du niveau prévisionnel du Salaire National de Base et des autres paramètres de rémunération recommandés par l'auditeur mais les aligne davantage sur les pratiques historiques constatées. Elle tient compte des données récentes sur le SNB et les autres éléments de rémunération.

La CRE retient en outre les 5 ETP supplémentaires pour les travaux de modélisation du réseau et du système gazier.

S'agissant de l'ANE, la CRE met à jour les hypothèses de prix de l'énergie et retient une consommation prévisionnelle d'électricité supérieure à celle de l'auditeur. Néanmoins, la trajectoire de consommation retenue intègre une mise en œuvre par les agents d'efforts de sobriété, de la même manière que le reste des ménages français, ceci afin d'inciter les opérateurs régulés à promouvoir la sobriété au sein des IEG.



La CRE fait également évoluer plusieurs hypothèses concernant le nombre d'alternants, le coût des retraites et du CET et du taux de charges sociales par rapport à la trajectoire de l'auditeur.

Système industriel

L'auditeur a ajusté à la baisse la trajectoire demandée car GRTgaz considère le réalisé 2022 comme un socle de dépenses auquel il ajoute des charges non récurrentes anticipées entre 2024 et 2027 mais sans retrancher les dépenses non récurrentes survenues en 2022. En conséquence l'auditeur a construit une trajectoire de charges pour le système industriel en indexant les dépenses réalisées entre 2020 et 2022 sur l'inflation et en ajoutant uniquement des hypothèses de charges pour les programmes s'il disposait de suffisamment d'éléments pour considérer qu'elles étaient absentes du réalisé entre 2020 et 2022 (programmes majeurs d'entretien et de maintenance de stations de compression et des nouveaux postes de biométhane considérés pertinents).

Comme indiqué précédemment, l'auditeur n'a pas retenu les charges liées au projet de règlement concernant les émissions de méthane qui seront traitées ultérieurement.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -40,3 M€ par an en moyenne (soit -161,3 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les charges du système industriel, la demande de GRTgaz étant en forte hausse (217 M€/an en moyenne sur l'ATR8) par rapport au réalisé 2022 (156 M€/an).

Analyse de la CRE

La CRE partage les ajustements proposés par l'auditeur mais retient néanmoins une trajectoire fondée sur les dépenses réalisées en 2022 indexées sur l'inflation.

Appui opérationnel

Concernant le poste Système d'Information (SI), l'auditeur a considéré que GRTgaz a fourni de nombreux éléments qualitatifs, qui restaient toutefois insuffisants pour reconstituer quantitativement la trajectoire de charges demandée par GRTgaz et pour l'analyser par rapport au réalisé 2022. L'auditeur a compris en particulier que chaque ligne de dépenses SI a été construite de manière autonome par l'équipe responsable, à partir de leurs connaissances et prévisions propres. La trajectoire de charges SI n'a donc pas été construite en s'appuyant sur un jeu d'hypothèses communes. De plus, GRTgaz a construit cette trajectoire de charges SI de 2024 à 2027 en prenant pour référence ses dépenses prévisionnelles 2023 et non le réalisé 2022.

En conséquence, pour s'assurer d'évolutions cohérentes par rapport au réalisé 2022, l'auditeur a construit une trajectoire corrigée à la baisse d'environ -100 M€ sur la période ATRT8 du poste Système d'information en indexant les charges récurrentes réalisées de la période 2020-2022 sur l'inflation, et en écartant certaines provisions liées à la renégociation des contrats (considérées comme couvertes par l'inflation). Pour les charges non récurrentes correspondant à des projets bien identifiés, l'auditeur a en revanche retenu les demandes de GRTgaz.

Concernant le poste immobilier, GRTgaz a construit sa trajectoire avec l'application générale de la chronique d'inflation pour les loyers et prévoit un réajustement du niveau des prestations de services généraux. L'auditeur a construit sa trajectoire en indexant les loyers sur l'évolution moyenne des 10 dernières années de l'Indice des Loyers de l'Activité Tertiaire (ILAT), justifiant qu'il est l'indice de référence des baux commerciaux et industriels et que le fait de retenir l'évolution moyenne des 10 dernières années permet de neutraliser les fluctuations exceptionnelles et non normatives.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -35,5 M€ par an en moyenne (soit -141,6 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les charges d'appui opérationnel, la demande de GRTgaz étant en forte hausse (182 M€/an en moyenne sur l'ATR8) par rapport au réalisé 2022 (146 M€/an).

Analyse de la CRE

S'agissant du SI, la CRE a conduit une analyse des dépenses intégrant les charges d'exploitation et les charges de capital, qui sont largement fongibles et incitées de manière similaire. La CRE constate que la hausse des charges d'exploitation est compensée par une baisse des charges de capital sur la période ATRT8. L'analyse confirme la justification de GRTgaz de l'évolution de ses dépenses. La CRE retient la demande de l'opérateur, en dehors de certaines provisions pour des hausses de coûts des contrats.

Produits d'exploitation

L'auditeur a construit la trajectoire de produits d'exploitation sur la base d'hypothèses différentes de celles de GRTgaz.

En particulier, l'auditeur a considéré que le taux de croissance des redevances et études biométhane constaté entre 2020 et 2022 restera stable jusqu'en 2024. A partir de 2025, l'auditeur a fondé sa trajectoire sur les prévisions de variation du nombre de mises en service du parc biométhane transmis par l'opérateur. Cet ajustement représente une hausse d'environ 40 M€ sur la période ATRT8 par rapport à la demande de GRTgaz (qui prévoit au contraire des produits relativement stables par rapport au réalisé 2022).

L'auditeur a également intégré certains produits d'exploitation que GRTgaz n'avait pas pris en compte (notamment les produits de travaux et prestations remboursables liés aux projets MAGEO et Canal Seine Nord, dont le développement en cours d'ATRT8 est jugé probable et qui a été pris en compte par GRTgaz dans sa trajectoire de charges de capital normatives). Cet ajustement représente environ 35 M€ sur la période ATRT8 par rapport à la demande de GRTgaz.

L'auditeur a également ajusté l'hypothèse de PMH (prix moyen horaire) retenu par GRTgaz pour calculer sa production immobilisée, en cohérence avec l'hypothèse d'effet prix retenue pour l'évolution des frais de personnel (soit une hausse de 12 M€ sur la période ATRT8 par rapport à la demande de GRTgaz).

Il en résulte un ajustement global des produits d'exploitation à la hausse de 29,5 M€ par an en moyenne (soit 117,8 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les produits d'exploitation, la demande de GRTgaz étant en baisse (188 M€/an en moyenne sur la période ATRT8) par rapport au réalisé 2022 (195 M€).

Analyse de la CRE

La CRE modifie la trajectoire de redevances et études biométhane, en cohérence avec la trajectoire de mises en service du parc biométhane. Elle modifie également la trajectoire de recettes d'ingénierie, afin que celle-ci soit cohérente avec le niveau de charges prévu pour réaliser ces prestations.

- Ajustements de la CRE

Charges d'énergie

La demande de GRTgaz concernant les charges d'énergie repose sur l'hypothèse d'une inversion du schéma de flux de gaz, désormais du sud vers le nord, d'entrées importantes de GNL, et d'un niveau soutenu sur les sorties PIR.

Demande de GRTgaz	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Gaz (M€)	52,5	165,9	117,7	91,1	69,9
Volumes (GWh)	2 334	2 445	2 378	2 270	2 010
Electricité (M€)	34,5	37,5	34,6	32,9	32,6
Volumes (GWh)	306	236	236	236	241
Charges liées aux rebours biométhane (M€)	-	1,0	1,4	1,5	2,5
CO ₂ (M€)	5,3	16,0	16,6	16,0	13,9
TIC ²² (M€)	7,0	6,5	6,3	5,7	4,7
Total charges d'énergie (M€)	99,1	227,0	176,6	147,2	123,6

Analyse de la CRE

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande, notamment :

- un ajustement à la baisse de la trajectoire de l'EBT (Ecart Bilan Technique). Les volumes de consommation de ce poste étant particulièrement volatils et difficilement prévisibles, la CRE retient le volume moyen constaté sur la période ATRT7 soit 721 GWh/an. Cet ajustement conduit à une baisse de 379 GWh/an, soit 81,4 M€ par rapport à la demande de GRTgaz sur la période ATRT8 ;
- un ajustement à la baisse sur les prix des quotas de CO₂ sur la base d'hypothèses communes de prix et de l'évolution de l'allocation de quotas gratuits, en cohérence avec les règles d'allocations européennes. Cet ajustement conduit à une baisse de 1,2 M€ par rapport à la demande de GRTgaz sur la période ATRT8.

²² Taxe intérieure de consommation



La CRE a mis à jour les prix en se fondant sur les niveaux observés sur les marchés au cours de la première quinzaine du mois de novembre. Par ailleurs, la CRE retient la nouvelle demande de GRTgaz concernant les nouveaux volumes de consommation de gaz de l'électricité en 2024 (non incluse dans le tableau ci-dessus), mais pas pour les années 2025 à 2027 en raison du manque de justifications par rapport aux schémas de flux envisagés à cette échéance.

Ces ajustements conduisent à la trajectoire suivante :

Trajectoire retenue par la CRE	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	Moy. ATRT8
Gaz (M€)	52,5	134,8	105,2	80,4	58,9	94,9
Volumes (GWh)	2 334	1 890	2 001	1 885	1 683	1 865
Electricité (M€)	34,5	49,7	38,8	40,5	39,8	42,2
Volumes (GWh)	306	286	236	236	241	250
Charges liées aux rebours biométhane (M€)	-	0,5	0,6	0,9	1,2	0,8
CO ₂ (M€)	5,3	12,3	14,0	12,7	12,6	12,9
TIC ²³ (M€)	7,0	5,8	6,4	5,7	5,6	5,9
Total charges d'énergie (M€)	99,1	203,1	165,1	140,2	118,2	156,6

Les charges d'énergie font l'objet d'une régulation incitative spécifique décrite au 2.4.2.

Recherche et Développement (R&D)

Concernant la R&D, les dépenses de GRTgaz sur la période 2020-2022 (92 M€, dont 45,7 M€ de charges externes) ont été supérieures à la trajectoire fixée par la CRE (83 M€, dont 46,1 M€ de charges externes). GRTgaz explique cela par des dépenses de main-d'œuvre supérieures à celles prévues dans la trajectoire, insuffisamment compensées par les recettes. Les dépenses externes ont été au niveau de la trajectoire fixée par la CRE.

GRTgaz demande, pour la période ATRT8, un budget de R&D de 139 M€, en hausse d'environ 13 % par rapport au réalisé 2020-2022. Cela inclut 67,8 M€ de charges externes, 106,9 M€ de charges de main-d'œuvre, et -35,1 M€ de recettes. Le budget de GRTgaz est réparti en cinq finalités qui concernent l'optimisation du fonctionnement du réseau de transport de gaz, la réduction de l'impact environnemental ainsi que l'adaptation des réseaux à l'arrivée des nouveaux gaz, auxquelles s'ajoutent des actions spécifiques liées à l'innovation, et un ensemble d'expertises opérationnelles.

Analyse de la CRE

La CRE considère qu'il est important de retenir les projets contribuant à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de transport. Par conséquent, elle favorise la couverture des initiatives portant sur l'intégrité, la sécurité d'exploitation et de maintenance du réseau, ainsi que sur la prévention des accidents. La CRE considère également crucial que GRTgaz puisse assurer ses missions tout en optimisant les infrastructures afin de réduire les coûts d'injection du biométhane et en maîtrisant les impacts des gaz verts sur le réseau. Ainsi, la CRE a accordé le budget nécessaire à la mise en œuvre de ces projets à GRTgaz. En revanche, les dépenses liées aux projets de H₂ pur ou de CO₂ ne sont pas retenues. Par ailleurs, certaines dépenses non justifiées ne sont pas incluses dans la trajectoire tarifaire. La CRE retient au global un budget de 125 millions d'euros pour la période ATRT8, avec une possibilité de révision à mi-période.

Ce budget permettra notamment à GRTgaz de conduire des travaux de R&D visant à améliorer la sécurité, l'intégrité et la performance du réseau, de réduire les impacts environnementaux au périmètre du réseau de transport de gaz, de maîtriser les impacts des gaz verts sur le réseau (y compris l'hydrogène en mélange) et d'adapter le réseau aux évolutions du système énergétique.

²³ Taxe intérieure de consommation



La CRE retient en conséquence la trajectoire de R&D suivante sur la période ATRT8 :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Recettes RICE	-8,1	-6,5	-6,7	-6,8	-6,7
Charges de main-d'œuvre	24,1	24,9	24,8	24,7	24,9
Charges externes	14,9	13,1	13,5	13,0	12,7
Trajectoire retenue par la CRE	30,9	31,4	31,6	30,9	30,9

NB : les dépenses de main-d'œuvre de ce tableau sont incluses par ailleurs dans le périmètre de charges d'exploitation analysées par l'auditeur. La demande de GRTgaz concernant les charges de main-d'œuvre de R&D a été ajustée en cohérence avec l'ajustement de l'auditeur sur les charges de personnel. Ce montant sera ainsi pris en compte dans la trajectoire de R&D pour la référence du CRCP.

La trajectoire des charges de R&D fait l'objet d'une incitation asymétrique décrite au 2.7 de la présente délibération.

Conversion d'actifs

Dans le contexte de la transition énergétique, la CRE considère qu'il est souhaitable que les gestionnaires de réseau de transport disposent d'un budget pour étudier l'impact d'une conversion à d'autres gaz (notamment l'hydrogène ou le dioxyde de carbone) des actifs susceptibles d'être réutilisés. La CRE retient pour l'ATR8 des dépenses équivalentes à 0,1 % du niveau moyen de la base d'actifs régulés pendant l'ATR8, soit 9,4 M€ sur la période pour GRTgaz.

Charges liées aux mécanismes de résorption des congestions

Les congestions observées sur la TRF (*Trading Region France*) pendant l'hiver 2022/2023 ont entraîné une forte hausse des charges de résorption des congestions pour les GRT. Celles-ci sont liées à l'activation du spread localisé, avec 54,6 M€ dépensés pendant l'hiver 2022/2023 (pour un volume total de 5,1 TWh).

La trajectoire de charges demandée par GRTgaz dans sa demande tarifaire est élevée, et suppose des charges du même ordre de grandeur de celles de l'hiver 2022/2023 jusqu'en 2027.

Analyse de la CRE

La CRE note que les charges prévisionnelles de GRTgaz pour la période 2024-2027 ne sont pas cohérentes avec les hypothèses de volumes de congestion de l'opérateur présentées notamment dans le cadre de la consultation publique de la CRE sur les modalités de gestion des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz²⁴ en juin 2023 (soit environ 3,8 TWh/an en moyenne sur la période). La CRE retient par ailleurs un prix d'achat cohérent avec les écarts de prix entre le marché français et le marché néerlandais qui est une source de gaz possible en cas d'apparition de congestions.

La trajectoire de la CRE aboutit à un ajustement à la baisse de la demande de GRTgaz de -166,9 M€ sur la période ATR8.

BFR du gaz stocké

Dans sa demande tarifaire, GRTgaz propose une rémunération du BFR gaz stocké au niveau du CMPC (4,65 % dans la demande de l'opérateur).

Analyse de la CRE

La CRE estime que la rémunération d'un stock tel que le gaz correspond à une immobilisation, qui doit donc être rémunérée au taux des immobilisations en cours.

Cela conduit à un ajustement à la baisse de -8,0 M€ sur la période ATR8 par rapport à la demande de GRTgaz.

Autres charges

La CRE retient la demande mise à jour de GRTgaz en ce qui concerne les dépenses de flexibilité et les charges de conversion H/B.

²⁴ voir annexe 3 de la consultation publique n° 2023-05 du 15 juin 2023 sur les modalités de gestion des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz

Efficience

A l'issue de l'analyse poste à poste, la CRE constate que les charges d'exploitation hors « achats système » (i.e. énergie, spread localisé, interruptibilité et conversion H/B) sont supérieures d'environ 100 M€ sur la période (soit environ 4 %) au niveau des dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation et corrigées de l'effet de variation d'un contrat interopérateurs.

Dans un contexte de hausse des coûts de l'énergie et de décroissance de la consommation de gaz, la CRE considère que les opérateurs doivent faire leurs meilleurs efforts pour maîtriser leurs charges. La CRE retient en conséquence une efficience de 1 %/an des charges maîtrisables hors charges de personnel de GRTgaz à partir de 2025, soit 23,8 M€ sur la période ATRT8.

- **Synthèse de l'analyse de la CRE**

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRT8.

GRTgaz, En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de GRTgaz		1 210,0	1 122,5	1 117,7	1 116,4
Ajustement retenu par la CRE		-185,1	-191,7	-224,9	-252,3
Trajectoire retenue par la CRE	797,1	1 024,9	930,8	892,9	864,2

GRTgaz, En M€ courants – hors « achats système »	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de GRTgaz		773,7	802,1	852,0	878,5
Ajustement retenu par la CRE		-111,4	-119,5	-157,5	-181,1
Trajectoire retenue par la CRE	610,3	662,3	682,7	694,5	697,4

GRTgaz, En M€ courants – « achats système »	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de GRTgaz		436,3	320,4	265,7	237,9
Ajustement retenu par la CRE		-73,7	-72,2	-67,4	-71,1
Trajectoire retenue par la CRE	186,8	362,6	248,2	198,4	166,8

NB : les « achats système » incluent les charges d'énergie, les charges de gestion de congestion, de conversion H/B et d'interruptibilité.

La trajectoire retenue par la CRE donne notamment les moyens à GRTgaz :

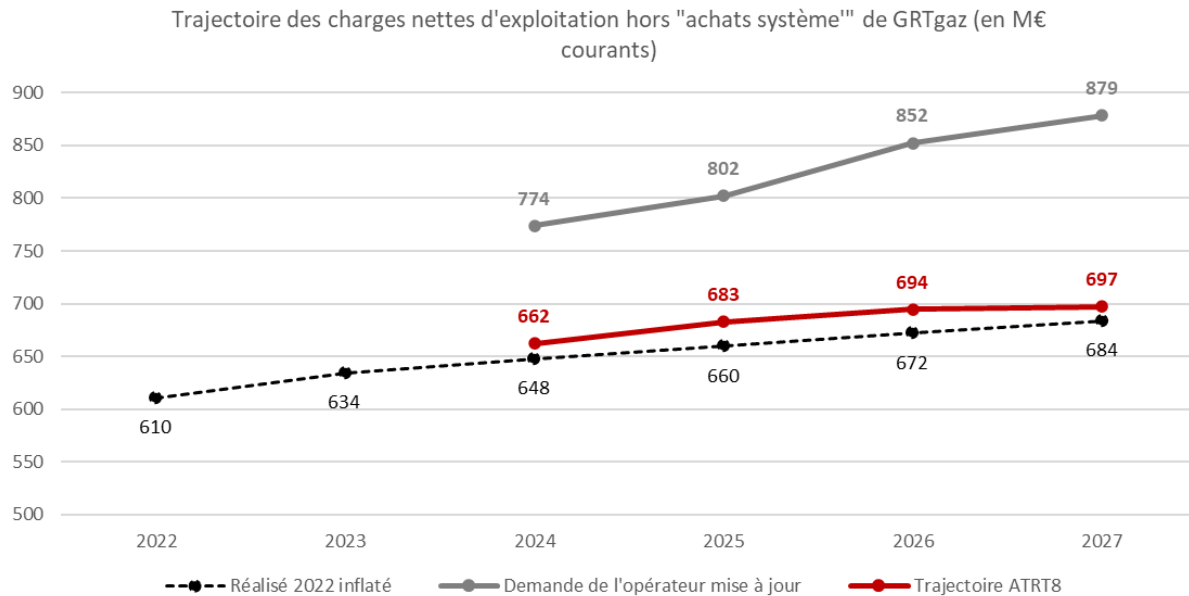
- de disposer des effectifs nécessaires à la réalisation de ses missions, y compris en termes de développement du biométhane et de modélisation de son réseau ;
- de maintenir une politique de rémunération alignée avec les pratiques historiques constatées en tenant compte des effets des données récentes sur le SNB et autres éléments de rémunération ;
- de disposer des ressources nécessaires pour poursuivre l'intégration du biométhane dans ses réseaux en cohérence avec les orientations de politique énergétique ;
- de garantir la sécurité industrielle de ses installations, avec un maintien du niveau de dépenses observées dans la dernière période tarifaire ;
- de poursuivre la refonte et de maintenir à niveau son système d'information, y compris en ce qui concerne la cybersécurité (+12 % de charges d'exploitation de SI par rapport au réalisé 2022 inflaté) ;



- de mener des travaux de R&D portant sur la sécurité, la performance du réseau, l'intégration des gaz renouvelables et la préparation du réseau aux évolutions structurelles liées à la transition énergétique ;
- d'étudier la possibilité de convertir une partie de ses actifs à l'hydrogène ou au CO₂ (9,4 M€ sur la période).

Le tarif ATRT8 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges liées à la mise en œuvre du règlement européen visant à réduire les émissions de méthane (voir partie 2.3.2).

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de 29 % des charges nettes d'exploitation de GRTgaz entre 2022 et 2024 (+ 9 % hors « achats système »). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de -6 % par an en moyenne sur la période 2024-2027 (+2 % par an hors « achats système »).



NB : le niveau réalisé inflaté est corrigé de l'effet de l'évolution des charges prévisionnelles d'un contrat avec un autre opérateur régulé.

3.1.3.3.2 Teréga

- **Résultats de l'audit externe**

Le périmètre de coûts audité par l'auditeur inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes suivants, audités par la CRE : énergie, R&D, et charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité.

Sur ce périmètre de coûts, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour Teréga sur la période ATRT8 :

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par Teréga	58,1	72,7	72,7	73,9	76,1
Réalisé 2022 inflaté		62,2	63,3	64,3	65,3
Trajectoire de l'auditeur		58,1	58,5	59,0	60,6
Impact sur la demande de Teréga		-14,6	-14,2	-14,9	-15,5

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les frais de structure, les coûts d'exploitation et de maintenance, les frais de personnel et les produits d'exploitation.

La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 26 juillet 2023, a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de Teréga sont présentés ci-après.

Produits d'exploitation

Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur concernent le sous-poste « autres produits », composé des prestations intragroupe et prestations à tiers.

En effet, il s'agit de prestations peu prévisibles plusieurs années à l'avance, et Teréga retient un montant fixe de 0,1 M€/an. De son côté, l'auditeur a construit la trajectoire du sous poste en indexant le réalisé 2020-2022 sur l'inflation, en justifiant que même si ces prestations sont peu prévisibles, cette construction est plus robuste que celle proposée par Teréga.

