



DELIBERATION N° 2021-15

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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 1^{er} avril 2021

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dit « tarif ATRT7 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2020 pour une durée d'environ quatre ans. Il prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année, à compter du 1^{er} avril 2021, selon des modalités fixées dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga¹ (ci-après « la délibération ATRT7 »).

La présente délibération a pour objet de fixer l'évolution du tarif ATRT7 à compter du 1^{er} avril 2021.

La CRE a consulté les parties intéressées du 22 octobre au 19 novembre 2020² concernant l'évolution du périmètre de collecte de la compensation stockage, des règles relatives au tarif congestionné aux points d'interconnexion des réseaux et du terme tarifaire d'injection pour le biométhane. Les réponses non confidentielles à cette consultation publique sont publiées sur le site internet de la CRE.

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

Evolution du niveau tarifaire

La CRE retient une baisse des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga de -1,23% au 1^{er} avril 2021, ainsi qu'une baisse des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz de -1,58% et une hausse de ceux du réseau régional de Teréga de +1,26%. Ces évolutions tiennent compte de l'hypothèse d'inflation pour 2021 retenue dans le projet de loi de finances 2021, ainsi que des facteurs d'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal et des réseaux régionaux fixés dans la délibération ATRT7. Elles prennent également en compte l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits des gestionnaires de réseau de transport de gaz calculés au 31 décembre 2020.

Evolution du périmètre de collecte de la compensation stockage

La CRE étend, au 1^{er} avril 2021, le périmètre de collecte de la compensation stockage aux consommateurs raccordés directement au réseau de transport. Elle précise, dans la présente délibération, les modalités de calcul de la modulation de ces consommateurs, qui sont similaires à celles des clients « à souscription » raccordés au réseau de distribution.

Afin de tenir compte du contexte de crise sanitaire qui a pu avoir des impacts sur la modulation des consommateurs au cours de l'année industrielle, la CRE retient une adaptation transitoire du dispositif : sur cette période, la modulation sera calculée sur la base des deux meilleures années sur une période d'observation de quatre ans, et non de trois ans dans le régime normal, afin que les conséquences de la crise ne se traduisent pas dans la facturation du terme de compensation stockage.

¹ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

² Consultation publique n° 2020-018 du 22 octobre 2020 relative aux évolutions de structure dans le cadre de la mise à jour au 1^{er} avril 2021 du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

L'interruptibilité contractuelle, dont les textes d'application ont été publiés en fin d'année 2019, permettra aux clients qui peuvent interrompre ou réduire leur consommation en période de tension d'être partiellement ou totalement exemptés du paiement de ce terme.

Tarif congestionné aux points d'interconnexion des réseaux (PIR)

Les capacités d'acheminement aux points d'interconnexion des réseaux sont commercialisées aux enchères selon des modalités prévues par le règlement (UE) n° 459/2017 établissant un code commun pour les infrastructures européennes, dit « code CAM ».

Le tarif ATRT7 prévoit que lorsque l'allocation des produits fermes annuels aux enchères se conclut par un prix de vente des capacités supérieur au prix de réserve, le point d'interconnexion est dit « congestionné », et ses produits de maturité inférieure à un an bénéficient d'un tarif moins élevé (les multiplicateurs associés aux produits trimestriels, mensuels et quotidiens ne sont pas appliqués).

Toutefois, ces modalités ont pu constituer un effet d'aubaine pour certains expéditeurs, lié au fait que le fonctionnement des enchères peut être détourné afin de ne pas payer de multiplicateur. La CRE fait donc évoluer les conditions de déclenchement du tarif dit « congestionné » aux points d'interconnexion des réseaux.

Terme tarifaire d'injection biométhane

Les délibérations ATRT7 et ATRD6³ ont introduit dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution un terme d'injection pour les sites producteurs de biométhane raccordés à ces réseaux.

En transport, la délibération ATRT7 prévoit que le terme d'injection est facturé à l'expéditeur ayant conclu un contrat d'achat auprès d'un producteur de biométhane. Dans un souci de cohérence avec les dispositifs de soutien à la filière biométhane, la CRE fait évoluer ce mode de tarification et adopte les mêmes modalités qu'en distribution, soit une facturation du terme d'injection directement aux producteurs à compter du 1^{er} avril 2021.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 12 janvier 2021.

³ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

SOMMAIRE

1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE	6
2. EVOLUTION DU PERIMETRE DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE.....	6
3. TARIF CONGESTIONNE AUX POINTS D’INTERCONNEXION DES RESEAUX	10
4. TERME D’INJECTION BIOMETHANE.....	11
5. CADRE DE L’EVOLUTION TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2021	11
5.1 RAPPELS DES PRINCIPES GENERAUX EN VIGUEUR DANS LA DELIBERATION ATRT7	11
5.2 RAPPEL DES PRINCIPES DE MISE A JOUR TARIFAIRE.....	12
6. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D’UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA AU 1^{ER} AVRIL 2021	14
6.1 REVENU AUTORISE 2021 DES GRT.....	14
6.1.1 Charges de capital	14
6.1.2 Charges nettes d’exploitation pour 2021	14
6.1.3 Calcul du CRCP	14
6.1.3.1 GRTgaz	15
6.1.3.2 Teréga	18
6.1.4 Charges à couvrir pour 2021.....	19
6.1.4.1 GRTgaz	20
6.1.4.2 Teréga	20
6.2 CALCUL DU COEFFICIENT « K » ET DES REVENUS AUTORISES DES GRT	20
6.3 EVOLUTION TARIFAIRE AU 1 ^{ER} AVRIL 2021	21
6.3.1 Réseau principal	21
6.3.2 Réseaux régionaux	21
6.3.2.1 GRTgaz	21
6.3.2.2 Teréga	22
6.4 MISE A JOUR DES TRAJECTOIRES DE REFERENCE POUR 2021	22
6.4.1 Poste « Energies et quotas de CO ₂ »	22
6.4.1.1 GRTgaz	22
6.4.1.2 Teréga	24
6.4.2 Poste « charges de consommables »	26
6.4.2.1 GRTgaz	26
6.4.2.2 Teréga	26
6.4.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l’année 2021.....	26
6.4.3.1 GRTgaz	26
6.4.3.2 Teréga	27
7. TARIF D’UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1^{ER} AVRIL 2021.....	28
7.1 REGLES TARIFAIRES	28
7.1.1 Définitions	28
7.1.2 Souscriptions de capacités	30
7.1.2.1 Souscriptions de capacités aux PIR aux enchères.....	30
7.1.2.2 Souscriptions de capacités au PIR Dunkerque	30
7.1.2.3 Souscription de capacités aux PITS	30

7.1.2.4	Souscription de capacités aux PITTM	30
7.1.2.5	Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional	31
7.1.2.6	Souscription de capacités sur les points d'injection de biométhane.....	31
7.1.3	Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité	31
7.1.4	Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga	31
7.2	GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RESEAUX DE GRTGAZ ET DE TEREGA AU 1 ^{ER} AVRIL 2021.....	32
7.2.1	Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison	32
7.2.1.1	Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1 ^{er} octobre 2021.....	32
7.2.1.2	Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1 ^{er} octobre 2021.....	33
7.2.1.3	Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)	34
7.2.1.4	Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	34
7.2.1.5	Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison.....	34
7.2.1.6	Tarification de l'acheminement sur le réseau régional.....	34
7.2.2	Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS).....	35
7.2.2.1	Montant de compensation à percevoir	35
7.2.2.2	Calcul de la modulation hivernale	36
7.2.2.3	Calcul du terme tarifaire stockage	38
7.2.3	Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année.....	38
7.2.3.1	Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)	38
7.2.3.2	Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)	38
7.2.3.3	Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	38
7.2.3.4	En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison	39
7.2.4	Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz	39
7.2.4.1	Pour les points d'interface transport production.....	39
7.2.4.2	Pour les points d'injection de biométhane	39
7.2.5	Tarification des points notionnels d'échange de gaz	40
7.2.6	Service de flexibilité intrajournalière pour les sites fortement modulés	40
7.2.7	Conversion de qualité du gaz.....	40
7.2.7.1	Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B.....	40
7.2.7.2	Service de conversion de gaz B en gaz H	41
7.2.7.3	Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B.....	41
7.2.7.4	Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B	41
7.2.8	Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite	41
7.2.9	Pénalités pour dépassement de capacité.....	41
7.2.9.1	Pénalités pour dépassement de capacité journalière	41
7.2.9.2	Pénalités pour dépassement de capacités horaires.....	42
	DECISION.....	43
	ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2021.....	44
	ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	46
	ANNEXE 3 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS DE CAPACITE FERMES SUR LA PERIODE ATRT7	54
	ANNEXE 4 : LISTE DES NTR PAR SITE.....	56



**ANNEXE 5 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE
TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA 57**

1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. Ainsi, l'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. L'article L.452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces délibérations [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité* ».