Il en résulte un ajustement à la hausse sur les produits d'exploitation de +1,8 M€ par an en moyenne (soit un impact de -7 M€ en cumulé sur les charges nettes sur la période ATRT8).

Analyse de la CRE

La CRE retient la trajectoire de Teréga concernant les prestations à tiers, compte tenu de l'incertitude portant sur la réalisation de ces projets.

Coûts d'exploitation et de maintenance

Teréga a demandé une couverture des coûts d'exploitation liés à l'application du règlement européen concernant la réduction d'émission de méthane. Comme indiqué dans la partie 2.3.2, la CRE décide de fixer la trajectoire de charges ainsi que le cadre de régulation pour les opérateurs gaziers concernés une fois que le projet de règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane du secteur de l'énergie sera adopté. Ce poste n'a pas été traité par l'auditeur.

L'auditeur a également écarté la compensation carbone volontaire, demandée par Teréga, qui est un choix de Teréga qui n'entre pas directement dans les dépenses nécessaires pour mener à bien ses missions de GRT.

Enfin, l'auditeur a écarté la demande d'OPEX additionnelles pour les actifs totalement amortis correspondant à une demande d'évolution du cadre de régulation de Teréga que la CRE ne retient pas dans la présente délibération (cf. partie 2.2.2.1).

La trajectoire recommandée par l'auditeur est en conséquence en ligne avec le réalisé 2022 en euros courants en moyenne sur la période ATRT8.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -6,5 M€ par an en moyenne (soit -26 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les coûts d'exploitation, de maintenance du réseau, d'études et autres dépenses liées à l'exploitation, la demande de Teréga étant en forte hausse (37 M€/an en moyenne sur la période ATRT8) par rapport au réalisé 2022 (26 M€).

Analyse de la CRE

La CRE retient un budget supérieur à celui de l'auditeur pour la période ATRT8. Cela correspond notamment à des charges pour lesquelles Teréga a présenté à la CRE des éléments de justification qui n'avaient pas été transmis à l'auditeur.

Frais de personnel

La demande de Teréga intègre de nouveaux ETP (transport et stockage confondus) à partir de 2024 au titre des nouveaux besoins sur la prochaine période tarifaire (CO₂, H₂, émissions de méthane, cybersécurité, asset management, relations institutionnelles régionales). L'auditeur a considéré que seuls certains ETP supplémentaires sont justifiés, les autres n'étant pas essentiels pour mener à bien ses missions de GRT car liés à des activités non régulées et Teréga disposant de marges de manœuvre pour redéployer ses ressources actuelles (départs à la retraite, mobilités internes...). Comme pour les charges d'exploitation, l'auditeur n'a pas retenu les charges liées au règlement concernant les émissions de méthane qui seront traitées ultérieurement par la CRE.

Concernant l'effet prix, l'auditeur a retenu des hypothèses différentes de Teréga.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -1,7 M€ par an en moyenne pour le transport (soit -7 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les frais de personnel.

Analyse de la CRE

La CRE retient une trajectoire de recrutement supérieure à celle recommandée par l'auditeur afin de tenir compte des enjeux de cybersécurité auxquels Teréga devra faire face durant la période tarifaire ATRT8, d'accompagner le développement du biométhane et de répondre aux enjeux de relations institutionnelles régionales.

La CRE retient la trajectoire d'évolution des salaires demandée par Teréga.

La CRE constate que la demande de Teréga intègre une participation en nette hausse par rapport à l'historique. La CRE retient un niveau aligné sur les pratiques historiques.

Frais de structure

Dans son dossier tarifaire, Teréga a intégré un décalage d'inflation d'un an, justifiant que l'inflation de l'année N touche principalement les charges de l'année N+1. L'auditeur n'a pas considéré cette demande pertinente, notamment compte tenu du cadre tarifaire qui protège les GRT de l'évolution en année N, et n'a donc pas retenu cette demande dans sa trajectoire.

Concernant le fonds de dotation demandé par Teréga, l'auditeur a considéré qu'il s'agit d'un choix d'entreprise qui est propre à l'entité Teréga, et que cette décision n'est pas nécessaire à la conduite de ses missions de GRT et n'a donc pas retenu cette demande.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -3,2 M€ par an en moyenne (soit -13 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les frais de structure, la demande de Teréga (15,7 M€/an en moyenne sur la période ATRT8) étant en hausse par rapport au réalisé 2022 (11,6 M€).

Analyse de la CRE

Teréga a apporté des éléments additionnels permettant de justifier ses dépenses de gardiennage. La CRE retient la demande de l'opérateur.

La CRE retient les dépenses de communication, du fonds de dotation et de RSE dans la continuité des dépenses existantes.

Système d'information

La CRE a conduit une analyse des dépenses de SI intégrant les charges d'exploitations et les charges de capital, qui sont largement fongibles et incitées de manière similaire. La CRE constate que l'évolution des charges totales est inférieure au réalisé 2022 inflaté au périmètre global de Teréga (transport et stockage).

La CRE retient un niveau de charges d'exploitation comparable à la demande de l'opérateur. En particulier, la CRE ne retient pas les effets de décalage d'inflation (cf. frais de structure).

Impôts et taxes

La CRE met à jour le calcul des impôts et taxes en tenant compte des derniers taux connus.

Dépréciations de stock

La CRE retient une trajectoire cohérente avec les hypothèses annuelles de Teréga.

- **Ajustements de la CRE**

Charges d'énergie

La demande de Teréga concernant les charges d'énergie (gaz, électricité, CO₂) repose sur l'hypothèse d'une inversion du schéma de flux de gaz, désormais du sud vers le nord.

Demande de Teréga	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Gaz (M€)	1,1	4,9	5,3	5,3	5,2
Volumes (GWh)	83,7	162	162	162	162
Electricité (M€)	5,4	5,4	4,6	5,4	5,2
Volumes (GWh)	33,2	31,7	31,7	32,9	34
CO ₂ (M€)	0,2	0,9	1,0	1,2	1,3
TIC (M€)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total charges d'énergie (M€)	7,2	11,6	11,3	12,3	12,1



Analyse de la CRE

La CRE retient, sur la base d'hypothèses de flux cohérentes avec celles envisagées pour les charges d'énergie de Teréga, plusieurs ajustements par rapport à cette demande, notamment :

- un ajustement à la baisse de la trajectoire de l'EBT (Ecart Bilan Technique). Les volumes de consommation de ce poste étant particulièrement volatils et difficilement prévisibles, la CRE retient le volume moyen constaté sur la période ATRT7 (y compris la valeur estimée pour 2023), soit 54,3 GWh/an. Cet ajustement conduit à une baisse de 0,7 M€ par rapport à la demande de Teréga sur la période ATRT8 ;
- un ajustement à la baisse sur les prix des quotas de CO₂ sur la base d'hypothèses communes de prix, et de l'évolution de l'allocation de quotas gratuits. Cet ajustement conduit à une baisse de 0,7 M€ par rapport à la demande de Teréga sur la période ATRT8.

La CRE a mis à jour les prix en se fondant sur les niveaux observés sur les marchés au cours de la première quinzaine du mois de novembre. Teréga a également demandé une couverture de ses achats de garanties d'origine pour l'électricité. La CRE ne retient pas ces demandes car les achats des garanties d'origine ne sont pas obligatoires.

Ces hypothèses conduisent à un ajustement à la baisse de la demande de Teréga d'environ - 4,1 M€ en cumulé sur la période ATRT8, soit une baisse d'environ 8,6 %.

Trajectoire retenue par la CRE	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	Moy. ATRT8
Gaz (M€)	1,1	4,5	5,0	5,2	5,0	4,9
Volumes (GWh)	83,7	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3
Electricité (M€)	5,4	4,0	4,1	5,2	5,0	4,6
Volumes (GWh)	33,2	31,7	31,7	32,9	34,0	32,6
CO ₂ (M€)	0,2	0,8	0,9	1,0	1,0	0,9
TIC (M€)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total charges d'énergie (M€)	7,2	9,7	10,4	11,8	11,4	10,8

Les charges d'énergie font l'objet d'une régulation incitative spécifique décrite au 2.4.2.

R&D

Concernant la R&D, les dépenses de Teréga entre 2020 et 2022 (4,5 M€) ont été inférieures à la trajectoire fixée par la CRE (4,9 M€). Teréga explique cette sous-réalisation notamment par le transfert de charges d'exploitation en dépenses d'investissement et par l'incertitude inhérente aux projets de R&I.

Teréga demande, pour la période ATRT8, un budget de R&D (hors charges de personnel) de 29,4 M€ (soit 7,4 M€/an en moyenne sur la période, en hausse importante par rapport à l'ATR7), réparti en six finalités qui concernent l'intégrité, la performance et la sécurité, la réduction de l'impact environnemental ainsi que l'adaptation des réseaux à l'arrivée des nouveaux gaz. Le budget inclut également deux projets (Hysow et Pycasso), qui portent sur le développement de transport d'H₂ et de CO₂.

Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ce que les opérateurs de transport continuent de travailler sur des projets visant à optimiser et à sécuriser l'infrastructure gazière, tout en réduisant l'impact environnemental. Elle retient également les budgets relatifs aux impacts de l'hydrogène en mélange sur les installations existantes de Teréga. En revanche, les dépenses liées à des activités non régulées ne sont pas incluses dans la trajectoire tarifaire. En conséquence, la CRE retient un budget de 10,0 M€ pour la période ATRT8, avec la possibilité de révision à mi-période.

Ce budget permettra notamment à Teréga de conduire des travaux de R&D visant à améliorer la surveillance et l'intégrité du réseau, de développer des outils de cybersécurité, d'assurer la sécurité des agents, et d'évaluer et limiter l'impact des gaz verts (y compris l'hydrogène en mélange) sur l'intégrité du réseau.



La CRE retient en conséquence la trajectoire de R&D suivante sur la période ATRT8 :

Teréga, en M€ courants – R&I	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
R&I	1,2	2,4	2,5	2,0	2,1
Pilotage R&I	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Trajectoire retenue par la CRE	1,4	2,7	2,8	2,2	2,3

Conversion d’actifs

Dans le contexte de la transition énergétique, la CRE considère qu’il est souhaitable que les gestionnaires de réseau de transport disposent d’un budget pour étudier l’impact d’une conversion à d’autres gaz (notamment l’hydrogène ou le dioxyde de carbone) des actifs susceptibles d’être réutilisés. La CRE retient pour l’ATR8 des dépenses équivalentes à 0,1 % du niveau moyen de la base d’actifs régulés pendant l’ATR8, soit 1,9 M€ sur la période pour Teréga.

Charges liées aux mécanismes de résorption des congestions

Les congestions observées sur la TRF (*Trading Region France*) pendant l’hiver 2022/2023 ont entraîné une forte hausse des charges de résorption des congestions pour les GRT. Celles-ci sont liées à l’activation du spread localisé, avec 54,6 M€ dépensés pendant l’hiver 2022/2023.

La trajectoire de charges demandée par Teréga dans sa demande tarifaire est élevée, et suppose des charges supérieures à celles de l’hiver 2022/2023 jusqu’en 2027.

Analyse de la CRE

La CRE note que les charges prévisionnelles de Teréga pour la période 2024-2027 ne sont pas cohérentes avec les hypothèses de volumes de congestions de GRTgaz présentées notamment dans le cadre de la consultation publique de la CRE sur les modalités de gestions des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz²⁵ en juin 2023 (soit environ 3,8 TWh/an en moyenne sur la période). La CRE retient par ailleurs un prix d’achat cohérent avec les écarts de prix entre le marché français et le marché néerlandais, alternative possible pour résorber les congestions.

La trajectoire de la CRE aboutit à un ajustement de la demande de Teréga à la baisse de – 26,9 M€ sur la période ATR8.

Charges liées au mécanisme d’interruptibilité

Le dispositif d’interruptibilité garantie a été révisé en 2022 afin de renforcer la sécurité d’approvisionnement en gaz nationale pour l’hiver 2022/2023. Celui-ci n’a finalement pas généré de charges pour les opérateurs.

Dans sa demande tarifaire, Teréga introduit des charges liées à la mise en œuvre de mécanisme (12,6 M€ sur la période ATR8), anticipant une révision du mécanisme.

Analyse de la CRE

En l’absence d’information sur une éventuelle évolution du mécanisme et de la forme que celle-ci pourrait prendre, la CRE fixe la trajectoire correspondante à 0 pour la période ATR8, comme cela est le cas pour GRTgaz. La CRE rappelle par ailleurs que ce poste est couvert au CRCP.

Efficience

A l’issue de l’analyse poste à poste, la CRE constate que les charges d’exploitation hors « achats système » sont proches du niveau des dépenses réalisées 2022 inflatées (moins de 1 % d’écart sur la période ATR8).

En conséquence, la CRE ne retient pas d’efficience supplémentaire pour Teréga.

²⁵ voir annexe 3 de la consultation publique n° 2023-05 du 15 juin 2023 sur les modalités de gestions des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz



• **Synthèse de l'analyse de la CRE**

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRT8.

Teréga, en M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Teréga		101,9	104,1	104,9	106,7
Ajustements retenus par la CRE		-25,3	-26,5	-25,6	-26,2
Trajectoire retenue par la CRE	72,3	76,6	77,6	79,3	80,5

Teréga, en M€ courants – Hors « achats système »	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Teréga		80,2	82,2	81,4	83,5
Ajustements retenus par la CRE		-14,4	-16,0	-14,7	-15,2
Trajectoire retenue par la CRE	60,7	65,8	66,2	66,7	68,3

Teréga, en M€ courants – « achats système »	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Teréga		21,7	21,9	23,5	23,2
Ajustements retenus par la CRE		-10,9	-10,5	-10,8	-11,1
Trajectoire retenue par la CRE	11,5	10,8	11,4	12,6	12,1

NB : les « achats système » incluent les charges d'énergie, les charges de gestion des congestions et d'interruptibilité.

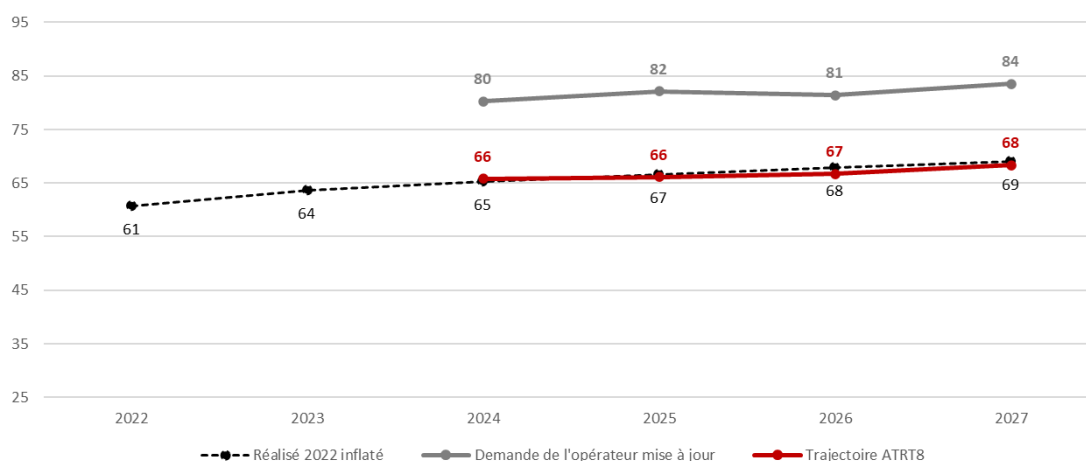
La trajectoire retenue par la CRE donne notamment les moyens à Teréga :

- de maintenir une politique de rémunération alignée avec les pratiques historiques constatées et tenant compte des effets des données récentes ;
- de disposer des effectifs nécessaires à la réalisation de ses missions, y compris en ce qui concerne la cybersécurité, la gestion de projets, l'intégration du biométhane et les affaires institutionnelles ;
- de mettre en œuvre son programme de maintenance et ainsi opérer son réseau dans des conditions de sécurité optimales, avec un budget en ligne avec les dépenses réalisées inflatées ;
- de maintenir à niveau son système d'information, en retenant l'essentiel des dépenses demandées par l'opérateur ;
- de mener des travaux de R&D portant sur la surveillance et l'intégrité du réseau, les outils de cybersécurité, la sécurité des agents, ainsi que l'impact des gaz verts (y compris l'hydrogène en mélange) sur l'intégrité du réseau, avec une trajectoire en hausse d'environ 25 % par rapport au réalisé inflaté ;
- d'étudier la possibilité de convertir une partie de ses actifs à l'hydrogène ou au CO₂ (1,9 M€ sur la période).

Le tarif ATRT8 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges liées à la mise en œuvre du règlement européen visant à réduire les émissions de méthane (voir partie 2.3.2).

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de + 6 % des charges nettes d'exploitation de Teréga entre 2022 et 2024 (+ 8 % hors « achats système »). Les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +2 % par an en moyenne sur la période 2024-2027 (+1 % /an hors « achats système »).

Trajectoire des charges nettes d'exploitation hors "achats système" de Teréga (en M€ courants)



3.1.4 Calcul des charges de capital normatives

3.1.4.1 Coût moyen pondéré du capital

3.1.4.1.1 Demande des opérateurs

3.1.4.1.1.1 GRTgaz

La demande tarifaire de GRTgaz a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,65 % (réel, avant impôts) en hausse par rapport à celui du tarif ATRT7 (4,25 %). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commandée par les opérateurs d'infrastructures régulées de gaz naturel du groupe Engie auprès d'un consultant externe.

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz utilise par ailleurs le taux de 2,8 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC.

3.1.4.1.1.2 Teréga

La demande tarifaire de Teréga a été établie en utilisant un CMPC de 4,70 % (réel, avant impôts), supérieur à celui du tarif ATRT7 (4,25 %). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commandée par Teréga à un consultant externe.

Dans son dossier tarifaire, Teréga utilise par ailleurs un taux de 2,9 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC.

3.1.4.1.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRT8, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à la société Compass Lexecon de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération des deux GRT, des opérateurs de stockage et de GRDF sur la base des conclusions de leurs conseils. Le rapport du consultant a été publié en même temps que la consultation publique du 23 juillet 2023 sur le site de la CRE.

Après audit de la demande des opérateurs, l'auditeur a recommandé plusieurs fourchettes de CMPC en fonction des actifs auxquelles elles s'appliquent. Pour les actifs historiques, l'auditeur a recommandé une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 3,72% et 4,14 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,51 % et 2,93 %. Pour les nouveaux actifs, l'auditeur a recommandé une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 5,69 % et 6,21 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,74 % et 4,23 %.

3.1.4.1.3 Analyse de la CRE

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux, observée à la baisse depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre mieux en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

Dans la consultation publique de juillet 2023, la CRE a indiqué qu'elle envisageait un CMPC dans une fourchette comprise entre 2,9 % et 4,2 % (réel avant impôts), sur la base d'une pondération d'un taux de long terme selon la méthode utilisée pour l'ATRT7, et d'un taux de court terme fondé sur l'analyse de paramètres de plus court terme et en retenant une pondération de 80/20 respectivement entre les deux termes. Cette fourchette était en baisse par rapport au CMPC du tarif ATRT7 (4,25 %). En taux nominal avant impôts, la fourchette ressortait à 4,4 % - 5,5 %.

Dans ce cadre et en tenant compte des retours à la consultation publique (voir partie 2.2.2.3), la CRE décide pour la période tarifaire ATRT8 de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital en pondérant deux taux :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour l'ATRT7 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 3,7 % réel, avant impôts (soit 4,9 % nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dix dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,5 % réel, avant impôts (soit 7,6 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 % sur la période tarifaire ATRT8).

La pondération retenue par la CRE repose sur une répartition normative de la part respective des nouveaux actifs et des anciens actifs, évaluée au cours de la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier, et s'établit pour la période tarifaire considérée à 80 % pour le taux basé sur des données de long terme, et 20 % pour le taux basé sur des données plus récentes.

Pour rappel, le CMPC est calculé par application des formules suivantes :

$$\text{CMPC nominal avant IS} = \frac{[(\text{TSR} + \text{spread de dette}) \times (1 - \text{déductibilité des charges financières} \times \text{IS}) / (1 - \text{IS})] \times g + (\text{TSR} + \beta \times \text{PRM}) / (1 - \text{IS}) \times (1 - g)}{1}$$

$$\text{CMPC réel avant IS} = (1 + \text{CMPC nominal avant IS}) / (1 + \text{inflation}) - 1$$

Pour le tarif ATRT8, la CRE retient la valeur de 4,1 % (réel, avant impôts) comme CMPC pour rémunérer les actifs dits « historiques » de la BAR des GRT de gaz. Pour les actifs dits « nouveaux actifs », la CRE retient un CMPC de 5,4 % (nominal, avant impôts). Les valeurs arrondies retenues par la CRE pour chacun des paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du CMPC ATRT8 (valeurs arrondies)			
	Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (80 % - 20 %)
Taux sans risque nominal (TSR)	1,3 %	3,8 %	1,8 %
Spread de dette	1,1 %	0,5 %	1,0 %
Bêta de l'actif		0,47	
Bêta des fonds propres (β)		0,82	
Prime de risque de marché (PRM)		5,2 %	
Levier (dette/(dette+fonds propres)) (g)		50 %	
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)		25,83 %	
Coût de la dette (nominal, avant IS)	2,4 %	4,3 %	2,8 %
Coût des fonds propres (nom., après IS)	5,5 %	8,1 %	6,0 %
CMPC (nominal, avant IS)	4,9 %	7,6 %	5,4 %
Inflation	1,2 %	2,0 %	1,3 %
CMPC (réel, avant IS)	3,7 %	5,5 %	4,1 %

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du tarif ATRT7, les principales modifications, en cohérence avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent notamment sur l'évolution du taux sans risque, du bêta des actifs et de la fiscalité.

Le taux sans risque s'établit à 1,8 % et est déterminé sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérées comme les placements les moins risqués. Ce taux est déterminé comme la pondération entre la moyenne sur 10 ans de l'OAT de maturité 15 ans et la moyenne des quatre taux à terme implicites des années 2024 à 2027 d'une OAT de maturité 15 ans. La pondération retenue est de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus. Pour la détermination du taux sans risques, la CRE a retenu l'observation des rendements des OAT non plus d'une maturité de 10 ans comme cela était le cas jusqu'à présent, mais d'une maturité de 15 ans.

Le spread de dette s'établit à 1,0 % et est déterminé sur l'observation des rendements obligataires moyens iBoxx EUR NF 10+ BBB' ; pour les données de long terme sur une moyenne sur 10 ans et pour les données de court terme sur une moyenne de 1 an. La pondération retenue entre ces deux valeurs est également de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus.

Par rapport à la période tarifaire précédente, le bêta de l'actif est abaissé de 0,50 à 0,47. La CRE appuie sa décision sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs gaziers en Europe. Cette baisse est également justifiée par le niveau de protection apporté par le cadre de régulation du tarif ATRT8, qui protège davantage les opérateurs notamment contre les variations des prix de l'énergie. Par ailleurs, le cadre de régulation a montré sa forte résilience pendant les crises successives du Covid et de l'énergie. Dans l'ensemble, la CRE considère que le cadre de régulation est cohérent avec une baisse mesurée du bêta de l'actif à 0,47. En effet, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un bêta plus élevé que celui des réseaux d'électricité.

La CRE prend également en compte la baisse de taux normal d'imposition sur les sociétés à 25,0 %, combinée à la contribution sociale correspondant à 3,3 % du montant de l'IS, soit un taux d'imposition de 25,83 %.

Conformément à ce qui est exposé au paragraphe 2.2.2.4 les immobilisations en cours (IEC) sont rémunérées au coût de la dette nominal avant impôt, soit 2,8 % dans le cadre du tarif ATRT8.

3.1.4.2 Investissements

3.1.4.2.1 GRTgaz

La trajectoire des dépenses d'investissements prévue par GRTgaz sur la période ATRT8 est en légère hausse en euros courants, avec des dépenses moyennes d'environ 460 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient de 419 M€ par an au cours de la période ATRT7.

En particulier, GRTgaz prévoit :

- une hausse des dépenses liées aux raccordements et prestations pour tiers (+142 M€ sur la période, soit + 50 %), majoritairement liée à l'accélération du nombre de rebours réalisés (+112 M€ sur la période) ;
- une hausse des dépenses liées à l'obsolescence (+67 M€ sur la période, soit +22 %). Cela comprend le projet de rénovation de la station de compression de la Bégude à partir de 2025 pour 78 M€, ainsi que 43 M€ de provisions sur la période, correspondant à des projets non identifiés à ce stade ;
- une hausse des dépenses de sécurité (+36 M€ sur la période soit +10 %), de celles liées à l'environnement (+21 M€ sur la période soit +33 %, en raison des programmes de réduction des émissions de méthane et de traitement de la présence d'amiante sur ses installations), et de celles liées aux véhicules et à l'immobilier (+22 M€ sur la période, soit +22 %, notamment afin de prendre en compte les obligations liées au décret tertiaire) ;
- une baisse des dépenses de continuité d'acheminement et qualité gaz (-102 M€, soit -38 %), en raison de la fin de grands projets, comme le renforcement du réseau en Bretagne ;
- une baisse des dépenses liées au système d'information (-31 M€, soit -11 %), avec la fin de certains grands projets de refonte du SI métier, mais une hausse des dépenses liées à la cybersécurité (+40 M€ sur la période).

Analyse de la CRE

Le principal poste en forte hausse est celui des dépenses liées au biométhane, en augmentation de 50 % par rapport à l'ATR7. Le reste des dépenses suit une trajectoire stable et correspond à un cycle d'investissement sans renforcement majeur ou développement important du réseau.

Conformément au dispositif de régulation incitative des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 2.4.3), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment d'au moins trois projets (phase 2 du programme Telester, renouvellement de la station de compression la Bégude, liaison Gournay-Cuvilly), dont les budgets estimés sont supérieurs à 20 M€ par GRTgaz et qui sont éligibles au dispositif de régulation incitative des grands projets.

Les dépenses hors réseaux sont stables par rapport à la période précédente et représentent 91 M€ par an en moyenne, soit 20 % des dépenses sur la période. Elles sont éligibles à la régulation incitative des investissements hors-infrastructures (cf. paragraphe 2.4.3.3).

La CRE n'apporte pas de modification à la trajectoire d'investissements prévue par GRTgaz. Elle considère cependant que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées au mieux. La CRE veillera au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des GRT, prévue par les dispositions des articles L. 134-3 et L. 431-6 du code de l'énergie.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements demandée par GRTgaz pour la période tarifaire ATRT8 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8	Moyenne annuelle ATRT7*
Continuité d'acheminement et qualité gaz	47,9	39,5	38,2	37,4	40,7	66,2
Développement du réseau principal	8,9	7,1	20,8	4,0	10,2	8,3
Raccordements, extensions, prestation pour tiers	79,3	91,6	119,2	136,9	106,8	71,3
Environnement	23,5	20,7	21,2	19,1	21,1	15,9
Sécurité	107,2	93,9	94,1	94,0	97,3	88,4
Obsolescence	78,2	86,0	101,4	104,2	92,5	75,6
SI	65,0	60,0	60,0	60,0	61,3	69,0
Hors réseau hors SI	37,8	31,2	24,6	24,8	29,6	24,2
TOTAL	447,9	430,1	479,5	480,4	459,5	418,9

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023

3.1.4.2.2 Teréga

La trajectoire des dépenses d'investissements de Teréga sur la période ATRT8 est en hausse avec des dépenses moyennes de 121 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 102 M€ par an au cours de la période ATRT7. Cette hausse des dépenses est liée notamment au poste « sécurité et maintien », en hausse de 17,3 M€ sur la période.

En particulier, Teréga prévoit :

- la hausse des dépenses de sécurité et de maintien (+69 M€ sur la période, soit + 22 %). Celles-ci concernent principalement les canalisations (+95 M€ sur la période, soit +42 %), et résultent du programme de renouvellement des canalisations du réseau régional prévu par Teréga, avec une dizaine de projets de plus de 20 M€ déjà à l'étude ou qui devraient être lancés pendant la prochaine période tarifaire ;
- la hausse des dépenses de R&D (+12 M€ sur la période, soit +113 %) ;
- une baisse des dépenses liées au SI (-10 M€, soit -22 %), liée à la volonté de Teréga visant à privilégier des dépenses en OPEX pour les SI.

Analyse de la CRE

La CRE observe que la trajectoire demandée par Teréga est en hausse de 19 % par rapport à la période précédente, principalement en raison de l'augmentation des dépenses liées au renouvellement des canalisations sur le réseau régional. Ces investissements devront être compatibles avec les perspectives de baisse de la consommation de gaz, afin de ne pas alimenter le risque de hausse des coûts unitaires d'acheminement déjà identifié. De même, certains investissements de R&D pourraient ne pas être nécessaires à l'exécution des missions du GRT.

Conformément au dispositif de régulation incitative des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 2.4.3), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment d'au moins six projets de renouvellement des canalisations sur le réseau régional.

La CRE n'apporte pas de modification à la trajectoire d'investissements prévue par Teréga. Elle considère cependant que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées au mieux. La CRE veillera au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des GRT, prévue par les dispositions des articles L. 134-3 et L. 431-6 du code de l'énergie, en particulier en ce qui concerne les projets de renouvellement du réseau et de R&D mentionnés ci-dessus.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements suivante pour Teréga pour la période tarifaire ATRT8 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8	Moyenne annuelle ATRT7*
Développements	2,1	0,1	1,7	3,2	1,7	1,8
Raccordements	4,7	5,5	5,3	5,5	5,2	4,4
Sécurité et maintien	88,9	90,1	94,8	105,3	94,8	77,5
R&D	6,6	6,5	4,9	4,3	5,5	2,6
SI	9,7	9,2	8,8	8,5	9,1	11,6
Hors réseau hors SI	5,5	5,8	4,3	3,2	4,7	4,2
TOTAL	117,5	117,2	119,7	130,0	121,1	102,1

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023

3.1.4.3 Charges de capital normatives

3.1.4.3.1 GRTgaz

- **Trajectoire des charges de capital normatives**

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de GRTgaz de 2024 à 2027 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)					
GRTgaz, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
BAR au 01/01/N	9 375,7	9 422,2	9 356,9	9 294,5	9 362,3
Mises en service*	458,6	376,1	403,4	513,6	437,9
Amortissement	-594,5	-604,2	-604,3	-606,2	-602,3
Réévaluation	182,5	162,8	138,5	118,5	150,6
BAR au 31/12/N	9 422,2	9 356,9	9 294,5	9 320,4	9 348,5
Immobilisations en cours (IEC)	450,6	403,3	468,7	532,9	463,9

*Investissements entrant dans la BAR moins les sorties d'actifs prévisionnelles

La base d'actifs régulés prévisionnelle se décompose comme suit :

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2024	2025	2026	2027
GRTgaz	9 375,7	9 422,2	9 356,9	9 294,5
<i>Canalisations et branchements</i>	5 674,1	5 648,5	5 562,9	5 510,0
<i>Compression</i>	1 415,3	1 391,3	1 374,5	1 358,6
<i>Postes de livraison, détente et comptage</i>	746,3	862,9	939,1	1 027,6
<i>Immobilier, construction, terrains</i>	716,8	687,7	720,9	730,9
<i>Autres (matériel, outillage, logiciels, SI, etc)</i>	823,2	831,7	759,4	667,3

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de GRTgaz de 2024 à 2027 :

GRTgaz, en M€ courants	Moyenne 20-22	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
Amortissement des actifs en service	523,7	594,5	604,2	604,3	606,2	602,3
Rémunération des actifs en service	450,8	458,7	456,5	443,1	437,4	448,9
Rémunération des IEC	12,0	12,6	11,3	13,1	14,9	13,0
Rémunération des subventions	5,7	4,2	4,2	2,7	1,7	3,2
Couverture des petits coûts échoués	5,8	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Retraitement tarifaire	-1,0	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Total des charges de capital normatives	997,0	1 074,3	1 080,4	1 067,4	1 064,5	1 071,6
Dont CCN « hors infrastructures »		119,9	124,3	125,9	121,7	122,9

• **Trajectoire des charges de capital normatives « hors infrastructures »**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructures » de GRTgaz de 2024 à 2027, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.3 de la délibération.

GRTgaz, en M€ courants	2022	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
<i>BAR au 01/01/N</i>	395,7	426,8	435,6	439,4	426,4	432,0
Amortissement des actifs en service	89,4	98,4	101,5	102,5	98,4	100,2
Rémunération des actifs en service	16,9	19,0	20,4	21,4	21,3	20,5
Immobilisation en cours (IEC)	95,1	90,7	83,9	70,2	67,9	78,2
Rémunération des IEC	2,5	2,5	2,3	2,0	1,9	2,2
Total des CCN « hors réseaux »	108,8	119,9	124,3	125,9	121,7	122,9

3.1.4.3.2 Teréga

• **Trajectoire des charges de capital normatives**

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Teréga de 2024 à 2027 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)					
Teréga, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
BAR au 01/01/N	1 862,0	1 901,3	1 943,2	2 007,8	1 928,6
Mises en service*	94,7	96,9	125,7	155,8	118,3
Amortissement	-89,1	-87,7	-89,9	-92,8	-89,9
Réévaluation	33,6	32,8	28,8	25,0	30,1
BAR au 31/12/N	1 901,3	1 943,2	2 007,8	2 095,9	1 987,0
Immobilisations en cours (IEC)	98,1	121,1	143,3	143,5	126,5

*Investissements entrant dans la BAR

La base d'actifs régulés prévisionnelle se décompose comme suit :

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2024	2025	2026	2027
Teréga	1 862,0	1 901,3	1 943,2	2 007,8
Canalisations et branchements	1 374,2	1 406,5	1 436,3	1 504,8
Compression	231,4	227,5	226,6	221,9
Postes de livraison, détente et comptage	124,7	134,3	140,9	145,8
Immobilier, construction, terrains	48,8	48,2	50,2	49,3
Autres (matériel, outillage, logiciels, SI, etc.)	83,0	84,8	89,2	86,0

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Teréga de 2024 à 2027 :

Teréga, en M€ courants	Moyenne 20-22	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
Amortissement des actifs en service	78,1	89,1	87,7	89,9	92,8	89,9
Rémunération des actifs en service	86,3	92,2	94,5	93,4	96,9	94,2
Rémunération des IEC	2,7	2,7	3,4	4,0	4,0	3,5
Rémunération des subventions	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Couverture des petits coûts échoués	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Retraitement tarifaire	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Total des charges de capital normatives	168,5	184,6	186,1	187,9	194,2	188,2
Dont CCN « hors infrastructures – immobilier et véhicules »		5,5	5,2	6,0	6,3	5,7
Dont CCN « système d'information »		14,6	12,8	11,7	11,0	12,5

• **Trajectoire des charges de capital normatives « hors infrastructures »**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructures – immobilier et véhicules » de Teréga de 2024 à 2027, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.3 de la délibération.

Teréga, en M€ courants	2022	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
<i>BAR au 01/01/N</i>	35,4	38,6	39,7	44,2	44,6	41,8
Amortissement des actifs en service	3,4	3,7	3,4	3,9	4,2	3,8
Rémunération des actifs en service	1,5	1,6	1,7	2,0	2,0	1,8
Immobilisation en cours (IEC)	4,6	3,0	4,4	2,4	2,5	3,1
Rémunération des IEC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total des CCN « hors réseaux – immobilier et véhicules »	5,1	5,5	5,2	6,0	6,3	5,7

• **Trajectoire des charges liées au SI**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique des charges liées au SI de Teréga de 2024 à 2027, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.3 de la délibération.

Teréga, en M€ courants	2022	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
<i>BAR au 01/01/N</i>	44,3	33,8	30,8	29,1	27,9	30,4
Amortissement des actifs en service	14,5	13,0	11,1	10,0	9,4	10,9
Rémunération des actifs en service	1,9	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Immobilisation en cours (IEC)	5,9	5,9	5,7	5,5	5,5	5,7
Rémunération des IEC	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Total des CCN « hors réseaux – SI »	16,5	14,6	12,8	11,7	11,0	12,5

Teréga, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
<i>Mises en service SI</i>	9,7	9,3	8,9	8,6	9,1
OPEX SI	14,9	15,3	15,7	15,9	15,5
TOTEX SI	24,6	24,5	24,6	24,5	24,6

3.1.5 CRCP au 31 décembre 2023

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 au 31 décembre 2023 est calculé par la CRE, pour les années 2022 et 2023, 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 8 de la délibération ATRT7. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATRT7.

3.1.5.1 GRTgaz

Dans son dossier tarifaire mis à jour, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à -56,7 M€ à restituer aux utilisateurs du réseau de transport²⁶. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit -126,7 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +68,0 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit +2,1 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de GRTgaz s'élève à -59,0 M€, qui viendront en déduction des charges à couvrir. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit -126,7 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +64,7 M€), qui s'explique principalement par des recettes de ventes de capacités (y compris des excédents liés aux recettes d'enchères) moins importantes qu'estimé (+47,7 M€) ;

²⁶ 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



- le CRCP estimé pour 2023 (soit +3,0 M€), qui s'explique principalement par :
 - o des recettes de ventes de capacités (y compris des excédents liés aux recettes d'enchères) plus importantes qu'estimées (-285,4 M€) ;
 - o des charges plus importantes que prévues en ce qui concerne l'énergie (+162,5 M€), les charges de capital (+63,4 M€), la conversion du gaz H en gaz B (+32,4 M€) et la gestion des congestions (+21,2 M€)
 - o des recettes de prestations pour tiers moins importantes que prévu (+10,1 M€).

Les charges de congestions pour 2023 incluses par la CRE dans le CRCP correspondent aux charges constatées au 4 décembre 2023. La CRE examinera, lors du calcul du CRCP 2023 définitif, le taux de couverture de ces charges au regard de l'efficacité des mesures mises en œuvre par les GRT pour limiter les congestions sur le réseau de transport français.

L'écart entre la demande de GRTgaz et le niveau retenu par la CRE (-2,4 M€) s'explique principalement par une mise à jour des recettes de ventes de capacité à Obergailbach en 2023 (-4,4 M€), la prise en compte d'une mise à jour par GRTgaz de ses hypothèses de charges d'énergie (+5,5 M€), et la prise en compte d'hypothèses différentes de celles de GRTgaz en ce qui concerne les charges liées à la gestion des congestions pour l'année 2023 (-1,5 M€).

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2023 (M€)

GRTgaz	Montants actualisés au titre de l'année 2022	Montants actualisés au titre de l'année 2023 ²⁷
<i>Recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	+ 52,0	- 223,4
<i>Recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	- 4,3	- 62,0
<i>Charges de capital normatives</i>	+ 3,3	+ 63,4
<i>Charges d'énergie</i>	+ 4,2	+ 162,5
<i>Contrat de transit interopérateurs</i>	0	- 1,5
<i>Ecart d'OPEX dû à l'inflation</i>	- 0,1	+ 5,0
<i>Qualité de service</i>	+ 0,1	+ 1,5
<i>Charges de prestation de conversion H-B</i>	- 0,1	+ 32,4
<i>Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	+ 5,5	+ 10,1
<i>Coûts de traitement des congestions</i>	+ 0,3	+ 21,2
<i>Raccordement des unités de biométhane</i>	+ 1,0	- 2,0
<i>Reversement interopérateurs (ITC)</i>	0	+ 6,8
<i>Charges de consommables</i>	- 1,3	+ 2,2
<i>Reversement GRD-> GRTgaz (Opex associés aux rebours)</i>	+ 0,2	0
<i>Contrats avec les opérateurs adjacents</i>	+ 3,8	- 13,1
Total	+ 64,7	+3,0
Reliquat de CRCP antérieur actualisé		- 126,7
Solde du CRCP au 31 décembre 2023		- 59,0*

*Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2023 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATRT8. Le montant au titre des écarts de l'année 2023 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2024.

3.1.5.2 Teréga

Dans son dossier tarifaire mis à jour, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à -2,4 M€ à restituer à l'opérateur. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +0,9 M€) ;

²⁷ La CRE calculera les écarts par rapport à la trajectoire de référence pour les charges de R&D sur la période ATTR8 une fois les dépenses 2023 connues de manière définitive.



- le CRCP estimé pour 2023 (soit -3,3 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -3,2 M€, à restituer aux utilisateurs du réseau. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +0,9 M€), qui s'explique principalement par des recettes de ventes de capacités (y compris des excédents liés aux recettes d'enchères) moins importantes qu'estimées (+0,5 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -4,1 M€), qui s'explique principalement par :
 - o le retraitement de la trajectoire de charges d'exploitation de Teréga afin d'en extraire les dépenses d'inspection et de réhabilitation, qui sont désormais intégrées dans les charges de capital du GRT (-7,8 M€) ;
 - o des charges liées au reversement interopérateurs à GRTgaz moins importantes que prévu (- 6,5 M€) ;
 - o des charges plus importantes que prévues en ce qui concerne l'énergie (+ 2,3 M€), les charges de capital (+8,6 M€) et la gestion des congestions (+2,5 M€) ;
 - o des recettes de prestations pour tiers et de raccordements d'unités de production de biométhane plus importantes que prévu (-4,6 M€) ;
 - o la prise en compte des coûts échoués liés correspondant à une partie des dépenses d'études du projet Vianne (+0,7 M€), qui avaient été approuvées par la CRE²⁸.

Les charges de congestions pour 2023 incluses par la CRE dans le CRCP correspondent aux charges constatées au 4 décembre 2023. La CRE examinera, lors du calcul du CRCP 2023 définitif, le taux de couverture de ces charges au regard de l'efficacité des mesures mises en œuvre par les GRT pour limiter les congestions sur le réseau de transport français.

L'écart entre la demande de Teréga et le niveau retenu par la CRE (-0,8 M€) s'explique principalement par la prise en compte d'hypothèses différentes de celles de Teréga en ce qui concerne les charges liées à la gestion des congestions pour l'année 2023 (-1,3 M€) et la non prise en compte d'une partie de la demande de couverture par Teréga de 1,3 M€ de coûts échoués. Les coûts échoués non retenus par la CRE correspondent soit à des dépenses d'études qui n'avaient pas été approuvées par la CRE, soit à des coûts échoués qui entrent dans le périmètre de la trajectoire de coûts échoués récurrents et prévisibles pour l'ATR7.

²⁸ Délibération de la CRE du 22 juillet 2020 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2019 et portant approbation du programme d'investissements 2020 révisé de Teréga (transport)

Teréga- CRCP au 31 décembre 2023 (M€)		
Teréga	Montants actualisés au titre de l'année 2022	Montants actualisés au titre de l'année 2023²⁹
<i>Recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	+ 1,0	- 11,4
<i>Recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	- 0,5	+ 11,7
<i>Charges de capital normatives</i>	+ 0,1	+ 8,6
<i>Charges d'énergie</i>	+ 0,1	+ 2,3
<i>Contrat de transit interopérateurs</i>	0	+ 1,5
<i>Ecart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0	- 7,3
<i>dont retraitement lié à la classification des dépenses d'inspection et de réhabilitation</i>		- 7,8
<i>Qualité de service</i>	+ 0,1	+ 0,7
<i>Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	+ 0,2	- 2,3
<i>Coûts de traitement des congestions</i>	+ 0,0	+ 2,5
<i>Raccordement des unités de production de biométhane</i>	+ 0,1	- 2,3
<i>Raccordement des stations GNV</i>	0	+ 0,1
<i>Reversement interopérateurs (ITC)</i>	- 0,2	- 6,5
<i>Contrats avec les opérateurs adjacents</i>	0	- 2,3
<i>Coûts échoués</i>	0	+0,7
Total	+ 0,9	-4,1
Reliquat de CRCP antérieur actualisé	0	
Solde du CRCP au 31 décembre 2023	- 3,2*	

*Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2023 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATRT8. Le montant au titre des écarts de l'année 2023 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2024.

3.2 Souscriptions prévisionnelles de capacités

3.2.1 Demande des opérateurs

3.2.1.1 GRTgaz

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a présenté une trajectoire de souscription reposant sur les prévisions suivantes :

- la baisse progressive et importante des souscriptions long terme sur les PIR, en entrée (Dunkerque, Obergailbach et Virtualys) et en sortie (Oltingue) ;
- des souscriptions importantes et stables en entrée depuis les terminaux méthaniers en cohérence avec la forte hausse des flux de GNL ;
- la baisse progressive des souscriptions en sortie de réseau principal et sur le réseau régional induite par une réduction de la pointe de consommation (sous le double effet des efforts de sobriété énergétique et de la mise à jour du référentiel climatique utilisé pour calculer la pointe de consommation) ;
- des capacités des stockages intégralement souscrites.

Cette demande implique une baisse annuelle moyenne de 4,6 % des souscriptions sur le réseau principal, et une baisse moyenne annuelle de 4,3 % sur le réseau régional de l'opérateur.