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de transport, GRTgaz et Teréga, dit « tarif ATRT7 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2020.

La délibération ATRT7 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT (cf. 7.2). L'objet de la présente délibération est de déterminer celle qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2021 dans le cadre de la première évolution annuelle de l'ATR7. Par ailleurs, à l'occasion de cette évolution, la CRE introduit des évolutions portant sur les points suivants :

- le périmètre de collecte de la compensation stockage (cf. partie 2)
- le tarif congestionné aux PIR (cf. partie 3)
- le terme d'injection biométhane (cf. partie 4)

La CRE introduit ces évolutions après avoir consulté les parties intéressées du 22 octobre au 19 novembre 2020 : elle a reçu vingt contributions. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE.

2. EVOLUTION DU PERIMETRE DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE

L'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoit que la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par ces opérateurs, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée via le tarif ATRT. Dans ce cadre, les opérateurs de stockage perçoivent leur revenu autorisé, fixé par la CRE :

- d'une part, au travers de recettes qu'ils perçoivent directement, majoritairement issues de la commercialisation de leurs capacités de stockages 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 gestionnaires de réseau de transport auprès des expéditeurs et reversée aux opérateurs de stockage conformément à l'article L.452-1 du code de l'énergie.

C'est dans ce cadre que la CRE a introduit un terme tarifaire additionnel dans le tarif ATRT6 (le « terme tarifaire stockage »). La CRE a défini le périmètre initial de l'assiette de collecte de la compensation stockage dans sa délibération du 22 mars 2018⁴ : 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.

Dans la consultation publique du 22 octobre 2020, la CRE a rappelé que la délibération ATRT7 prévoyait que l'extension de l'assiette de collecte de la compensation stockage aux clients directement raccordés au réseau de transport serait mise en œuvre à l'occasion de la première mise à jour du tarif ATRT7, soit le 1^{er} avril 2021.

En effet :

- d'une part, les hypothèses considérées pour définir le besoin de sécurité d'approvisionnement justifiant le périmètre de régulation des stockages de gaz prenaient en compte l'ensemble des consommateurs quel que soit le réseau auquel ils sont raccordés ;
- d'autre part, depuis 2019, l'assiette du filet de sécurité définie par le décret porte sur l'ensemble des consommateurs non interruptibles, y compris ceux raccordés au réseau de transport. Le périmètre des consommateurs supportant les coûts liés à l'activation du filet de sécurité et le périmètre des consommateurs supportant les coûts de la compensation stockage ne sont dès lors plus alignés.

⁴ 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

En outre, les textes d'application des mécanismes d'interruptibilité ont été publiés en décembre 2019, ils permettent aux industriels en mesure d'interrompre leur consommation en période de crise d'approvisionnement d'être exonérés de tout ou partie de la compensation stockage. Depuis cette publication, les GRT ont beaucoup œuvré afin de donner toute la visibilité à leurs clients sur les modalités de fonctionnement du dispositif d'interruptibilité et sur son articulation avec la compensation stockage.

Dans la consultation publique du 22 octobre 2020, la CRE a également précisé les modalités calculatoires et opérationnelles qu'elle envisageait en vue de cette extension de l'assiette de collecte de la compensation stockage.

Une majorité des répondants à la consultation publique est en faveur de l'extension de l'assiette de collecte de la compensation stockage au 1^{er} avril 2021, ainsi que des modalités proposées par la CRE pour cette extension. Les expéditeurs soulignent l'avancement suffisant de la mise en place du dispositif d'interruptibilité contractuelle et considèrent par conséquent que le périmètre de la compensation stockage peut désormais inclure tous les consommateurs. Les associations gazières adhèrent également à cette extension et aux modalités opérationnelles proposées. Les gestionnaires d'infrastructures approuvent ces modalités et n'identifient pas de difficultés techniques particulières dans leur mise en œuvre.

Plusieurs acteurs industriels ont en revanche exprimé leur désaccord. Outre l'opposition de certains au principe même du paiement de la compensation stockage par les consommateurs raccordés en transport, ces acteurs émettent des réserves quant aux modalités opérationnelles proposées : ils demandent notamment à ce que le calcul de la modulation hivernale soit foisonné à l'échelle d'une plateforme industrielle, voire de l'ensemble des sites d'un même acteur industriel. Par ailleurs, de nombreux répondants font état des aléas de consommation de gaz naturel observés au cours de cette année du fait de la crise sanitaire et demandent à ce que 2020 soit considérée comme une année blanche dans le dispositif retenu.