Depuis la consultation publique, GRTgaz a présenté une nouvelle trajectoire de souscriptions de capacité, prenant notamment en compte une évolution concernant la mise à jour du référentiel climatique. Cette nouvelle demande aboutit à la trajectoire de souscriptions ci-dessous :

²⁹ La CRE calculera les écarts par rapport aux trajectoires de référence pour les charges de R&D et l'expérimentation « TOTEX » de Teréga sur la période ATRT8 une fois les dépenses 2023 seront connues de manière définitive.



% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2024	2025	2026	2027	Evolution moyenne annuelle
Réseau principal	-4,9 %	-4,1 %	-4,6 %	-8,0 %	-4,6 %
Réseau régional	-1,3 %	-2,0 %	-3,6 %	-3,3 %	-2,5 %

3.2.1.2 Teréga

Teréga a présenté une trajectoire de souscription reposant sur les prévisions suivantes :

- des hypothèses de flux structurellement orientés du sud vers le nord ;
- une forte hausse des entrées à Pirineos sur toute la période ;
- la baisse progressive des souscriptions en sortie de réseau principal et sur le réseau régional induite par une réduction de la pointe de consommation (sous le double effet des efforts de sobriété énergétique et de la mise à jour du référentiel climatique utilisé pour calculer la pointe de consommation) ;
- des capacités des stockages intégralement souscrites.

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2024	2025	2026	2027	Evolution moyenne annuelle
Réseau principal	-1,3 %	-0,4 %	-2,0 %	-4,5 %	-2,1 %
Réseau régional	-2,0 %	-3,2 %	-3,3 %	-2,9 %	-2,9 %

3.2.2 Analyse de la CRE

Dans la consultation publique, la CRE a indiqué être en ligne avec la majorité des prévisions retenues par les GRT tout en considérant que certaines hypothèses étaient conservatrices. La CRE envisageait en conséquence un certain nombre d'ajustements :

- une hausse des hypothèses de capacités d'entrée des GRT d'environ 125 GWh/j/an (+5 % par rapport aux hypothèses des GRT), afin de retenir des niveaux de capacité cohérents avec l'équilibre du bilan physique du système gazier ;
- une hausse des souscriptions aval, en cohérence avec le scénario ADEME S3 qui a été utilisé dans le cadre de l'étude sur l'avenir des infrastructures gazières réalisée par la CRE.

La majorité des répondants à la consultation publique n'ont pas exprimé d'opinion sur le niveau des souscriptions, pointant parfois les fortes incertitudes liées au contexte géopolitique. Certains fournisseurs considèrent comme la CRE que les demandes des GRT sont trop conservatrices.

Dans sa réponse à la consultation publique, GRTgaz demande de réduire les hypothèses de souscriptions en sortie à Obergailbach et en entrée à Dunkerque. Par ailleurs, un fournisseur demande de rehausser l'hypothèse de souscriptions en sortie à Oltingue. Enfin, Teréga demande de réduire son hypothèse de souscriptions en entrée à Pirineos, en raison des incertitudes portant sur ce niveau de souscriptions.

La CRE retient un niveau de souscriptions en sortie à Obergailbach inférieur de 20 GWh/j/an en moyenne sur la période ATRT8 par rapport à la consultation publique, et un niveau de souscriptions en sortie à Oltingue supérieur de 10 GWh/j/an en moyenne sur la période ATRT8.

Enfin, la CRE observe que les nouvelles hypothèses de souscriptions aval de GRTgaz et celles de Teréga sont plus cohérentes avec le scénario ADEME S3. Elle retient donc ces hypothèses. Le tableau ci-après présente les souscriptions de capacité prévisionnelles retenues par la CRE, en moyenne sur la période ATRT8.



MWh/j/an	Capacités souscrites en entrée	Capacités souscrites en sortie
PIR Virtualys	188 500	19 000
PIR Taisnières B	[confidentiel]	0
PIR Dunkerque	550 000	0
PIR Obergailbach	218 200	30 000
PIR Oltingue	0	200 000
PIR Pirineos	252 800	54 000
PITTM Dunkerque	370 000	
PITTM Fos	407 300	
PITTM Montoir	382 000	
PITTM Le Havre	110 000	
PITS Nord-Ouest	378 900	213 300
PITS Atlantique	637 500	312 500
PITS Sud-Est	644 800	109 800
PITS Nord B	77 900	42 200
PITS Nord Est	176 000	125 000
PITS Sud-Ouest	556 400	300 800
Sortie vers le réseau régional		3 870 000

3.3 Trajectoire d'évolution du revenu autorisé des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel

3.3.1 Revenu autorisé sur la période 2024-2027

3.3.1.1 GRTgaz

Le revenu autorisé de GRTgaz pour la période ATRT8 se décompose de la façon suivante :

GRTgaz, en M€ _{courants}	2023 Revenu autorisé lissé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation		1 024,9	930,8	892,9	864,2
Charges de capital normatives		1 074,3	1 080,4	1 067,4	1 064,5
Apurement du solde du CRCP ATRT7		-15,6	-15,6	-15,6	-15,6
Revenu autorisé	1 724,6	2 083,6	1 995,6	1 944,7	1 913,0
<i>Evolution annuelle</i>	-	+20,8 %	-4,2 %	-2,6 %	-1,6 %

Hors effets de lissage, les charges à couvrir retenues par la CRE pour GRTgaz entraînent une hausse de +20,8 % du revenu autorisé entre 2023 et 2024, puis une baisse de -2,8 % en moyenne par an sur la période ATRT8.

3.3.1.2 Teréga

Le revenu autorisé de Teréga pour la période ATRT8 se décompose de la façon suivante :

Teréga, en M€ _{courants}	2023 Revenu autorisé lissé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation		76,6	77,6	79,3	80,5
Charges de capital normatives		184,6	186,1	187,9	194,2
Apurement du solde du CRCP ATRT7		-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
Revenu autorisé	269,2	260,3	262,9	266,4	273,9
<i>Evolution annuelle</i>	-	-3,3 %	+1,0 %	+1,3 %	+2,8 %

Hors effets de lissage, les charges à couvrir retenues par la CRE pour Teréga entraînent une baisse de -3,3 % du revenu autorisé entre 2023 et 2024, puis une hausse de +1,7 % en moyenne par an sur la période ATRT8.

3.3.2 Revenu autorisé lissé sur la période 2024-2027

Comme précisé dans la partie 2.3.4, pour calculer l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2024 puis lors de chaque année de la période ATRT8, la CRE décide de lisser l'évolution du revenu autorisé prévisionnel des opérateurs. Ce lissage implique une évolution des tarifs unitaires de transport de gaz du type « marche initiale » puis évolution annuelle correspondant à l'inflation. Cela n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par les GRT sur la durée du tarif ATRT8 mais évite les évolutions tarifaires importantes dans des sens opposés d'une année à l'autre.

Les tableaux présentés ci-après sont construits sur la base des grilles tarifaires déterminées par la structure tarifaire et présentées dans la partie 4.

La grille tarifaire issue de la structure du réseau principal implique un déséquilibre de la répartition des revenus de souscriptions entre les deux GRT par rapport à leurs charges respectives associées au réseau principal, d'environ 40 M€ sur la période tarifaire en défaveur de Teréga. Comme indiqué dans la partie 2.8.1, la CRE remplace le reversement de Teréga à GRTgaz mis en œuvre au moment de la fusion des zones (et calculé en fonction des souscriptions en sortie au PIR Pirineos) par un reversement de GRTgaz à Teréga permettant à chacun des deux opérateurs de couvrir leurs charges respectives associées au réseau principal. Ce reversement est également intégré dans le revenu autorisé lissé présenté dans le tableau ci-après.

Ainsi, les revenus autorisés de GRTgaz et de Teréga pour la période 2024-2027 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 3.1.3) ;
- les charges de capital normatives (cf. paragraphe 3.1.4) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2023 (cf. paragraphe 3.1.5) ;
- le flux financier de reversement inter-opérateurs résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal (cf. paragraphe 2.8.1) ;
- le terme de lissage permettant une évolution tarifaire correspondant aux modalités définies dans la partie 2.3.4).



3.3.2.1 GRTgaz

en M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Revenu autorisé		2 083,6	1 995,6	1 944,7	1 913,0
Reversement interopérateurs ATRT8		0,0	0,0	8,0	32,1
Terme de lissage ATRT8		-107,0	71,8	63,3	-21,5
Revenu autorisé lissé	1 724,6	1 976,6	2 067,4	2 016,0	1 923,7
<i>Evolution annuelle</i>		+14,6 %	+4,6 %	-2,5 %	-4,6 %

3.3.2.2 Teréga

en M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Revenu autorisé		260,3	262,9	266,4	273,9
Reversement interopérateurs ATRT8		0,0	0,0	-8,0	-32,1
Terme de lissage ATRT8		4,4	8,3	2,0	-18,0
Revenu autorisé lissé	269,2	264,8	271,2	260,4	223,8
<i>Evolution annuelle</i>		-1,6 %	+2,4 %	-4,0 %	-14,0 %

4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

4.1 Représentation du réseau et périmètre couvert par le tarif ATRT8

Le réseau de transport est rattaché à une zone de marché unique, la *Trading Region France* (TRF).

Le réseau de transport est constitué, d'une part, du réseau principal et, d'autre part, du réseau régional. Les utilisateurs des réseaux de GRTgaz et de Teréga ont recours au réseau de transport de gaz pour plusieurs usages : les flux vers les sorties transfrontalières, c'est à dire faire entrer du gaz sur ces réseaux pour l'acheminer dans un autre pays, et les flux vers les sorties internes, c'est-à-dire acheminer du gaz destiné à être consommé sur le territoire national. Les utilisateurs peuvent également avoir recours aux stockages souterrains de gaz naturel.

Par ailleurs, il existe, dans le nord de la France, une « zone B », approvisionnée en gaz à bas pouvoir calorifique (dit « gaz B »), dont le réseau est physiquement séparé du reste du réseau de transport français.



Le réseau de transport de gaz naturel français en 2023

La CRE fixe les tarifs de transport de gaz naturel de manière à éviter toute subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport, notamment entre les utilisateurs acheminant du gaz vers les sorties transfrontalières et ceux alimentant la consommation nationale. Elle veille également à l'absence de subvention croisée entre les deux catégories de réseau, principal et régional, en s'assurant que les recettes perçues sur chacun correspondent aux charges qui sont générées par leur utilisation.

La structure du tarif ATRT8 couvre trois catégories de charges : le réseau principal, le réseau régional, et la compensation stockage.

- **Réseau principal**

Le réseau principal est composé des éléments du réseau qui relie les points d'interconnexion avec (i) les réseaux de transport adjacents, (ii) les sorties vers le réseau régional, (iii) les terminaux méthaniers et (iv) les stockages. Il s'étend sur plus de 9 000 km. Les flux y sont généralement bidirectionnels.

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

Les utilisateurs peuvent faire entrer le gaz en France au moyen d'interconnexions par canalisations (Point d'Interconnexion Réseau, ou PIR et Point d'Interconnexion Virtuel ou PIV) ou par des terminaux méthaniers (Points d'Interface Transport Terminaux Méthaniers, ou PITTM) et s'acquittent pour cela des termes d'entrée à ces points. Ces termes sont identiques quelle que soit la destination du gaz (sortie transfrontalière, stockage ou consommation nationale).

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

- pour amener le gaz dans un pays adjacent, les utilisateurs s'acquittent d'un terme de sortie au PIR ou au PIV ;
- pour alimenter la consommation nationale, les utilisateurs s'acquittent d'un terme de sortie vers le réseau régional.

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

Les principes de tarification du réseau principal retenus par la CRE sont décrits au 4.2 de la délibération.

- **Réseau régional**

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

L'alimentation de chaque point de livraison nécessite la souscription, d'une part, de capacités d'acheminement, et, d'autre part, de capacités de livraison. Les points de livraison sont de 3 types :

- les points d'interface transport-distribution (PITD) qui représentent l'interface entre le réseau de transport et une ou plusieurs sorties vers le réseau de distribution ;
- les sites des consommateurs industriels directement raccordés au réseau de transport ;
- les points d'interconnexion sur le réseau régional (PIRR) qui permettent la livraison vers des réseaux régionaux étrangers.

Les principes de tarification du réseau régional retenus par la CRE sont décrits au 4.3 de la présente délibération.

- **Compensation stockage**

Introduite dans le tarif ATRT en 2018, dans le contexte de la régulation du régime d'accès aux infrastructures de stockage de gaz naturel, la compensation stockage correspond à la différence entre le revenu autorisé prévisionnel des opérateurs de stockage de gaz naturel et les revenus qu'ils perçoivent directement, principalement dans le cadre de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage. Elle est collectée par les GRT, qui la reversent aux opérateurs de stockage. Les principes de collecte de la compensation stockage par la CRE sont présentés dans la partie 5 de la présente délibération.

4.2 Structure tarifaire du réseau principal

4.2.1 Atelier thématique de concertation

Un atelier de concertation consacré à l'évolution de la structure des termes tarifaires du réseau principal de transport de gaz a été organisé par la CRE le 4 mai 2023. Cet atelier a regroupé 70 participants.

Durant l'atelier, la CRE a présenté les enjeux de l'ATR7 en lien avec la fin des contrats de long terme, la réorganisation des schémas de flux en Europe et la décroissance de la consommation de gaz. La CRE a ensuite détaillé trois scénarios indicatifs pour la structure du réseau principal de transport de gaz (présentés ci-après) et présenté les conséquences associées en termes d'évolution tarifaire :

- un scénario « A », reprenant la structure de l'ATR7, à titre de comparaison ;
- un scénario « B », prenant en compte les évolutions des schémas de flux observés depuis la diminution des approvisionnements de l'Europe en gaz russe ;
- un scénario « C », prenant en compte les évolutions des schémas de flux observés depuis la diminution des approvisionnements de l'Europe en gaz russe, ainsi que les congestions internes du réseau français en hiver.

Dans l'ensemble, les analyses de la CRE n'ont pas rencontré d'opposition de principe pendant l'atelier même si certains participants se sont interrogés sur les conséquences en termes d'évolution du niveau tarifaire et d'attractivité du marché français par rapport aux autres marchés européens. A la suite de l'atelier, la CRE a reçu des contributions additionnelles, certaines s'interrogeant sur certains scénarios de flux présentés par la CRE, d'autres attirant l'attention de la CRE sur les maintenances des GRT affectant la disponibilité des capacités.

La plupart des acteurs se sont exprimés en faveur du scénario B.

La CRE décide de retenir ce scénario pour la structure du réseau principal pour l'ATR8. Ce scénario est en effet celui comprenant les hypothèses de schémas de flux les plus justifiables et vérifiables représentant l'utilisation du réseau et permet, par ailleurs, une meilleure répartition de l'augmentation tarifaire sur les différents points d'entrée et de sortie du réseau de transport principal de gaz naturel.

4.2.2 Méthodologie de calcul des prix de référence

4.2.2.1 Répartition des coûts du réseau principal, du réseau régional et de la compensation stockage

4.2.2.1.1 Classification des services rendus par les GRT

L'article 4 du code de réseau Tarif distingue parmi les services rendus par les GRT, les services de transport³⁰ (*Transmission services*), et ceux qui sont des services annexes³¹ (*Non-Transmission services*). Cet article prévoit que « le revenu associé aux services de transport est recouvert par les tarifs de transport fondés sur la capacité » et que « les revenus des services annexes sont recouverts par les tarifs des services annexes applicables à un service annexe. ». Le code de réseau Tarif prévoit que les tarifs des services annexes respectent les principes suivants : « a) ils reflètent les coûts, ils sont non discriminatoires, objectifs et transparents ; b) ils sont supportés par les bénéficiaires d'un service annexe dans le but de limiter au maximum les subventions croisées entre les utilisateurs du réseau. »

Les services rendus par les GRT ont été classés comme suit dans le tarif ATRT7 :

- services de transport : les services rendus par les GRT sur le réseau principal. La tarification sur ce réseau est effectuée selon un modèle entrée-sortie et est fondée sur la capacité et la distance ;
- services annexes :
 - les services rendus par les GRT sur le réseau régional. Ce réseau n'est pas en modèle entrée-sortie dans la mesure où il n'existe pas de terme d'entrée. Pour autant, la tarification sur ce réseau prend notamment en compte la distance par rapport au réseau principal. De plus, ces réseaux étant utilisés uniquement par les clients nationaux, 100 % des coûts leur sont affectés. Toute subvention croisée entre les flux vers les sorties transfrontalières et les flux destinés à la consommation nationale est en conséquence évitée ;
 - la compensation stockage : collectée par les GRT auprès de leurs clients et reversée aux opérateurs de stockage, cette compensation n'a pas vocation à refléter les coûts d'un service rendu par le GRT, mais à compenser le revenu autorisé des opérateurs de stockage conformément à l'article L. 452-1 du code de l'énergie.

Les répondants à la consultation publique sur le tarif ATRT8 sont favorables au maintien de la classification des services rendus par les GRT dans l'ATR8.

En conséquence, et étant donné qu'aucune évolution notable de structure ou de périmètre de ces services n'est intervenue durant la période de l'ATR7, la CRE décide de reconduire la classification des services rendus par les GRT de l'ATR8.

4.2.2.1.2 Principes généraux de la méthode de référence

Au cours des périodes tarifaires passées, le tarif ATRT a été fixé pour répondre à plusieurs objectifs, dont notamment :

- la non-discrimination : les utilisateurs du réseau supportent les mêmes charges pour une même utilisation du réseau (le niveau des termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent à un point donné en entrée et en sortie du réseau français reste indépendant de l'usage du point en question) ;
- le reflet des coûts : le tarif vise à refléter les coûts et à envoyer un signal économique pertinent aux utilisateurs de réseau à travers, d'une part, l'utilisation d'inducteurs de coûts pertinents (dont la capacité et la distance) pour fixer les termes tarifaires et, d'autre part, le lancement d'*Open seasons* pour les réservations de capacités long terme afin d'assurer le financement des développements du réseau ;
- l'acceptabilité des évolutions : les évolutions tarifaires doivent être progressives et les changements structurels du tarif doivent être dûment motivés et faire l'objet d'une consultation des acteurs de marché afin que toutes les parties intéressées aient la visibilité suffisante et nécessaire au bon fonctionnement du marché.

La méthodologie de calcul des prix de référence de la CRE repose sur le constat qu'une large majorité des coûts des GRT sont des coûts fixes qui restent constants à court terme même si l'utilisation du réseau varie (ils représentent environ 90 % des coûts totaux en France). Ces coûts sont, pour la plupart, des coûts directement liés au niveau des investissements et sont en conséquence étroitement liés à la stratégie d'investissement. Cette stratégie d'investissement est élaborée en tenant compte des limites des réseaux qu'il est nécessaire de lever afin de garantir les principaux scénarios et configurations de flux.

³⁰ « Services de transport », les services régulés fournis par le gestionnaire de réseau de transport dans le système entrée-sortie aux fins de transport.

³¹ « Services annexes », les services régulés autres que les services de transport et autres que les services régis par le règlement (UE) n° 312/2014, qui sont fournis par le gestionnaire de réseau de transport

En principe, pour que le tarif payé par chaque utilisateur de réseau reflète parfaitement les coûts, ceux-ci doivent être répartis entre les utilisateurs de réseaux générant les besoins d'investissements. Cependant, le réseau de transport français étant complexe et largement maillé, une parfaite réflexivité des coûts est difficilement atteignable. Un compromis doit être trouvé afin de maintenir un tarif de transport suffisamment simple et stable. Pour cela, la CRE définit notamment des scénarios de flux pertinents dont la définition est décrite dans les paragraphes ci-après.

4.2.2.1.3 Répartition des coûts du réseau principal, régional, de la compensation stockage et lien avec les scénarios de flux pertinents

Les coûts liés au réseau de transport sont répartis de manière à éviter toute subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs de réseaux :

- les coûts du réseau principal (~ 1 000 M€/an) sont considérés comme des coûts associés à des services de transport³² et donc affectés aux deux catégories d'utilisateurs de réseaux (les utilisateurs acheminant du gaz vers les sorties transfrontalières et ceux alimentant la consommation nationale) ;
- les coûts du réseau régional (~ 1 200 M€/an) sont considérés comme des coûts associés à des services annexes³³, affectés uniquement aux utilisateurs alimentant la consommation nationale, qui en sont les seuls utilisateurs ;
- les coûts de compensation de stockage (~ 400 M€/an sur la période 2020-2023) sont considérés comme des coûts de services annexes, affectés à la consommation nationale.

Dans le tarif ATRT7, la répartition des coûts susmentionnée était étroitement liée et cohérente avec la définition des scénarios de flux pertinents retenus pour répartir les coûts du réseau principal entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux. En effet, ce sont les scénarios de flux retenus par la CRE dans sa méthodologie qui permettaient d'allouer les coûts du réseau régional et de la compensation stockage aux seuls consommateurs nationaux :

- s'agissant du réseau régional : les scénarios de flux retenus par la CRE ne prenaient en compte que la distance pour atteindre la sortie du réseau principal et non celle qui permet d'atteindre le consommateur final en traversant tout le réseau régional. Par conséquent, la CRE a choisi d'attribuer les coûts du réseau régional uniquement à la consommation nationale, et la distance calculée pour alimenter la consommation nationale est réduite en cohérence ;
- s'agissant de la compensation stockage : des stockages de gaz remplis bénéficient à tous les utilisateurs des réseaux, y compris les utilisateurs acheminant du gaz vers les sorties transfrontalières, à travers un niveau plus élevé de sécurité d'approvisionnement. Toutefois, la compensation stockage n'est collectée qu'auprès des consommateurs nationaux car la CRE considère qu'ils sont néanmoins les principaux bénéficiaires des stockages.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à ce que la répartition des coûts du réseau principal, régional et de la compensation stockage en vigueur durant l'ATRT7 soit maintenue pour l'ATRT8.

Compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE décide de maintenir la répartition des coûts des réseaux principal et régional et de la compensation stockage dans l'ATRT8.

4.2.2.1.4 Equilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional

Dès la mise en œuvre des premiers tarifs de transport de gaz, la CRE a visé à assurer l'équilibre, pour chaque GRT, d'une part entre les charges qui sont imputées au réseau principal et les recettes que génère son exploitation, et d'autre part entre les charges qui sont imputées au réseau régional et les recettes que génère son exploitation.

La CRE envisageait dans sa consultation publique de maintenir, pour le tarif ATRT8, le principe d'équilibre en moyenne sur la période tarifaire des charges et des recettes des réseaux principal et régional.

En conséquence, la CRE a demandé aux GRT de procéder à une répartition de leurs charges entre celles relatives au réseau principal et celles relatives au réseau régional. Cette répartition est fondée sur les deux principes suivants :

- les dépenses d'investissement et la majorité des charges d'exploitation sont directement rattachables à l'un ou l'autre des réseaux par les GRT et leur sont donc affectées ;

³² Tels que définis par le code de réseau Tarif

³³ Tels que définis par le code de réseau Tarif

- pour une partie mineure des charges d'exploitation dont la nature est trop générale pour permettre une affectation directe (par exemple, les frais de siège), les GRT appliquent une clé de répartition, correspondant généralement à une répartition au prorata des kilomètres de réseau.

En application de ces principes, sur la période ATRT8, les GRT font les prévisions de répartition des charges suivantes, à la maille France :

	Maille France	
	% des charges du réseau principal	% des charges du réseau régional
Moyenne ATRT8	46 %	54 %

La totalité des répondants à la consultation publique s'est exprimée favorablement au principe d'équilibre en moyenne sur la période tarifaire des charges et des recettes des réseaux principal et régional.

En conséquence, la CRE décide que le niveau des termes tarifaires sera fixé dans le tarif ATRT8 de telle sorte que les recettes collectées sur le réseau principal représentent environ 46 % des recettes totales et celles collectées sur le réseau régional représentent environ 54 % des recettes totales.

4.2.2.2 Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport

4.2.2.2.1 Grands principes de tarification du réseau principal

- **Tarification à la capacité**

Dans le tarif ATRT7, le tarif de transport de gaz était fondé sur une tarification à 100 % fonction de la capacité souscrite. En d'autres termes, les expéditeurs réservent des capacités qu'ils paient indépendamment de l'usage qu'ils en font.

Ce mode de tarification est conforme au code de réseau Tarif, qui prévoit, dans son article 4, que le revenu associé aux services de transport est recouvert par les tarifs de transport fondés sur la capacité. Ce mode de tarification permet notamment de prendre en compte l'effet positif que présentent les sites prévisibles et stables pour le système gazier, en particulier en termes de limitation des investissements. Ainsi, à consommation égale, le fournisseur d'un client thermosensible souscrit davantage de capacité, afin de couvrir la pointe de consommation, qui peut être éloignée de la consommation moyenne.

L'orientation de la CRE de maintenir ce principe de tarification 100 % à la capacité a reçu un avis favorable de l'ensemble des contributeurs à la consultation publique.

En conséquence, la CRE décide du maintien du principe de tarification 100 % à la capacité souscrite pour l'ATR8.

- **Système entrée-sortie**

Dans le tarif ATRT7, la structure tarifaire du réseau principal reposait sur un principe de tarification entrée-sortie. Ce principe permet aux utilisateurs du réseau de réserver séparément leurs capacités d'entrée et de sortie du réseau³⁴, et ainsi de pouvoir faire transporter le gaz entre les points de leur choix. Les termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent respectivement en entrée et en sortie du réseau français sont indépendants de la destination et de la provenance du gaz.

Ce principe de tarification entrée-sortie permet de garantir que les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau soient non discriminatoires et fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport.

La totalité des répondants s'est exprimée en faveur de ce système entrée-sortie.

En conséquence, la CRE décide de reconduire ce système de tarification entrée-sortie pour le tarif ATRT8.

- **Harmonisation des termes tarifaires de GRTgaz et Teréga**

Le tarif ATRT7 prévoyait l'harmonisation d'un certain nombre de termes tarifaires à l'échelle nationale. Ainsi, les termes tarifaires en entrée aux PIR de Dunkerque, Virtualys, Obergailbach, Oltingue et Pirineos sont identiques. C'est également le cas des termes tarifaires en entrée aux PITTM de Dunkerque, Montoir, Fos et Le Havre. L'alignement de ces termes offre aux expéditeurs la possibilité de choisir la source d'approvisionnement la plus compétitive.

³⁴ Dans un système entrée-sortie, les utilisateurs réservent séparément leurs capacités d'entrée et de sortie et les termes tarifaires dont ils s'acquittent respectivement en entrée et en sortie du réseau sont indépendants de la destination et de la provenance du gaz. La CRE souligne que ce concept de système entrée-sortie ne doit pas être opposé avec l'objectif de reflet des coûts. Les tarifs d'entrée et de sortie peuvent ainsi refléter les coûts d'utilisation du réseau, c'est-à-dire les coûts associés aux combinaisons probables d'entrées et de sorties en fonction des réservations de l'ensemble des utilisateurs.



En outre, les termes de sortie du réseau principal vers les réseaux régionaux de GRTgaz et de Teréga sont alignés entre eux.

Il en est de même des tarifs aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage) sur les réseaux de Teréga et de GRTgaz, à l'exception des tarifs des PITS Nord-Est et Atlantique, sur lesquels un rabais de 100 % a été mis en œuvre au 1^{er} avril 2023³⁵ afin de faciliter la souscription des stockages et de garantir la sécurité d'approvisionnement alors que les conditions de marché étaient dégradées.

La CRE envisageait dans sa consultation publique de reconduire ces principes pour l'ATRT8, à l'exception du rabais de 100 % appliqué aux PITS Nord-Est et Atlantique considérant que les circonstances ne justifiaient plus ce traitement spécifique.

La totalité des répondants s'est exprimée en faveur du maintien de l'harmonisation des termes tarifaires du réseau principal. Une majorité de répondants est également en faveur de la suppression du rabais de 100 %, seuls deux acteurs y sont défavorables, car ils estiment que cela réduirait l'attractivité des stockages.

Compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE décide de maintenir ce principe d'harmonisation des termes tarifaires pour l'ATRT8. La CRE décide également d'appliquer le même rabais à tous les PITS (y compris le PITS Nord Est et Atlantique). En effet, les conditions de marché sur les stockages se sont améliorées et permettent maintenant d'assurer un haut niveau de souscription et de remplissage des stockages. Depuis 2022, les opérateurs de stockages peuvent fixer les dates de leurs enchères avec davantage de souplesse³⁶ lorsque les conditions de marché sont favorables.

- **Répartition des coûts et recettes entre les points d'entrée et les points de sortie du réseau principal**

Outre la recherche d'une répartition équilibrée des recettes et des charges entre les réseaux principal et régional, la répartition des recettes doit également s'aborder sous l'angle du partage entre les points d'entrée et les points de sortie sur le réseau principal.

En France, le ratio de recettes entrées/sorties, calculé à partir des capacités souscrites aux différents points d'entrée et de sortie et des termes tarifaires en vigueur au 1^{er} avril 2023, était de 34/66 en 2023.

Le taux de répartition actuel est le résultat de la présence en France d'importantes capacités de stockage permettant d'assurer le passage de la pointe hivernale. Ainsi, les capacités souscrites par les expéditeurs en entrée sur le réseau de transport français sont significativement inférieures aux capacités souscrites en sortie.

La répartition des recettes à 50-50 ne figure dans le code de réseau Tarif qu'à titre indicatif. Cette répartition n'est pas pertinente dans un pays comme la France, disposant d'importantes capacités de stockage.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable au maintien de ce ratio. Quelques acteurs estiment qu'il pourrait être nécessaire d'allouer une part moindre des coûts aux entrées. Selon eux, le GNL jouera un rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement, et des tarifs trop élevés en entrées des terminaux méthaniers seraient préjudiciables au marché français.

La CRE estime que la modification de la répartition entrée/sortie conduirait à une augmentation excessive des termes tarifaires de livraison vers les consommateurs et des termes tarifaires des sorties transfrontalières.

En conséquence, la CRE décide de reconduire le ratio de recettes entrées/sorties à 34/66 pour l'ATRT8 :

Répartition par type de points en %	France
Entrées (PIR, PITTM)	34 %
Sorties (sorties PIR et sorties vers le réseau régional)	66 %

4.2.2.2 Méthode de calcul des termes tarifaires du réseau principal

a) Etapes de calcul des prix de référence

- 1) Comme envisagé dans la consultation publique, la CRE utilise les capacités et les distances comme principaux inducteurs de coûts. Les capacités souscrites sont prises en compte pour déterminer les scénarios de flux pertinents utilisés et pour calculer les différentes distances (cf. point c).

³⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2023

³⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 octobre 2022 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel applicables à compter d'octobre 2022

- 2) Les recettes perçues aux points d'entrée et celles perçues aux points de sortie sont réparties selon le ratio retenu par la CRE : 34 % aux points d'entrée et 66 % aux points de sortie. Ce ratio historique s'explique par la présence de grandes capacités de stockage en France qui conduisent à des capacités réservées aux points d'entrée nettement inférieures aux capacités réservées aux points de sortie (cf. 4.2.2.2.1).
- 3) La CRE détermine les scénarios de flux pertinents pour calculer les distances :
 - i. les scénarios de flux pertinents associent à chaque point de sortie un ou plusieurs points d'entrée (voir point c et Annexe 9) ;
 - ii. la CRE détermine ensuite la distance de gazoduc la plus courte entre les points d'entrée et de sortie pour chaque scénario de flux pertinent.
- 4) La CRE classe les points d'entrée en trois groupes homogènes de points (PIR, PITTM, PITS), dont les termes tarifaires sont harmonisés. Par conséquent, les tarifs d'entrée sont déterminés en tenant compte :
 - i. des capacités souscrites prévisionnelles aux différents points d'entrée ;
 - ii. des distances découlant des scénarios de flux, pondérées par la capacité souscrite ;
 - iii. d'un rabais de 60 % appliqué aux termes tarifaires d'entrée aux PITS, afin de prendre en compte le rôle des installations de stockage en termes de sécurité d'approvisionnement (cf. point d).
- 5) La CRE classe les points de sortie PITS et de sortie du réseau principal vers les consommateurs nationaux en deux groupes homogènes de points, dont les termes tarifaires sont harmonisés. Cette égalisation n'a aucune incidence sur la répartition des coûts entre les sorties transfrontalières et les consommateurs nationaux. Par conséquent, les tarifs de sortie sont déterminés en tenant compte :
 - i. des capacités souscrites prévisionnelles aux différents points de sorties ;
 - ii. des distances découlant des scénarios de flux, pondérées par la capacité souscrite ; ;
 - iii. d'un rabais de 60 % appliqué aux termes tarifaires de sortie aux PITS, afin de prendre en compte le rôle des installations de stockage en termes de sécurité d'approvisionnement (cf. point d).
 - iv. Afin d'éviter les subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs de réseaux, la CRE calcule les termes tarifaires de sortie de manière à ce que les coûts unitaires (€/MWh/j/an/km) pour acheminer du gaz vers les sorties transfrontalières et vers les consommateurs nationaux soient identiques.

b) Capacités souscrites retenues

Les capacités souscrites retenues par la CRE pour fixer les termes tarifaires de l'ATRT8 sont présentées dans le tableau ci-dessous. Comme indiqué dans la partie 3.2, le niveau de capacité retenu a évolué depuis la consultation publique.

MWh/j/an (en moyenne sur la période ATRT8)	Capacités souscrites en entrée	Capacités souscrites en sortie
PIR Virtualys	188 500	19 000
PIR Taisnières B	[confidentiel]	0
PIR Dunkerque	550 000	0
PIR Obergailbach	218 200	30 000
PIR Oltingue	0	200 000
PIR Pirineos	252 800	54 000
PITTM Dunkerque	370 000	
PITTM Fos	407 300	
PITTM Montoir	382 000	
PITTM Le Havre	110 000	
PITS Nord-Ouest	378 900	213 300
PITS Atlantique	637 500	312 500
PITS Sud-Est	644 800	109 800
PITS Nord B	77 900	42 200
PITS Nord Est	176 000	125 000

PITS Sud-Ouest	556 400	300 800
Sortie vers le réseau régional		3 870 000

c) Détermination des scénarios de flux pertinents pour le calcul des distances

La CRE considère que les principes de méthodologie de calcul des prix de référence en vigueur durant l'ATR7 restent pertinents. Cependant, depuis 2022, l'Europe, et *a fortiori* la France, ont connu une évolution significative des schémas de flux de gaz, en raison de la baisse des approvisionnements en gaz russe. Les flux de gaz étaient auparavant principalement orientés du nord et de l'est de la France vers le sud et l'ouest. Ceux-ci sont maintenant majoritairement en provenance du sud et de l'ouest de la France, avec une hausse des approvisionnements de gaz en provenance d'Espagne (via Pirineos) et des terminaux méthaniers.

La CRE considère que ces modifications significatives supposent de faire évoluer les scénarios de flux par rapport à ceux retenus pour l'ATR7. En prenant en compte les avis des acteurs de marché exprimés lors de l'atelier du 4 mai 2023, la CRE a envisagé dans sa consultation publique de retenir les schémas de fourniture et de consommation prévisibles suivants pour définir les scénarios de flux :

- prise en compte de l'ensemble des points d'entrée (PIR, PITTM, PITS) comme points d'entrée possiblement pertinents pour alimenter les consommateurs nationaux car l'utilisation de l'ensemble de ces points d'entrée est nécessaire en cas de pointe de froid. En revanche, les PITS ne sont pas considérés comme des points d'entrée possiblement pertinents pour exporter du gaz vers les pays étrangers depuis les stockages, en cohérence avec le fait que les coûts de la compensation stockage sont payés uniquement par les consommateurs nationaux ;
- prise en compte du PIR Dunkerque comme point d'entrée possiblement pertinent pour alimenter les PIR Obergailbach, Oltingue, Pirineos. Ces trois points de sortie sont tous susceptibles d'être alimentés par du gaz venant de Norvège ;
- prise en compte du PIR Virtualys comme point d'entrée possiblement pertinent pour alimenter les PIR Oltingue et Pirineos afin de refléter l'alimentation en GNL depuis la Belgique (ou depuis les Pays-Bas via la Belgique) ;
- prise en compte des terminaux méthaniers (PITTM) comme points d'entrée possiblement pertinents pour effectuer de l'exportation : compte tenu de la baisse des approvisionnements en gaz russe depuis 2022, le GNL arrivant en France ne sert plus uniquement à alimenter les consommateurs français, mais aussi l'exportation, y compris vers des pays disposant de leurs propres capacités d'approvisionnement en GNL, tels que l'Espagne et l'Italie ;
- exclusion du PIR Obergailbach comme point d'entrée possiblement pertinent pour exporter vers la Suisse et l'Italie via le point de sortie Oltingue. En effet, des trajets plus courts et moins coûteux en passant par d'autres routes comme Allemagne-Suisse-Italie existent et rendent particulièrement improbable un tel scénario de flux ;
- exclusion du PIR Virtualys comme point d'entrée possiblement pertinent pour exporter vers l'Allemagne. La Belgique et l'Allemagne étant directement interconnectées, un trajet plus court et moins coûteux existe et rend particulièrement improbable un tel scénario de flux.

En conséquence, dans sa consultation publique, la CRE envisageait d'établir les scénarios de flux pertinents sur lesquels se basent sa méthodologie de calcul des prix de référence de la manière suivante :

1. La CRE envisageait de conserver deux schémas de scénarios de flux, un schéma « été » (7 mois) et un schéma « hiver » (5 mois) afin de refléter correctement le fonctionnement du système gaz en fonction de la saison :
 - dans le schéma « été », les points d'entrée sont les PIR et les PITTM. Ils servent à alimenter les points de sortie transfrontaliers, les sorties aux PITS pour remplir les stockages souterrains de gaz, et les points de livraison vers les consommateurs nationaux au prorata de leur consommation annuelle de référence ;
 - dans le schéma « hiver », les points d'entrée sont les PIR, les PITTM et les PITS. Ils servent à alimenter les points de sortie transfrontaliers et les points de livraison vers les consommateurs nationaux au niveau de leur souscription en sortie du réseau principal. La CRE fait l'hypothèse que les PITS n'alimentent que les points de livraison vers les consommateurs nationaux.

2. Dans chacun des schémas (le schéma « été » et le schéma « hiver »), la CRE a considéré que chaque point de sortie était alimenté par le point d'entrée le plus proche tant qu'il y restait de la capacité souscrite disponible et dans le respect des schémas de fourniture et de consommation prévisibles. Cette hypothèse est cohérente avec la configuration du réseau français où les points d'entrée du réseau principal sont répartis sur le territoire français et que les consommations nationales sont principalement situées à proximité des frontières. Plus précisément, dans la limite des capacités souscrites, la CRE associe à chaque sortie les entrées permettant de minimiser, à l'échelle du système français, la distance moyenne entre entrées et sorties associées, pondérée par les capacités souscrites³⁷.

Réponses à la consultation publique

La majorité des contributeurs à la consultation publique est favorable aux scénarios de flux ainsi envisagés par la CRE et considère qu'ils reflètent bien la reconfiguration des flux depuis 2022 (plus de GNL, moins de gaz russe).

Quelques acteurs émettent des remarques.

Un acteur considère que certaines contraintes de flux de l'ATRT7 devraient être conservées car il lui semble illogique que du GNL puisse être déchargé en France pour être exporté vers l'Italie ou l'Espagne qui disposent de leurs propres terminaux.

Un autre répondant considère que les utilisateurs exportant du gaz depuis la France bénéficient des stockages et que les scénarios de flux et l'assiette de recouvrement de la compensation stockage devraient en tenir compte.

Deux répondants estiment que la CRE devrait commenter les résultats du calcul des scénarios de flux pour que les acteurs de marché puissent comprendre pourquoi deux entrées sont parfois nécessaires pour alimenter une sortie et pourquoi il n'est pas toujours possible de retenir l'entrée la plus proche.

Enfin, deux répondants contestent l'approche envisagée par la CRE qu'ils considèrent différente pour les points de livraison nationaux et pour les sorties transfrontalières. Ils estiment que l'utilisation de scénarios de flux est assimilable à une tarification point-à-point, incompatible selon eux avec un système entrée-sortie. Ils souhaiteraient que la CRE applique la méthodologie de calcul des prix de référence CWD définie dans l'article 8 du code de réseau tarif sans scénario de flux. Ces répondants considèrent également qu'Obergailbach (entrée depuis l'Allemagne) devrait être considéré comme une source d'alimentation possible pour la sortie Oltingue (Suisse / Italie). D'après eux, la présence d'une place de marché liquide en France rend impossible l'exclusion de tel ou tel scénario de flux.

Analyse de la CRE

La CRE rappelle que la possibilité de combiner des points fondés sur des scénarios de flux est prévue par les articles 3 et 8 du code de réseau tarif³⁸ dans le cadre de la méthodologie standard du prix de référence (CWD) :

- à son article 3 (20), le code de réseau Tarif prévoit que : « *un scénario de flux est une combinaison d'un point d'entrée et d'un point de sortie représentative de l'utilisation du réseau de transport si l'on se base sur les schémas de fourniture et de consommation prévisibles et pour laquelle il existe au moins un gazoduc permettant d'injecter du gaz dans le réseau de transport à ce point d'entrée et d'en soutirer à ce point de sortie, indépendamment de la question de savoir si la capacité est achetée à ce point d'entrée et à ce point de sortie* ».
- à son article 8 (1), le code de réseau Tarif prévoit que : « *les paramètres de la méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération sont les suivants : [...] c) lorsque les points d'entrée et de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent, la distance la plus courte en parcourant les gazoducs entre un point d'entrée ou un groupe de points d'entrée et un point de sortie ou un groupe de points de sortie d) les combinaisons de points d'entrée et de points de sortie, lorsque certains points d'entrée et certains points de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent* ».

1. Conformité avec un système entrée-sortie

Dans un système entrée-sortie, les utilisateurs du réseau doivent pouvoir acheter des capacités d'entrée et de sortie séparément. Ils peuvent ainsi faire transporter du gaz à partir de n'importe quel point d'entrée jusqu'à n'importe quel point de sortie, le GRT étant responsable de la gestion des flux sur son réseau. Le terme tarifaire à un point d'entrée et de sortie donné du réseau doit être indépendant de la destination et de la provenance du gaz.

³⁷ Ce calcul est réalisé en utilisant un algorithme d'optimisation linéaire dit « Simplex » adapté à ce type de problème (la distance moyenne à minimiser et les contraintes de capacités à respecter s'expriment toutes comme des fonctions linéaires).

³⁸ Règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz

A cet égard, le fait de recourir à des scénarios de flux pertinents ne remet nullement en cause le principe de tarification selon un système entrée-sortie. En effet, non seulement les utilisateurs du réseau auront toujours la possibilité de réserver séparément leurs capacités d'entrée et de sortie du réseau, et ainsi, de faire transporter le gaz de n'importe quel point d'entrée vers n'importe quel point de sortie, mais le niveau des termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent respectivement à un point donné en entrée et en sortie du réseau français reste indépendant de la destination et de la provenance du gaz.

Les scénarios de flux pertinents ne sont pris en compte par la CRE que pour fixer le niveau de ces termes. Ce niveau est fixé pour refléter les coûts supportés par les GRT pour l'utilisation du réseau et les investissements associés, qui dépendent principalement de deux facteurs : la capacité et la distance.

La CRE considère, comme le code de réseau Tarif, qu'il n'y a pas d'incompatibilité entre les scénarios de flux et le modèle entrée-sortie. La CRE souligne que ce concept de système entrée-sortie ne doit pas être opposé avec l'objectif de reflet des coûts. Les tarifs d'entrée et de sortie peuvent ainsi refléter les coûts d'utilisation du réseau, c'est-à-dire les coûts associés aux combinaisons représentatives de l'utilisation du réseau de transport d'entrées et de sorties en fonction des réservations de capacités de l'ensemble des utilisateurs.

2. *Exclusion des entrées Virtualys et Obergailbach pour alimenter respectivement les sorties Obergailbach et Oltingue*

Concernant l'exclusion des entrées Virtualys (depuis la Belgique) et Obergailbach (depuis l'Allemagne) pour alimenter respectivement les sorties Obergailbach (vers l'Allemagne) et Oltingue (vers la Suisse et l'Italie), la CRE considère que les acteurs de marché sont rationnels et cherchent à maximiser leurs profits. Il existe, dans les deux cas, des interconnexions directes de la Belgique vers l'Allemagne et de l'Allemagne vers la Suisse. Ces routes directes sont plus compétitives³⁹.

En conséquence, il est très improbable qu'un échange de gaz entre un vendeur situé en Belgique ou en Allemagne et un acheteur situé respectivement en Allemagne ou en Suisse génère une réservation de capacité ou un flux de gaz en France. Si tel était le cas, les conditions de l'échange seraient inutilement dégradées (pour financer le détour par la France, le vendeur devrait accepter de céder son gaz à moindre prix ou l'acheteur de l'acquiescer à un prix plus élevé). La CRE ne considère pas que la présence d'une place de marché liquide en France implique que les flux de gaz viennent de destinations indifférenciées. Au contraire, la création de ces places de marché liquides en Europe a permis aux expéditeurs d'optimiser leurs flux en fonction des signaux économiques et des places de marché les plus compétitives.

3. *Rôle des terminaux méthaniers*

Concernant la prise en compte des terminaux méthaniers comme sources potentielles pour alimenter les sorties Oltingue et Pirineos, la CRE maintient que, en raison de l'importance prise par le GNL dans l'approvisionnement de l'Europe depuis 2022, il est pertinent de considérer que du GNL débarqué en France puisse être réexporté vers les pays voisins.

4. *Rôle des stockages*

Enfin, la CRE considère qu'il est pertinent que les scénarios de flux retenus soient cohérents avec les modalités de recouvrement de la compensation stockage (cf. partie 5) : les consommateurs nationaux étant les principaux bénéficiaires des stockages en termes de sécurité d'approvisionnement, il est pertinent qu'ils en assument les coûts.

Résultat du calcul des scénarios de flux

Il résulte de ce calcul plus de 600 scénarios de flux pour chaque schéma de flux « été » et « hiver ».

Dans les schémas « été » et « hiver », les scénarios de flux retenus permettent de minimiser la distance moyenne entre entrées et sorties, pondérée par les capacités souscrites. Cette optimisation ne conduit pas systématiquement à retenir l'entrée la plus proche pour alimenter chaque sortie. Les capacités souscrites de l'entrée la plus proche sont parfois entièrement utilisées pour d'autres sorties. Il arrive aussi qu'il faille recourir à deux entrées pour satisfaire aux besoins de certaines sorties dont les capacités souscrites sont importantes.

La CRE souligne qu'en cohérence avec le fonctionnement réel du système français, les schémas « été » et « hiver » diffèrent significativement en raison du rôle important des stockages dans le système français.

Les scénarios de flux présentés précédemment aboutissent aux distances moyennes pondérées par la capacité ci-dessous :

- une distance de 672 km pour le point de sortie PIR Obergailbach ;
- une distance de 669 km pour le point de sortie PIR Oltingue ;

³⁹ Voir le rapport de l'ACER « *Market Monitoring Report* », figure 1 de l'Annexe 1 pour les coûts d'entrée et de sortie des différentes zones de marché

- une distance de 835 km pour le point de sortie PIR Pirineos.

Pour les consommateurs nationaux, il en résulte environ 600 scénarios de flux pertinents définis (un pour chaque point de sortie vers le réseau régional). La liste des scénarios de flux est donnée en annexe 9 de la délibération. Les distances obtenues varient de 1 km à 925 km.

Les termes tarifaires de sortie vers le réseau régional étant égalisés, la CRE retient la distance moyenne pondérée par les capacités de ces scénarios de flux pour alimenter les consommateurs nationaux, soit 249 km. Il convient de souligner que cette égalisation conduit à ce qu'une distance unique (égale à 249 km) soit retenue pour l'alimentation de l'ensemble des points sur le territoire français, y compris pour ceux situés à proximité des points de sortie aux interconnexions pour lesquels une distance différente est retenue dans le cadre des scénarios de flux. Pour autant, le fait d'utiliser une distance moyenne unique et donc d'égaliser les termes de sortie vers le réseau régional n'a aucune conséquence sur la répartition globale entre les coûts affectés aux flux vers les sorties transfrontalières et ceux affectés aux flux vers les consommateurs nationaux.

Conclusion

Compte tenu des éléments susmentionnés, la CRE décide d'appliquer sa méthodologie de calcul des prix de référence présentée dans sa consultation publique pour l'ATRT8. La CRE considère que cette méthodologie est conforme aux dispositions du code de réseau Tarif. Ces scénarios reflètent l'utilisation du réseau via des schémas de fourniture et de consommation prévisibles dont la CRE vérifie la cohérence et la réalité. L'ensemble des scénarios de flux pris en compte par la CRE permet d'attribuer à chaque catégorie d'utilisateurs de réseaux les coûts liés aux contraintes qu'ils génèrent.

La CRE considère en particulier que les scénarios de flux calculés permettent de refléter le fonctionnement probable du réseau, compte tenu des capacités souscrites par l'ensemble des acteurs et des positions géographiques des sorties (zones de consommation, sorties transfrontalières, stockage en été) par rapport aux entrées (entrées transfrontalières, terminaux méthaniers, stockage en hiver). A titre d'illustration, appliquer la méthode de référence CWD du code de réseau Tarif sans scénario de flux reviendrait à considérer que la consommation nationale se situe à plus de 500 km des entrées, soit entièrement au centre du pays, ce qui ne correspond pas à la réalité.

d) Ajustement des termes tarifaires aux points d'entrée et de sortie des stockages

L'article 9 du code de réseau Tarif prévoit qu'un rabais d'au moins 50 % est appliqué aux tarifs de transport fondés sur la capacité aux points d'entrée en provenance et de sortie à destination des stockages. La CRE a fixé un rabais de 80 % aux termes tarifaires des PITS pour l'ATRT7.

Pour l'ATRT8, la CRE maintient constante par rapport à l'ATRT7 la part du revenu autorisé du réseau principal collectée aux PITS (soit environ 6 %), ce qui correspond à un rabais de 60 % appliqué aux termes tarifaires des PITS. Ce niveau permet de ne pas dégrader l'attractivité des stockages, de maintenir une incitation à leur remplissage et de tenir compte de leur rôle pour le bon fonctionnement du système et en termes de sécurité d'approvisionnement. Les manques à gagner induits par ce rabais, respectivement en entrée et en sortie, sont compensés par un recalage des autres termes tarifaires d'entrée d'une part et de sortie d'autre part.

e) Cohérence des coûts unitaires

L'article 5 du code de réseau Tarif prévoit qu'une évaluation de la répartition des revenus associés aux services de transport est effectuée afin de mesurer le degré des subventions croisées entre l'utilisation du réseau interne au système (consommation nationale) et l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents, sur la base de la méthode de calcul des prix de référence retenue. Cet article prévoit également que tout écart de la répartition de ces coûts, dépassant 10 %, devra faire l'objet de justifications.

Le résultat des indices de comparaison de la répartition des coûts définis dans cet article et en application de la méthode de calcul des prix de référence décidée par la CRE, est de 0 %. En effet, la méthodologie d'élaboration de la grille tarifaire retenue par la CRE permet d'aboutir à un coût unitaire identique pour l'alimentation des sorties transfrontalière et l'alimentation des consommateurs nationaux.

Le calcul des indices de comparaison est synthétisé ci-dessous. Il prend en compte les moyennes des hypothèses de souscriptions durant la période ATRT8 :

- Cas de la consommation nationale

L'alimentation de 1 MWh/j/an d'un client national nécessite en moyenne, compte tenu des souscriptions des capacités de stockage, la souscription de 0,57 MWh/j/an de capacités d'entrées en France (PIR/PITTM), et de 0,64 MWh/j/an de capacité d'entrée (soutirage) aux PITS. Ces ratios sont calculés sur la base des capacités souscrites (en moyenne sur la période ATRT8). Par ailleurs, la souscription de 0,64 MWh/j/an de capacité d'entrée aux PITS (soutirage) nécessite la souscription de 0,29 MWh/j/an de capacité de sortie (injection) aux PITS (en moyenne sur la période ATRT8).

$$Ratio_{cap}^{intra} = \frac{Revenu_{cap}^{intra}}{Driver_{cap}^{intra}} = \frac{(tarifs\ d'entrée + TCS) * capacité\ de\ sortie\ vers\ le\ réseau\ régional}{Distance\ d'alimentation\ de\ la\ consommation\ nationale * Capacités}$$

$$= \frac{(0,57 \times TCE_{PIR/PITTM} + 0,64 \times TCES_{PITS} + 0,29 \times TCSS_{PITS} + TCS_{vers\ RR}) * 3\ 870\ 000}{249 * 3\ 870\ 000} = 0,84$$

Avec :

- $Revenu_{cap}^{intra}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité facturés pour l'utilisation du réseau interne à un système ;
- $Driver_{cap}^{intra}$; est la valeur du ou des facteurs de coût en rapport avec la capacité pour l'utilisation du réseau interne au système, tels que la somme des capacités souscrites journalières prévisionnelles moyennes à chaque point ou groupe de points d'entrée et de sortie internes à un système ; elle est définie dans une unité de mesure telle que le MWh/jour. Les inducteurs de coût considérés par la CRE sont la capacité et la distance ;
- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ou PITTM ;
- TCES : terme tarifaire d'entrée depuis les PITS (soutirage) ;
- TCSS : terme tarifaire de sortie vers les PITS (injection) ;
- TCS : terme tarifaire de sortie vers le réseau régional (c'est à dire vers les consommateurs nationaux).

- Cas des flux transfrontaliers :

L'alimentation par un utilisateur d'une sortie transfrontalière à hauteur de 1 MWh/jour/an nécessite la souscription de 1 MWh/jour/an de capacités d'entrées en France (PIR/PITTM) :

$$Ratio_{cap}^{cross} = \frac{Revenu_{cap}^{cross}}{Driver_{cap}^{cross}} = \frac{(\text{termes d'entrée} + \text{termes de sorties}) * capacités\ de\ sortie\ transfrontalière}{distances\ d'alimentation\ du\ transit * Capacités}$$

Dans le cas de la sortie Obergailbach :

$$= \frac{(TCE_{PIR/PITTM} + TCST_{Obergailbach}) * 30\ 000}{30\ 000 * 672} = 0,84$$

Dans le cas de la sortie Oltingue :

$$= \frac{(TCE_{PIR/PITTM} + TCST_{Oltingue}) * 200\ 000}{200\ 000 * 669} = 0,84$$

Dans le cas de la sortie Pirineos :

$$= \frac{(TCE_{PIR/PITTM} + TCST_{Pirineos}) * 54\ 000}{54\ 000 * 835} = 0,84$$

Avec:

- $Revenu_{cap}^{cross}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité facturés pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents ;
- $Driver_{cap}^{cross}$ est la valeur du ou des facteurs de coût de la capacité pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents, tels que la somme des capacités souscrites journalières prévisionnelles moyennes à chaque point ou groupe de points d'entrée et de sortie entre systèmes ; elle est définie dans une unité de mesure telle que le MWh/jour. Les inducteurs de coût considérés par la CRE sont la capacité et la distance ;
- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ou PITTM ;
- TCST : terme tarifaire de sortie PIR.

$$Comp_{cap} = \frac{2 * (Ratio_{cap}^{intra} - Ratio_{cap}^{cross})}{Ratio_{cap}^{intra} + Ratio_{cap}^{cross}} = \frac{2 * (0,84 - 0,84)}{0,84 + 0,84} = 0$$

La méthodologie de calcul des prix de référence retenue par la CRE aboutit à un coût unitaire identique pour les différentes catégories d'utilisateur de réseau.

4.2.2.2.3 Cas particulier de la sortie au PIV Virtualys

L'interconnexion à Alveringem a été créée dans le cadre de la mise en service du terminal de Dunkerque en 2016, et permet d'acheminer physiquement du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. Deux types de capacités sont commercialisés :

- une capacité d'entrée directe en Belgique depuis le terminal de Dunkerque LNG commercialisée par Fluxys, qui souscrit pour cela auprès de GRTgaz une prestation d'acheminement entre le terminal de Dunkerque et Alveringem ;
- une capacité d'interconnexion entre la TRF et le marché belge commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys au sein du Point d'interconnexion virtuel (PIV) Virtualys.

Compte tenu de la faible distance parcourue en France par le gaz non odorisé à destination de la Belgique, un principe de tarification à la distance ne peut être retenu car il ne permettrait pas de couvrir les coûts de développement de l'interconnexion créée.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011⁴⁰, la CRE a retenu une tarification de la capacité en sortie à Alveringem fondée sur le coût réel de l'investissement constaté à la fin des travaux et sur le niveau total de capacité. Autrement dit, le terme tarifaire de sortie au PIV Virtualys a été calculé sur la base d'un test économique de sorte que les souscriptions sur ce point du réseau couvrent une partie suffisante des coûts afférents. Ce type de raisonnement est conforme à l'esprit des dispositions adoptées *a posteriori*, le 16 mars 2017, dans les codes de réseau Tarif (chapitre IX) et CAM (chapitre V) concernant le développement de capacités supplémentaires. La délibération du 12 juillet 2011 prévoit que le tarif en sortie du PIV Virtualys évoluera conformément au reste du tarif de GRTgaz.

La grande majorité des répondants s'est exprimée favorablement à la reconduction de ces principes en ATRT8.

En conséquence, la CRE décide de reconduire ces principes pour l'ATRT8.

4.2.2.2.4 Niveau des multiplicateurs

Des multiplicateurs s'appliquent aux termes du réseau principal : ils visent principalement à conserver un niveau de souscription long terme élevé, en incitant les acteurs à souscrire des capacités annuelles, plutôt que des capacités de court terme.

L'article 13 du code de réseau Tarif prévoit que pour les produits de capacité trimestriels et mensuels, le niveau des multiplicateurs « *n'est pas inférieure à 1 et n'est pas supérieure à 1,5* ». Pour les produits de capacité journaliers et infrajournaliers, le niveau des multiplicateurs n'est pas inférieur à 1 et pas supérieur à 3 sauf dans des cas dûment justifiés.

Le code de réseau Tarif précise par ailleurs qu'il convient de tenir compte de plusieurs aspects pour la fixation de ces multiplicateurs, dont notamment :

- l'équilibre entre la facilitation des échanges de gaz à court terme et la fourniture de signaux à long terme pour permettre des investissements efficaces dans le réseau de transport ;
- l'impact sur le revenu associé aux services de transport et leur recouvrement ;
- les situations de congestion contractuelle ou physique.

Les multiplicateurs en vigueur dans l'ATRT7, qui varient entre 1 et 1,5, sont compris dans la fourchette prévue par le code de réseau Tarif. Ces multiplicateurs ont été fixés afin, d'une part, de conserver un niveau de souscriptions long terme élevé, et d'autre part, de faciliter les échanges de court terme et favoriser l'intégration et la liquidité du marché.

Par ailleurs, lorsqu'un point était congestionné (c'est-à-dire que lors de l'allocation des produits fermes annuels aux enchères, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve et qu'au moins 98 % des capacités commercialisées ont été souscrites), l'ATRT7 prévoyait qu'un multiplicateur égal à 1 s'applique pour les produits trimestriels, mensuels et quotidiens.

La CRE considère que les niveaux fixés durant l'ATRT7 ont permis de remplir les objectifs de conserver un niveau de souscription long terme élevé, et d'autre part, de faciliter les échanges de court terme et favoriser l'intégration et la liquidité du marché.

⁴⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

La CRE envisageait donc dans sa consultation publique de maintenir le niveau des multiplicateurs pour l'ATRT8. Par ailleurs, la CRE envisageait la suppression du tarif congestionné en ATRT8, afin, d'une part, de maximiser les revenus collectés aux points d'interconnexion, et d'autre part, de conserver une incitation pour les utilisateurs à réserver des capacités de long terme.

Enfin, la CRE envisageait, dans l'éventualité où des produits non standards seraient commercialisés par les GRT au cours de la période tarifaire ATRT8, que le multiplicateur du produit standard de durée inférieure s'applique : par exemple, dans le cas d'un produit saisonnier, le multiplicateur applicable aux produits trimestriels serait appliqué.

La totalité des répondants à la consultation publique partage la position de la CRE concernant le niveau des multiplicateurs.

La CRE décide donc de conserver pour l'ATRT8 le niveau des multiplicateurs de l'ATRT7.

Une grande majorité des répondants est également favorable à la suppression des tarifs congestionnés, et considère que cela favorisera les réservations de long terme.

La CRE décide de supprimer les tarifs congestionnés.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE décide que les multiplicateurs suivants s'appliqueront pour l'ATRT8 :

Capacité	Coefficient	Facteur multiplicatif
Trimestrielle	1/3 du terme annuel	1,33
Mensuelle	1/8 du terme annuel	1,5
Quotidienne	1/30 du terme mensuel	1,5

Dans l'éventualité où des produits non standards seraient commercialisés par les GRT au cours de la période tarifaire ATRT8, la CRE décide que le multiplicateur du produit standard de durée inférieure s'applique : par exemple, dans le cas d'un produit saisonnier, le multiplicateur applicable aux produits trimestriels serait appliqué.

4.2.2.2.5 Grille tarifaire

La grille tarifaire applicable en 2024 est présentée ci-après de manière synthétique. Elle est calculée sur la base du revenu autorisé des opérateurs présenté dans la partie 3.3 :

€/MWh/j/an	Termes actuels	Termes au 1 ^{er} avril 2024	Termes au 1 ^{er} octobre 2024	Evolution
Entrées PIR	105,70	105,70	130,63	+23,6 %
Entrée PIR Taisnières B	81,99	81,99	101,61	+23,9 %
Entrées PITTM	95,13	116,36	116,36	+22,3 %
Entrées PITS	9,22	10,88	10,88	+18,1 %
Sortie PIR Obergailbach	375,60	375,60	443,25	+18,0 %
Sortie PIR Oltingue	386,85	386,85	440,47	+13,9 %
Sortie PIR Pirineos	587,20	587,20	580,15	-1,2 %
Sortie PIR Virtualys	42,05	42,05	52,17	+24,0 %
Sorties PITS	21,53	28,52	28,52	+32,5 %
Sorties du réseau principal vers le réseau régional	95,20	124,42	124,42	+30,7 %

Par la suite, les termes tarifaires évolueront annuellement, au 1^{er} octobre pour les PIR et au 1^{er} avril pour les autres termes tarifaires, par application d'un coefficient $Z=IPC + k$, comme décrit au 2.3.4 de la délibération.

4.2.3 Tarification des capacités interruptibles

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE envisageait de retenir :

- un taux d'interruption et donc un rabais de 50 % pour les points d'entrée aux PIR Dunkerque, Virtualys, Taisnières B et Obergailbach ;
- un rabais de 25 % au PIR Pirineos en ligne avec les probabilités d'interruption calculée par les GRT au point d'entrée à Pirineos ;
- un rabais de 15 % aux points de sortie Pirineos et Oltingue ;
- un rabais de 50 % pour les capacités interruptibles aux PITS.

Les répondants à la consultation publique sont favorables à ces orientations.

La CRE considère qu'il est pertinent de rapprocher les rabais applicables des taux d'interruption effectivement constatés et maintient ses orientations faites dans la consultation publique. Les rabais applicables aux capacités interruptibles pour la période ATRT8 sont les suivants :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
Entrées aux PIR Dunkerque, Virtualys, Taisnière B et Obergailbach	50 %
Entrées au PIR Pirinéos	25 %
Sorties aux PIR Oltingue et Pirinéos	15 %
Sorties aux PITS	50%

Un retour sur expérience sera réalisé par les GRT pour déterminer l'impact des changements de flux sur les probabilités d'interruption.

4.2.4 Tarification des capacités rebours

4.2.4.1 Capacités rebours aux PIR

Les capacités « Rebours virtuel » sont des capacités dont la disponibilité dépend du niveau de flux commercial dans le sens principal du point d'interconnexion concerné. Les flux commerciaux de gaz de certains points d'interconnexion en entrée France, notamment avec l'Allemagne (Obergailbach) et la Belgique (Virtualys) ont fortement diminué ou ont été interrompus, à mesure que les prix du gaz des marchés allemands et belges dépassaient le prix du marché français.

La valeur des capacités rebours subit deux effets contradictoires. D'une part, les baisses ou interruptions du flux physique réduisent d'autant la disponibilité (et donc la valeur) des capacités rebours virtuels. D'autre part, l'évolution de l'écart de prix du gaz entre le marché allemand ou belge et le marché français a plutôt contribué à renforcer la valeur de ces capacités.

Pour les capacités rebours, la CRE envisageait dans sa consultation publique de maintenir le rabais de 80 % par rapport au tarif du point d'entrée aux PIR.

La totalité des répondants est favorable aux orientations envisagées par la CRE.

Compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE décide de maintenir le rabais de 80 % par rapport au tarif du point d'entrée aux PIR.

4.2.4.2 Capacités rebours aux PITTM

4.2.4.2.1 Principe de l'offre de liquéfaction virtuelle des terminaux méthaniers

Elengy propose de créer un service de liquéfaction virtuelle. Le principe de cette offre est de permettre à tous les expéditeurs actifs sur le réseau de transport d'acquérir du GNL en cuve en effectuant une nomination « rebours » depuis le réseau de transport vers le terminal, ce qui réduit d'autant l'émission du terminal vers le réseau. Cette nomination « rebours » serait effectuée à l'occasion du guichet d'allocation intra-journalier (et uniquement lorsque le terminal dispose de la flexibilité nécessaire). Dunkerque LNG envisage de proposer un service comparable.

La CRE a interrogé le marché à deux reprises sur cette offre :



- dans sa consultation publique du 10 novembre 2022⁴¹, la CRE a présenté les principes de l'offre, les acteurs étaient favorables à une étude approfondie de ce service par la CRE.
- dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE a présenté l'offre de rebours envisagée par GRT-gaz, et envisagé deux méthodes pour fixer le tarif du rebours virtuel au PITTM sur le réseau de transport.

Seuls les opérateurs d'infrastructures se sont exprimés favorablement à la création d'un service de rebours virtuel vers les terminaux méthaniers. Les autres (principalement des fournisseurs) y sont opposés et ont demandé a minima des études complémentaires. En effet, ces acteurs considèrent inéquitable que des concurrents ne déchargeant pas de GNL en France puissent acquérir du GNL sans supporter les risques et les coûts de la chaîne GNL.

Compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE ne met pas en place ce dispositif durant la période de l'ATRT8.

4.3 Structure tarifaire du réseau régional

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

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

La tarification de la livraison dépend :

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

4.3.1 Modalités de souscription des capacités

4.3.1.1 Tarification des capacités infra-annuelles

En sortie du réseau principal et pour l'acheminement sur le réseau régional et la livraison, les consommateurs raccordés au réseau de transport peuvent souscrire de la capacité pour une durée annuelle, mensuelle ou quotidienne. Ces souscriptions donnent droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière de livraison souscrite. Ils peuvent également demander une capacité horaire supplémentaire, en acquittant un complément de prix.

Le réseau de transport de gaz est dimensionné afin de pouvoir acheminer la quantité de gaz nécessaire au passage de la pointe de consommation au risque 2 % (dit risque « P2 »), soit la pointe de consommation à une température extrêmement basse atteinte trois jours de suite, telle qu'il s'en produit statistiquement une fois tous les 50 ans.

Ce dimensionnement implique que les coûts de réseau pour un consommateur présent uniquement les mois les plus froids est proche des coûts générés par un consommateur présent toute l'année. La CRE a en conséquence retenu des principes de tarification encourageant les expéditeurs à souscrire principalement sur une base annuelle. Il est possible de réserver des capacités intra-annuelles en payant le coût de la capacité annuelle multiplié par un certain coefficient fonction de la durée du produit et du moment de l'année (avec un coefficient plus élevé l'hiver que l'été).

Par ailleurs, l'article D452-1-2 du code de l'énergie prévoit que « *[l]es tarifs d'utilisation des réseaux de transport applicables durant les mois de novembre à avril peuvent être fixés à un niveau supérieur à celui permettant la stricte couverture des coûts de réseau, sous réserve qu'ils fassent l'objet, durant les mois de mai à octobre, d'une modulation à la baisse permettant de maintenir sur l'année la couverture des coûts [...]* ».

Les souscriptions de capacités intra-annuelles sont limitées car la grande majorité des consommateurs ont leur pointe de consommation en hiver : elles représentent moins de 4 % des capacités souscrites par les consommateurs raccordés au réseau de transport.

La CRE considérait dans la consultation publique que les coefficients prévus dans l'ATRT7 étaient toujours pertinents. Elle envisageait donc dans sa consultation publique de les reconduire pour l'ATRT8.

La totalité des répondants partage la position de la CRE.

Compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE décide de maintenir les coefficients suivants en ATRT8 :

⁴¹ Consultation publique n°2022-13 du 10 novembre 2022 relative à l'évolution au 1er avril 2023 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT7), des stockages (ATS2) et des terminaux méthaniers régulés (ATTM6)

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Janvier - Février - Décembre	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet – Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel

4.3.1.2 Calcul des pénalités de dépassement

Dans le tarif ATRT7, les dépassements de capacité journalière et horaire étaient pénalisés de la manière suivante :

- pour les dépassements de capacité journalière, le calcul des pénalités est fondé sur le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière :
 - o pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée ;
 - o 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 ;
- pour les dépassements de capacité horaire, le dépassement est calculé en considérant la valeur maximale de la moyenne horaire des quantités livrées au point de livraison concerné sur quatre heures consécutives. Le calcul des pénalités est fondé sur le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire :
 - o pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée ;
 - o pour la partie du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité horaire.

Les règles de pénalisation applicables dans le tarif ATRT7 peuvent être synthétisées ainsi :

	Capacité journalière (J)	Capacité horaire (h)
Plancher de pénalisation	3 %	10 %
Pénalisation	> 3 % Pénalité = prix quotidien de la capacité journalière x 20	> 10 % Pénalité = prix quotidien de la capacité horaire x 45

La majorité des contributeurs à la consultation publique est favorable à la reconduction pour l'ATR7 des règles de pénalisation prévues par l'ATR7. Quelques acteurs, dont des associations de consommateurs, les considèrent comme excessives.

La CRE décide de reconduire les paramètres du calcul des pénalités de dépassement. Le tarif ATR7 avait déjà abaissé les montants de pénalité et la CRE estime que les pénalités doivent être suffisamment importantes pour dissuader les consommateurs industriels de ne réserver leurs capacités qu'a minima.

4.3.2 Timbre d'injection biométhane⁴²

La 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, dite « loi Egalim », a instauré le principe du droit à l'injection pour les producteurs de biogaz. En effet, son article 94 a introduit l'article L. 453-9 au sein du code de l'énergie qui dispose, notamment, que « [l]orsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements [...] ».

⁴² Ou de gaz renouvelable et bas carbone, tel que cela sera défini dans la délibération ATRD7 de GRDF



Les modalités de mise en œuvre de cet article ont été précisées par le décret n°2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit, et par l'arrêté du 28 juin 2019⁴³ pris en application de ce décret.

Le décret du 28 juin 2019 susvisé, dont les dispositions sont aujourd'hui codifiées aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie, a introduit trois dispositifs dont l'objectif est notamment le développement efficace de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel :

- un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel. Il s'agit, pour chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel, de définir le réseau le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement d'une nouvelle installation de production de biogaz qui s'y implanterait. Ces zonages doivent être validés par la CRE ;
- pour les ouvrages de renforcement, un dispositif d'évaluation et de financement par les gestionnaires de réseau des coûts associés, dans la limite d'un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») ;
- pour les ouvrages mutualisés qui ne sont pas des renforcements, un dispositif de partage des coûts entre les producteurs d'une même zone.

La CRE a précisé, dans sa délibération n°2019-242 du 14 novembre 2019⁴⁴ (ci-après, la « Délibération Biométhane »), les modalités opérationnelles de mise en œuvre du droit à l'injection et notamment celles concernant la validation des investissements de renforcement des GRD, dont le processus a été précisé dans la délibération n°2020-261 du 22 octobre 2020⁴⁵.

Par ailleurs, les dispositions des articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie précisent que les coûts supportés par les GRT et les GRD⁴⁶ comprennent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbone et que le niveau de prise en charge ne peut excéder 60 % du coût du raccordement.

L'ensemble des dispositions susmentionnées induit ainsi la mutualisation dans les tarifs ATRD et ATRT des coûts de renforcement dans les zones pertinentes sur le plan technico-économique, ainsi que de la majorité des coûts de raccordement : cette mutualisation n'incite pas forcément les producteurs à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité.

Dans l'objectif de préserver un signal à la localisation optimale et de couvrir les coûts de fonctionnement des ouvrages de renforcement, la CRE a introduit dans les tarifs ATRT7 et ATRD6 un timbre d'injection : reposant sur le principe général d'un timbre à trois niveaux, il est attribué à chaque site de production lors de la remise par les gestionnaires de réseaux de l'étude de raccordement (correspondant au jalon D2⁴⁷ dans la procédure de la file d'attente), en fonction du zonage de raccordement⁴⁸ en vigueur sur la zone, et inchangé sur le moyen terme. La CRE peut néanmoins décider, pour les sites de production qui se seraient vu attribuer un niveau 3, de réexaminer leur situation au bout de cinq ans, si le rebours⁴⁹ (ou la compression mutualisée) n'est pas effectivement réalisé à cette échéance.

Le classement des zones par niveau est réalisé en fonction du zonage de raccordement en vigueur sur la zone et est actualisé concomitamment à l'actualisation du zonage :

- si le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée, les futurs sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :
 - o si le zonage comprend un maillage⁵⁰ et/ou une extension mutualisée⁵¹, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;

⁴³ Arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie

⁴⁴ Délibération de la CRE n°2019-242 du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz

⁴⁵ Délibération de la CRE n°2020-261 du 22 octobre 2020 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et validation des investissements de distribution de GRDF associés au développement du biométhane

⁴⁶ Pour les réseaux qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

⁴⁷ Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2, mais qui n'injectent pas encore de biométhane, se voient affecter un niveau de timbre au moment de la signature du contrat de raccordement, suivant des principes identiques.

⁴⁸ Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

⁴⁹ Installation de compression permettant un flux de gaz naturel d'une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel vers une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel de pression supérieure ;

⁵⁰ Canalisation permettant de relier deux sections préexistantes d'un ou de plusieurs réseaux de distribution de gaz naturel, incluant le cas échéant un poste de comptage à l'interface des réseaux.

⁵¹ Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

- pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

Pour fixer le niveau des timbres dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE a étudié les charges d'exploitation associées au développement du biométhane, à l'exception des coûts d'OPEX généraux, notamment liés au pilotage des activités biométhane et au fonctionnement du SI : deux catégories de charges ont été évaluées sur la période, (1) les « OPEX rebours » relatives aux rebours et aux compressions mutualisées, et (2) les « OPEX canalisations » relatives aux maillages et autres canalisations.

A l'occasion des consultations publiques du 26 juillet 2023 et du 12 octobre 2023, la CRE envisageait plusieurs évolutions concernant le timbre d'injection. La forme, le niveau du timbre d'injection, ses modalités d'évolution annuelle ainsi que la part des recettes perçues au titre du timbre d'injection qui sera reversée entre GRDF et les GRT concernés seront précisés dans la délibération ATRD7 de GRDF.

D'ici à l'entrée en vigueur de l'ATRD7, les modalités du timbre d'injection prévues par l'ATRT7 continueront à s'appliquer.

4.3.3 Grille tarifaire des réseaux régionaux pour 2024

La grille tarifaire applicable des réseaux régionaux de GRTgaz et de Teréga en 2024 est présentée ci-après de manière synthétique. Elle est calculée sur la base du revenu autorisé des opérateurs présenté dans la partie 3.3 :

€/MWh/j/an		Termes actuels	Termes au 1 ^{er} avril 2024	Evolution
GRTgaz	Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	84,29	96,38	+14,3 %
	Termes de capacité de livraison (TCL)			
	Consommateur final raccordé au réseau de transport	33,54	38,35	+14,3 %
	PIRR	43,06	49,24	+14,3 %
	PITD	49,52	56,62	+14,3 %
	Terme fixe par poste de livraison	6 472,55	7 400,61	+14,3 %
Teréga	Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	84,79	102,60	+21,0 %
	Termes de capacité de livraison (TCL)			
	Consommateur final raccordé au réseau de transport	30,73	37,18	+21,0 %
	PITD	55,52	67,18	+21,0 %
	Terme fixe par poste de livraison	3 398,63	4 112,46	+21,0 %

Cette grille tarifaire présente une hausse importante des termes tarifaires par rapport à l'ATRT7. Elle est la résultante de plusieurs effets :

- la baisse des souscriptions attendue pendant la période ATRT8 présentée dans la partie 3.2 ;
- la hausse des charges des opérateurs par rapport à l'ATRT7 présentées dans la partie 3.

Comme indiqué dans la partie 2.3.4, la CRE décide d'appliquer une variation $Z_{régional}$ aux termes tarifaires des réseaux régionaux chaque année avec $Z_{régional} = IPC + k_{régional}$.

La grille tarifaire présentée ci-dessus correspond aux hypothèses d'inflation suivantes :

	2025	2026	2027
Inflation (IPC)	2,00 %	2,00 %	1,80 %

5. MODALITES DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE

Depuis 2018, les opérateurs des infrastructures de stockage font l'objet d'une régulation économique. Elle prévoit que :

- les capacités de stockage qui garantissent la sécurité d'approvisionnement sont prévues par la PPE. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs de stockage ;
- le revenu des opérateurs de stockage est déterminé par la CRE ;
- les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères selon des modalités définies par la CRE ;
- la différence, positive ou négative, entre les recettes majoritairement issues des enchères et le revenu régulé des opérateurs de stockage est compensée par un terme tarifaire déterminé par la CRE au sein du tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel.

La mise en œuvre de la régulation a ainsi pour objectif de garantir la souscription puis le remplissage des capacités de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant de la transparence quant aux coûts. La régulation des revenus des opérateurs vise également à assurer que le consommateur final paie le juste prix pour le stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

Ces objectifs ont largement été atteints. Depuis l'entrée en vigueur de la régulation, la quasi-totalité des capacités proposées a été allouée grâce au mécanisme d'enchère permettant de commercialiser les stockages à leur valeur de marché. En parallèle, le mécanisme de compensation entre stockage et transport a permis de couvrir efficacement les coûts des opérateurs qui n'étaient pas reflétés par la valeur de marché. Alors que les crises graves (Covid, guerre en Ukraine) se sont succédées et que les conditions de marché ont été volatiles depuis l'entrée en vigueur de la régulation des installations de stockage, ce bon fonctionnement a permis de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour un coût maîtrisé.

Les enchères ont permis de générer en moyenne ~300 M€/an de recettes ce qui représente 45 % du revenu autorisé des opérateurs.

La CRE considère que les modalités de la compensation stockage sont adaptées et qu'elles ont prouvé leur résilience face aux différents chocs subis par le système gazier européen depuis 2018. Elle décide donc de reconduire les dispositions de l'ATRT7 pour la prochaine période tarifaire.

5.1 Principe de couverture des coûts

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « [l]es infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie [...]. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs [...] ». En contrepartie et dans les limites de l'obligation de maintien en exploitation des sites de stockage considérés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

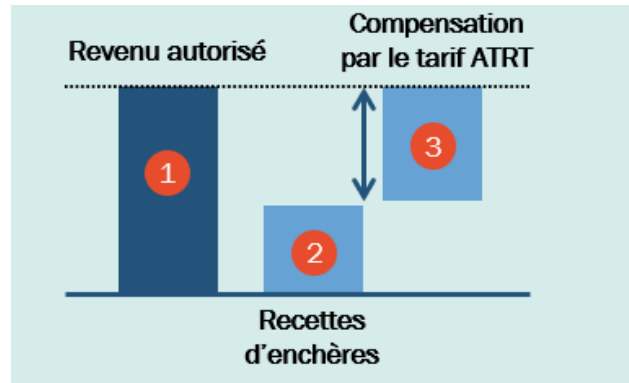
Le code de l'énergie prévoit que les opérateurs de stockage perçoivent leur revenu autorisé, fixé par la CRE :

- d'une part, au travers des recettes qu'ils perçoivent directement, majoritairement issues de la commercialisation de leurs capacités de stockage aux enchères ;
- d'autre part, dans l'hypothèse où les recettes qu'ils perçoivent directement sont inférieures à leur revenu autorisé, au travers d'une compensation collectée par les GRT auprès des expéditeurs et reversée aux opérateurs de stockage conformément à l'article L. 452-1 du code de l'énergie⁵².

⁵² Dans le cas où les recettes sont supérieures au revenu autorisé des opérateurs de stockage, le terme tarifaire stockage est négatif et se traduit par un reversement aux expéditeurs.

Dans ce cadre, la CRE fixe, avant le 1^{er} avril de chaque année, le montant de la compensation, pour chacun des trois opérateurs de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs.

Le montant de cette compensation est recouvré auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et de Teréga, en leur appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de leurs clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution publique de gaz.



5.2 Périmètre de la compensation stockage

La CRE a défini le périmètre initial de l'assiette de collecte de la compensation stockage dans sa délibération du 22 mars 2018⁵³. Au 1^{er} avril 2018, le périmètre retenu correspondait à l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau de distribution n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, ou ne s'étant pas déclarés délestables.

Ce périmètre a été retenu par la CRE compte tenu :

- d'une part, des délais contraints de mise en œuvre de la réforme du régime d'accès des tiers aux installations de stockage souterrain de gaz naturel et dans un objectif de nécessaire continuité avec le système antérieur ;
- d'autre part, de l'absence de dispositif d'interruptibilité contractuelle permettant aux consommateurs directement raccordés au réseau de transport qui peuvent interrompre leur consommation dans certaines situations exceptionnelles, d'être exemptés du paiement du terme tarifaire stockage.

Une fois la mise en œuvre effective du dispositif d'interruptibilité contractuelle, la CRE a étendu l'assiette de compensation aux clients directement raccordés au réseau de transport. Cette extension a eu lieu à l'occasion de la mise à jour du tarif ATRT7 du 1^{er} avril 2021⁵⁴.

La CRE décide de reconduire le périmètre de collecte de la compensation stockage pour l'ATR8.

5.3 Calcul du terme tarifaire stockage

La CRE décide de reconduire les modalités de 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.

$$TTS = \frac{\text{revenu autorisé des opérateurs} - \text{recettes de commercialisation}}{\text{assiette de compensation}}$$

Montant de la compensation :

Le montant de la compensation correspond à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs

Assiette de compensation :

Tout expéditeur qui se voit attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un 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.

⁵³ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF

⁵⁴ Délibération n° 2021-15 de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2021

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 (le calcul de la modulation est précisé dans la partie 6.2.3.2).

6. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1^{ER} AVRIL 2024

6.1 Règles tarifaires

6.1.1 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.

6.1.2 Souscriptions de capacités

6.1.2.1 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.

6.1.2.2 Souscription 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 fixées par la CRE et rendues publiques sur le site internet de GRTgaz.

6.1.2.3 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.

6.1.2.4 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.

6.1.2.5 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.

6.1.2.6 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.

6.1.3 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.

6.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de GRTgaz et de Teréga au 1^{er} avril 2024

6.2.1 Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif de transport

Les tarifs et les évolutions tarifaires prévisionnelles sont fixés, en fonction d'hypothèses de niveau de souscriptions de capacités, de manière à couvrir les revenus autorisés de chacun des GRT.

- GRTgaz :

GRTgaz, en M€ _{courants}	2024	2025	2026	2027
Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif	1 976,6	2 067,4	2 016,0	1 923,7

- Teréga :

Teréga, en M€ _{courants}	2024	2025	2026	2027
Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif	264,8	271,2	260,4	223,8

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

6.2.2.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1^{er} octobre 2024

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>	<i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	81,99	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	105,70	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	105,70	50 %
Obergailbach	GRTgaz	105,70	50 %
Oltingue	GRTgaz	105,70	50 %
Pirineos	Teréga	105,70	50 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an)	
		<i>Annuel ferme</i>	<i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	42,05	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	386,85	85 %
Obergailbach	GRTgaz	375,60	Sans objet
Pirineos	Teréga	587,20	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.

6.2.2.2 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1^{er} octobre 2024

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	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) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <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.

6.2.2.3 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	116,36
Montoir	GRTgaz	116,36
Fos	GRTgaz	116,36
Le Havre	GRTgaz	116,36

6.2.2.4 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

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

PITS	Zone d'équilibrage	Type de capacité	Entrée - TCES (€/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	10,88	28,52	50 %
Nord-Est	GRTgaz	Ferme climatique	10,88	28,52	50 %
Nord B	GRTgaz - Nord B	Ferme climatique	10,88	28,52	50 %
Atlantique	GRTgaz	Ferme climatique	10,88	28,52	50 %
Sud-Est	GRTgaz	Ferme climatique	10,88	28,52	50 %
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	10,88	28,52	50 %

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

- Termes de capacité de sortie du réseau principal

Sortie depuis	TCS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	124,42	50 %
Teréga	124,42	50 %

6.2.2.6 Tarification de l'acheminement sur le réseau régional

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

Réseau régional	TCR (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCR (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	96,38 x NTR	50 %
Teréga	102,60 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 6 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) Annuel ferme	TCL (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible
GRTgaz	Consommateur final raccordé au réseau de transport	38,35	50 %
	PIRR	49,24	Sans objet
	PITD	56,62	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	37,18	50 %
	PITD	67,18	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	7 400,61
Teréga	4 112,46

6.2.3 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)

6.2.3.1 Montant de compensation à percevoir

Le montant de la compensation à percevoir par un opérateur d’infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel et qui sera collecté par les GRT, correspond à la différence entre (i) le revenu autorisé de l’opérateur pour 2024, fixé par la CRE dans sa délibération du 14 décembre 2023 relative au tarif ATS3, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l’opérateur au titre de l’année 2024. 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 2024 sont les suivants :

- pour le revenu autorisé, la CRE retiendra le montant fixé dans sa délibération du 14 décembre 2023 relative au tarif ATS3 ;
- 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 2023-2024, au titre des 3 premiers mois de 2024 ;
- b) les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2024-2025, au titre des 9 derniers mois de 2024.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé par la CRE au terme de la campagne d'enchères, début mars 2024.

6.2.3.2 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 :

- o A est un coefficient traduisant le rapport entre les capacités, dites « normalisées », calculées par les GRT pour les PDL « non à souscription », alimentés en aval d'un PITD donné, pour chaque GRD sur chaque zone d'équilibrage et, sur les mêmes périmètres, la consommation journalière de pointe de ces PDL calculée par l'algorithme de profilage des GRD ;
- o coefficient Zi : coefficient de conversion prenant en compte la station météo et le profil de consommation du client. La méthode d'attribution des profils est disponible sur le site du GTG⁵⁵.
- 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.

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 %).

⁵⁵ Calcul des coefficients Zi

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 2024 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, prévue début mars 2024.

6.2.3.3 Calcul du terme tarifaire stockage

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation. La CRE fixera le niveau du terme stockage applicable au 1^{er} avril 2024 en mars 2024 afin de prendre en compte les recettes de la compagnie de commercialisation 2024-2025.

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

6.2.4.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Capacité	Coefficient (entre parenthèses : multiplicateur)
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

6.2.4.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITM)

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

6.2.4.3 Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

Capacité	Coefficient
Trimestrielle	1/3 du terme annuel
Mensuelle	1/8 du terme annuel
Quotidienne	1/240 du terme annuel

6.2.4.4 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.

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

6.2.5.1 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 12,25 €/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.

6.2.5.2 Pour les points d'injection de biométhane⁵⁶

Le tarif d'utilisation est précisé dans la délibération ATRD7 de GRDF.

D'ici à l'entrée en vigueur de l'ATRD7, les modalités du timbre d'injection définies dans l'ATRT7 continueront à s'appliquer.

6.2.6 Tarification des points notionnels d'échange de gaz

Les modalités de fonctionnement du point notionnel d'échange de gaz (PEG) sont définies par les GRT, sur la base de critères objectifs et transparents, et rendues publiques sur leur site internet.

Le tarif d'accès au point d'échange de gaz comprend :

- un terme fixe annuel, égal à 6 000 € ;
- 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.

⁵⁶ Ou de gaz renouvelable et bas carbone, tel que cela sera défini dans la délibération ATRD7 de GRDF

6.2.7 Service de flexibilité intrajournalière 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 intrajournalière 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 facturé.⁵⁷

6.2.8 Conversion de qualité du gaz

6.2.8.1 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 29,63 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 3,70 €/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.

6.2.8.2 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

6.2.8.3 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.

⁵⁷ 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.



6.2.9 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite

GRTgaz et Teréga commercialisent un service d'équilibrage basé sur le stock en conduite, dont le tarif de souscription est égal à 0,12 €/MWh/j/mois⁵⁸ 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.

6.2.10 Pénalités pour dépassement de capacité

6.2.10.1 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.

6.2.10.2 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.

⁵⁸ Sur les détails de ce service, voir la délibération de la CRE du 9 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1^{er} 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 1^{er} octobre 2016

- 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.

6.2.11 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 2011⁵⁹, 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 dans le cadre de la délibération ATRT7. Le prix de la prestation s'élève à 51,48 €/MWh/j/an au 1^{er} avril 2024.

⁵⁹ 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

PROJET DE DECISION DE LA CRE

La CRE fixe le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à compter du 1^{er} avril 2024, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à GRTgaz et Teréga pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire de charges d'exploitation, le CMPC et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- la structure du tarif (partie 4) ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1^{er} avril 2024 (partie 6).

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

La délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 14 décembre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE 2024

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 6 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

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1^{er} octobre 2024)		
GRTgaz - Taisnières B	101,61	50 %
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	130,63	50 %
GRTgaz - Dunkerque	130,63	50 %
GRTgaz - Obergailbach	130,63	50 %
GRTgaz - Oltingue	130,63	50 %
Teréga - Pirineos	130,63	75 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1^{er} octobre 2024)		
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	52,17	
GRTgaz - Oltingue	440,47	85 %
GRTgaz - Obergailbach	443,25	
Teréga - Pirineos	580,15	85 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	
Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITM)		
GRTgaz - Dunkerque GNL	116,36	
GRTgaz - Montoir	116,36	
GRTgaz - Fos	116,36	
GRTgaz - Le Havre	116,36	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Entrée	Sortie	
		Ferme	Interruptible
Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)			
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord B, Sud-Est, Nord-Est, Nord B, Atlantique	10,88	28,52	50 %
Teréga - Sud-Ouest	10,88	28,52	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)		
GRTgaz	124,42	50 %
Teréga	124,42	50 %



Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	96,38 x NTR	50 %
Teréga	102,60 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	38,35	50 %
GRTgaz - PIRR	49,24	
GRTgaz - PITD	56,62	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	37,18	50 %
Teréga- PITD	67,18	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)	
GRTgaz	7 400,61	
Teréga	4 112,46	

ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE

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 quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des quantités journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain ;
- qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée ;
- qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée.

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 écrêtés.

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⁽⁴⁾ par périmètre et par mois une valeur suivie par périmètre, soit une valeur suivie par GRTgaz et une valeur suivie par Teréga
Périmètre :	- 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 - objectif cible : 0 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

Incidations :	<p>GRTgaz : 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 : 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 des bonus à recevoir par Teréga, est limité à 150 k€ par an pour les bonus et 300 k€ par an pour les malus.
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⁽⁴⁾ - 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
Incidations :	<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 : 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: 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 :

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

où P_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 à GRDF 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
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 CAPACITES FERMES SUR LA PERIODE ATRTS

Les prévisions d'évolution 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	382	382	382	382
PITTM Fos	410	408	406	405
PITTM Dunkerque	366	366	382	366
PITTM Le Havre	110	110	110	110
PIR Taisnières B	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
PIR Taisnières H (Virtualys)	233	233	195	93
PIR Dunkerque	570	570	540	520
PIR Obergailbach	299	299	236	40
PIR Pirineos	236	240	240	240
PITS Atlantique	661	648	630	612
PITS Nord-Ouest	270	270	457	519
PITS Nord-Est	176	176	176	176
PITS Nord-B	158	125	29	0
PITS Sud-Est	647	649	645	639
PITS Sud-Ouest	556	556	556	556



Les prévisions d'évolution 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)	19	19	19	19
PIR Oltingue	247	222	195	136
PIR Obergailbach	30	30	30	30
PIR Pirineos	83	78	58	0
PITS Atlantique	339	323	305	283
PITS Nord-Ouest	159	159	252	283
PITS Nord-Est	125	125	125	125
PITS Nord-B	75	75	19	0
PITS Sud-Est	96	112	116	115
PITS Sud-Ouest	301	301	301	301
Sortie vers le réseau régional de GRTgaz	3 697	3 622	3 493	3 377
Sortie vers le réseau régional de Teréga	310	300	290	282

ANNEXE 4 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA

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 (référéncé 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 (référéncé 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	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
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 % ⁶⁰	203,1	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
Charges de consommables	100 %	-	6,8	6,9	7,1
	80 %	6,7	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
Ecarts 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

⁶⁰ 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.



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 %	18,8	26,5	21,9	26,4
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 %	15,0	14,7	12,1	12,0
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%	Défini dans la délibération ATRD7	Défini dans la délibération ATRD7	Défini dans la délibération ATRD7	Défini dans la délibération ATRD7
Flux interopérateurs entre GRTgaz et Teréga lié à l'évolution du facteur $k_{national}$	100 %	-	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
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 N	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 %	180,6	186,9	184,9	183,3
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	84,3	75,5	40,5
	90 %	84,2	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
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
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	10,4	11,8	11,4
	90 % ⁶¹	9,7	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
Charges de consommables	100 %	-	0,2	0,2	0,2
	80 %	0,2	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
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	100%	0,0	0,0	0,0	0,0

⁶¹ 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.

collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (recette)					
Flux interopérateurs entre GRTgaz et Teréga lié à l'évolution du facteur $k_{national}$	100 %	-	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement	Mis à jour annuellement
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	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 N	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.



ANNEXE 5 : MODALITES DE CALCUL DES REFERENCES POUR LA MISE A JOUR DES CHARGES D'AVANTAGE EN NATURE ENERGIE

[Annexe confidentielle]

ANNEXE 6 : LISTE DES NTR PAR SITE

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

ANNEXE 7 : INFORMATIONS A PUBLIER DANS LE CADRE DU CODE DE RESEAU TARIF

Article	Informations à publier	Publication
<p>29(a) 29(b)</p>	<p>a) pour les produits standard de capacité ferme :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. les prix de réserve applicables au moins jusqu'à la fin de l'année gazière commençant après l'enchère annuelle de capacité annuelle ; ii. les multiplicateurs et les facteurs saisonniers appliqués aux prix de réserve pour les produits standard de capacité non annuels ; iii. la justification de l'autorité de régulation nationale en ce qui concerne le niveau des multiplicateurs ; iv. si des facteurs saisonniers sont appliqués, la justification de leur application ; <p>b) pour les produits standard de capacité interruptible :</p> <ul style="list-style-type: none"> vii. les prix de réserve applicables au moins jusqu'à la fin de l'année gazière commençant après l'enchère annuelle de capacité annuelle ; viii. une évaluation de la probabilité d'interruption, incluant : <ul style="list-style-type: none"> 1. la liste de tous les types de produits standard de capacité interruptible proposés, y compris la probabilité respective d'interruption et le niveau du rabais appliqué ; 2. une explication de la manière dont la probabilité d'interruption est calculée pour chaque type de produit visé au point 1) ; 3. les données historiques ou prévisionnelles, ou les deux, utilisées pour estimer la probabilité d'interruption mentionnée au point 2). 	<p>a) pour les produits standards de capacité ferme :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. les termes tarifaires sont indiqués dans la partie 6.2.2 ii. les multiplicateurs applicables sont indiqués dans la partie 6.2.4 iii. la justification est indiquée partie 6.2.4 iv. N/A <p>b) pour les produits standard de capacité interruptible :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Les produits standard de capacités interruptibles et le niveau des rabais applicables sont indiqués dans la partie 6.2.2 ii. le détail des probabilités d'interruptions est expliqué au 4.2.3.
<p>30(1)(a)</p>	<p>Les informations sur les paramètres utilisés dans la méthode de calcul des prix de référence appliquée qui sont en lien avec les caractéristiques techniques du réseau de transport, telles que :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. la capacité technique aux points d'entrée et de sortie et les hypothèses correspondantes ; ii. la capacité souscrite prévisionnelle aux points d'entrée et de sortie et les hypothèses correspondantes ; iii. la représentation structurelle du réseau de transport avec un niveau de détail approprié ; v. des informations techniques supplémentaires sur le réseau de transport, telles que la longueur et le diamètre des gazoducs et la puissance des stations de compression. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les distances prises en compte sont indiquées en annexe 9. • Les capacités souscrites prévisionnelles aux points d'entrée et de sorties sont indiquées en partie 4.2.2. • Les données de capacités techniques ainsi que toutes les informations techniques sont publiées sur les sites des GRT selon le modèle ENTSG • La représentation structurelle du réseau de transport est publiée sur les sites des GRT.
<p>30(1)(b)</p>	<ul style="list-style-type: none"> i. le revenu autorisé ou prévisionnel, ou les deux, du gestionnaire de réseau de transport ; 	<ul style="list-style-type: none"> • Les informations relatives aux dépenses de capital, dépenses d'exploitation et aux revenus autorisés sont



	<ul style="list-style-type: none"> ii. les informations liées aux variations d'une année sur l'autre du revenu visées au point i) ; iii. les paramètres suivants : <ul style="list-style-type: none"> a. les types d'actifs inclus dans la base des actifs régulés et leur valeur agrégée ; b. le coût du capital et sa méthode de calcul ; c. les dépenses en capital, y compris : <ul style="list-style-type: none"> i. les méthodologies utilisées pour déterminer la valeur initiale des actifs ; ii. les méthodologies utilisées pour réévaluer les actifs ; iii. des explications sur l'évolution de la valeur des actifs ; iv. les périodes d'amortissement et les montants amortis par type d'actif ; d. les dépenses opérationnelles ; e. les mécanismes d'incitation et les objectifs d'efficience ; f. les indices d'inflation ; iv. le revenu associé aux services de transport ; <ul style="list-style-type: none"> a. la répartition entrée-sortie ; b. la répartition interne au système-entre systèmes. v. les informations sur l'apurement du compte de régularisation (le revenu réellement obtenu, le déficit ou le surplus de recouvrement du revenu, la part de celui-ci inscrite dans le CRCP, et la période d'apurement) vi. l'utilisation prévue de la prime d'enchères. 	<p>indiquées dans les parties 3.1 et 3.3</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les informations relatives aux dispositifs d'incitation, et au fonctionnement du CRCP, sont indiquées dans la partie 2 • la répartition entrée-sortie des revenus des services de transport est de 34% (entrées)/66%(sorties), et est détaillée dans la partie 4.2.2.1.4 • la répartition des revenus des services de transport entre le transit et la consommation domestique est d'environ 17% pour le transit et 83% pour la consommation nationale. • Les informations relatives à l'utilisation prévue de la prime d'enchères sont indiquées en partie 2.4.2
<p>30(1)(c)</p>	<ul style="list-style-type: none"> i. lorsqu'ils ont été appliqués, les tarifs des services annexes pour les services annexes ii. les prix de référence et les autres prix applicables aux points autres que ceux visés à l'article 29 	<p>Les tarifs des services annexes et tous les prix applicables aux différents points sont indiqués dans la partie 6</p>
<p>30(2)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • les explications des écarts des niveaux de tarifs entre 2 périodes tarifaires • un modèle tarifaire simplifié 	<ul style="list-style-type: none"> • Les écarts entre les niveaux des tarifs entre 2023 et les tarifs sur la période ATRT8 sont indiqués dans la partie 6.2.2. Les éléments explicatifs de ces écarts sont développés dans la partie 2, 3 et 4 • Le modèle simplifié est publié sur le site de la CRE (Annexe 10)



ANNEXE 8 : COMPARAISON AVEC LA METHODE CAPACITY WEIGHTED DISTANCE DU CODE DE RESEAU TARIF

Le code de réseau Tarif décrit, à l'article 8, de manière détaillée une méthode de calcul des prix de référence aux points d'entrée et de sortie fondée sur les capacités souscrites, les distances parcourues par le gaz comme facteurs de pondération, et des combinaisons de points d'entrée et de sortie dans des scénarios de flux pertinents (*capacity weighted distance reference price methodology (CWD)*).

Le code prévoit que la méthode de calcul des prix de références retenue par chaque régulateur soit comparée à cette méthode CWD. La CRE présente ici la grille qui résulterait de l'application stricte de cette méthode :

€/MWh/j/an	CWD Entrées	CWD Sorties
PIR Virtualys	190,56	
PIR Taisnières B	148,64	
PIR Dunkerque	190,56	
PIR Obergailbach	190,56	313,00
PIR Oltingue	190,56	311,46
PIR Pirineos	190,56	388,68
PITTM Dunkerque	169,75	
PITTM Montoir	169,75	
PITTM Fos	169,75	
PITTM Le Havre	169,75	
Sortie réseau régional		96,85
PITS	15,87	21,74

Les paramètres de la méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération sont proches de ceux de la méthode de la CRE, la principale différence avec la méthode de la CRE est l'utilisation d'un ratio 50/50 pour la répartition des recettes entre entrées et sorties. En effet, la CRE considère que l'application d'une répartition à 50/50 n'est pas adaptée au regard de la configuration particulière du réseau français.

Par ailleurs, la méthode CWD vise, dans l'esprit, à aboutir à des coûts unitaires (€/MWh/j/an/km) homogènes pour les différents utilisateurs de réseau de transport de gaz. Or, son application concrète, dès lors qu'un même point d'entrée peut alimenter plusieurs points de sortie, n'aboutit pas forcément à ce résultat. Ici, le coût unitaire France-Suisse et France-Allemagne s'élève à 0,73 €/MWh/j/an/km contre 0,68 €/MWh/j/an/km pour France-Espagne, et 0,87 €/MWh/j/an/km pour l'alimentation des clients nationaux.

Le ratio « Comp_{cap} » tel que prévu par l'article 5 du code de réseau Tarif serait de 18,4 %.

ANNEXE 9 : LISTE DES SCENARIOS DE FLUX

Annexe publiée sur le site internet de la CRE.

ANNEXE 10 : FICHER TARIFAIRE SIMPLIFIE

Annexe publiée sur le site internet de la CRE.

ANNEXE 11 : CONFORMITE A L'ARTICLE 5 DU CODE DE RESEAU TARIF

L'article 5 du code de réseau tarif prévoit d'évaluer la répartition des coûts du réseau de transport entre l'alimentation des sorties transfrontalières et des consommateurs nationaux, dans le but de limiter les subventions croisées entre ces usages. Cette annexe présente les calculs détaillés de cette évaluation, qui sont synthétisés dans la partie 4.2.2.2.2.e de la délibération.

Pour rappel, les souscriptions de capacité prévisionnelles retenues par la CRE sont, en moyenne sur la période ATRT8, les suivantes (voir 4.2.2.2.2.b de la délibération) :

Points d'entrée	(GWh/j/an)	
PIR	1255	Soit 2524,3 GWh/j/an sur les PIR et les PITTM
PITTM	1269,3	
PITS	2472	
Points de sortie	(GWh/j/an)	
PIR Pirineos	54	Soit 303 GWh/j/an sur les sorties transfrontalières
PIR Oltingue	200	
PIR Obergailbach	30	
PIR Virtualys	19	
PITS	1110	
Sortie vers le réseau régional	3870	

L'article 5(5) du code de réseau tarif prévoit que :

« Les revenus associés aux services de transport à recouvrer pour l'utilisation du réseau interne à un système aux points d'entrée visés au paragraphe 3, point a), et au paragraphe 4, point a), sont calculés comme suit :

- a) le volume de capacité attribuée ou, respectivement, des flux associés à la prestation de services de transport pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents à tous les points d'entrée est présumé être égal au volume de la capacité ou, respectivement, aux flux attribués à la prestation de services de transport pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents à tous les points de sortie ;
- b) la capacité et, respectivement, les flux, déterminés comme indiqué au point a) du présent paragraphe, sont utilisés pour calculer le revenu associé aux services de transport à recouvrer pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents aux points d'entrée ;
- c) la différence entre le revenu total associé aux services de transport à recouvrer aux points d'entrée et la valeur résultante visée au point b) du présent paragraphe est égale au revenu associé aux services de transport à recouvrer pour l'utilisation du réseau interne au système aux points d'entrée. »

Conformément aux points (a) et (b), la CRE considère que 303 GWh/an sont réservés aux entrées pour alimenter les sorties transfrontalières (où des réservations à hauteur de 303 GWh/an sont prévues). C'est pourquoi la CRE indique dans sa délibération (voir 4.2.2.2.2.e) que "L'alimentation par un utilisateur d'une sortie transfrontalière à hauteur de de 1 MWh/jour/an nécessite la souscription de 1 MWh/jour/an de capacité d'entrée en France (PIR/PITTM)".

Dans sa délibération (4.2.2.2.2.e), la CRE indique que « L'alimentation d'1 MWh/j/an d'un client national nécessite en moyenne, compte tenu des souscriptions des capacités de stockage, la souscription de 0,57 MWh/j/an de capacités d'entrées en France (PIR/PITTM), et de 0,64 MWh/j/an de capacités d'entrée (soutirage) aux PITS. Ces ratios sont calculés sur la base des capacités souscrites (en moyenne sur la période ATRT8). Par ailleurs, la souscription de 0,64 MWh/j/an de capacité d'entrée aux PITS (soutirage) nécessite la souscription de 0,29 MWh/j/an de capacité de sortie (injection) aux PITS (en moyenne sur la période ATRT8). »

En effet, conformément au point (c), la CRE considère que les réservations d'entrée non utilisées pour alimenter les sorties transfrontalières sont dédiées à l'approvisionnement des sorties vers les consommateurs nationaux, soit 2524,3 - 303 = 2240,3 GWh/j/an. Le ratio de 0,57 est obtenu en divisant ces souscriptions de capacités d'entrée par les réservations aux sorties vers les consommateurs nationaux (soit 2221,3/3870).

De plus, la CRE considère que les installations de stockage sont uniquement utilisées par les utilisateurs domestiques. Les deux derniers ratios de réservation, à savoir 0,64 MWh/j/an en entrée depuis les stockages et 0,28 MWh/j/an en sortie vers les stockages, sont obtenus en divisant, respectivement, en divisant les réservations en



entrée à partir des installations de stockage (2 472 GWh/j/an) et les réservations en sortie vers les installations de stockage (1 110 GWh/j/an) par les réservations prévues vers les consommateurs nationaux (3 870 GWh/j/an).

Le coût unitaire pour approvisionner les consommateurs nationaux est calculé de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 \text{Ratio}_{\text{Cap}}^{\text{intra}} &= \frac{\text{Revenue}_{\text{cap}}^{\text{intra}}}{\text{Driver}_{\text{cap}}^{\text{intra}}} \\
 &= \frac{\text{Revenu}_{\text{Entrées (PIR et PITTM) vers Conso Nat} + \text{Revenu}_{\text{Entrées (PITS)} + \text{Revenu}_{\text{Sorties (PITS)} + \text{Revenu}_{\text{Sorties Conso Nat}}}{\text{Distance moyenne}_{\text{vers Conso Nat}} \times \text{Souscriptions}_{\text{sorties vers Conso Nat}}} \\
 &= \frac{\text{TCE}_{\text{Moyenne PIR et PITTM}} \times \text{Souscriptions}_{\text{Entrées vers conso nat}}^{\text{PIR et PITTM}} + \text{TCEs} \times \text{Souscriptions}_{\text{Entrées}}^{\text{PITS}} + \text{TCSS} \times \text{Souscriptions}_{\text{Sorties}}^{\text{PITS}} + \text{TCS} \times \text{Souscriptions}_{\text{sorties vers Conso Nat}}}{\text{Distance moyenne}_{\text{vers Conso Nat}} \times \text{Souscriptions}_{\text{sorties vers Conso Nat}}} \\
 &= \frac{122,9 \times 2\,221,3 + 10,9 \times 2\,472 + 28,5 \times 1\,110 + 124,4 \times 3\,870}{249 \times 3\,870} \\
 &= \frac{\left(122,9 \times \frac{2\,221,3}{3\,870} + 10,9 \times \frac{2\,472}{3\,870} + 28,5 \times \frac{1\,110}{3\,870} + 124,4 \times \frac{3\,870}{3\,870}\right) \times 3\,870}{249 \times 3\,870} \\
 &= \frac{(122,9 \times 0,57 + 10,9 \times 0,64 + 28,2 \times 0,29 + 124,4) \times 3\,870}{249 \times 3\,870} = 0,84 \text{ €/MWh/d/y/km}
 \end{aligned}$$

Avec :

- $\text{Revenue}_{\text{cap}}^{\text{intra}}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité facturés pour l'utilisation du réseau interne à un système ;
- $\text{Driver}_{\text{cap}}^{\text{intra}}$; est la valeur du ou des facteurs de coût en rapport avec la capacité pour l'utilisation du réseau interne au système, tels que la somme des capacités souscrites journalières prévisionnelles moyennes à chaque point ou groupe de points d'entrée et de sortie internes à un système ; elle est définie dans une unité de mesure telle que le MWh/jour. Les inducteurs de coût considérés par la CRE sont la capacité et la distance ;
- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ou PITTM ;
- TCES : terme tarifaire d'entrée depuis les PITS (soutirage) ;
- TCSS : terme tarifaire de sortie vers les PITS (injection) ;
- TCS : terme tarifaire de sortie vers le réseau régional (c'est-à-dire vers les consommateurs nationaux).

Les coûts unitaires pour approvisionner les sorties transfrontalières Obergailbach, Oltingue et Pirineos sont calculés de la manière suivante :

$$\text{Ratio}_{\text{cap}}^{\text{cross}} = \frac{\text{Revenue}_{\text{cap}}^{\text{cross}}}{\text{Driver}_{\text{cap}}^{\text{cross}}} = \frac{(\text{termes d'entrée} + \text{termes de sorties}) \times \text{capacités de sortie transfrontalière}}{\text{distances d'alimentation de la sortie transfrontalière} \times \text{Capacités}}$$

Dans le cas de la sortie Obergailbach :

$$= \frac{(\text{TCE}_{\text{PIR/PITTM}} + \text{TCST}_{\text{Obergailbach}}) \times 30\,000}{30\,000 \times 672} = 0,84$$

Dans le cas de la sortie Oltingue :

$$= \frac{(\text{TCE}_{\text{PIR/PITTM}} + \text{TCST}_{\text{Oltingue}}) \times 200\,000}{200\,000 \times 669} = 0,84$$

Dans le cas de la sortie Pirineos :

$$= \frac{(\text{TCE}_{\text{PIR/PITTM}} + \text{TCST}_{\text{Pirineos}}) \times 54\,000}{54\,000 \times 835} = 0,84$$

Avec:

- $\text{Revenue}_{\text{cap}}^{\text{cross}}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité facturés pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents ;
- $\text{Driver}_{\text{cap}}^{\text{cross}}$ est la valeur du ou des facteurs de coût de la capacité pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents, tels que la somme des capacités souscrites journalières prévisionnelles

moyennes à chaque point ou groupe de points d'entrée et de sortie entre systèmes ; elle est définie dans une unité de mesure telle que le MWh/jour. Les inducteurs de coût considérés par la CRE sont la capacité et la distance.

- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ou PITTM ;
- TCST : terme tarifaire de sortie PIR.

Les coûts unitaires pour approvisionner les consommateurs nationaux et les sorties transfrontalières sont donc identiques. Il n'y a pas de subvention croisée.

$$Comp_{cap} = \frac{2 * (Ratio_{cap}^{intra} - Ratio_{cap}^{cross})}{Ratio_{cap}^{intra} + Ratio_{cap}^{cross}} = \frac{2 * (0,84 - 0,84)}{0,84 + 0,84} = 0$$