Enfin, plusieurs acteurs s'inquiètent d'une publication trop tardive de la délibération fixant le terme tarifaire de stockage, prenant effet au 1^{er} avril et jusqu'à présent fixé chaque année par la CRE à la fin du mois de mars.

La CRE confirme l'extension au 1^{er} avril 2021 de l'assiette de la compensation stockage, dès lors que l'interruptibilité secondaire contractuelle, d'ores et déjà mise en œuvre par GRDF sur le réseau de distribution, est désormais connue des acteurs industriels et ouverte à la contractualisation sur le réseau de transport. Elle permettra aux consommateurs raccordés en transport et capables d'interrompre leur consommation en période de crise d'approvisionnement de s'exonérer de tout ou partie de la compensation stockage.

La CRE maintient également le principe d'un calcul de la modulation hivernale et d'une attribution des capacités interruptibles propres à chaque point de livraison. D'une part le foisonnement des modulations et des capacités interruptibles à l'échelle d'une plateforme industrielle ou d'une société entière ne permettrait plus de refléter la contribution de chacun à la pointe hivernale et donc au besoin en infrastructures de stockage. D'autre part, du point de vue opérationnel, l'interruption effective des consommations en 24 heures s'en trouverait complexifiée, rendant le dispositif possiblement inopérant en période de crise d'approvisionnement.

S'agissant de l'impact de la crise sanitaire sur les consommations de gaz naturel et donc sur le calcul de la modulation hivernale, la CRE note les inquiétudes des acteurs industriels et décide de retenir le principe d'une neutralisation de l'année 2020 dans le dispositif. La CRE retient ainsi une adaptation transitoire de ce dernier. Jusqu'au 1^{er} avril 2024, la modulation sera calculée sur la base des deux meilleures années sur une période d'observation de quatre ans, et non de trois ans dans le régime normal afin que les conséquences de la crise ne se traduisent pas dans la facturation du terme de compensation stockage.

Enfin, la CRE est consciente du caractère tardif de la délibération fixant le niveau du terme tarifaire stockage. Le calendrier de cette délibération est lié au fonctionnement des enchères de stockage : la CRE considère préférable d'attendre la fin de l'essentiel de la commercialisation des enchères de stockage avant de fixer le terme de compensation. A défaut, ce dernier pourrait être mal anticipé, générant une imprévisibilité que la CRE estime plus dommageable. La CRE essaiera dans la mesure du possible de délibérer dès lors que les enchères de stockage auront pris fin, soit au début du mois de mars.

Modalités de collecte de la compensation stockage pour les clients directement raccordés en transport

A compter du 1^{er} avril 2021, les modalités opérationnelles de collecte de la compensation stockage sont les suivantes pour les clients directement raccordés en transport.

Tout expéditeur souscrivant des capacités fermes de livraison pour fournir des sites directement raccordés au réseau de transport se verra appliquer un montant de compensation stockage qui est fonction de la modulation hivernale de ses clients. L'assiette de perception de la compensation à percevoir auprès de chaque expéditeur sera définie comme la somme des modulations de chacun de ses clients éligibles à la compensation stockage. La somme des modulations hivernales sera calculée chaque 1^{er} jour du mois, pour l'ensemble des clients de son portefeuille.

Le niveau de modulation hivernale au 1^{er} avril d'une année N d'un consommateur raccordé au réseau de transport ou d'un consommateur « à souscription » sur le réseau de distribution sera calculé comme suit :

$$\text{Modulation client au 1er avril N (MWh/j)} = \text{Max}(0; M_{fav3} - \text{Int})$$

Où :

- M_{fav3} est la moyenne des 2 modulations annuelles les plus basses des 3 années précédentes, soit les années N-3 à N-1. Pour chacune des trois 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 correspond à 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. Le niveau du terme « Int » ne tient en revanche pas compte des déclarations remises dans le cadre du dispositif de délestage de la consommation de gaz naturel : seules les capacités interruptibles contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux permettent de réduire la modulation client.

Enfin, du fait de la crise sanitaire, les consommations de gaz naturel ont connu des aléas au cours de l'année 2020, avec notamment de moindres consommations en avril et mai qui ont pu augmenter artificiellement la modulation hivernale de certains industriels. Par dérogation, la modulation hivernale retenue correspondra à la moyenne des deux modulations annuelles les plus basses parmi les quatre années précédentes tant que la modulation 2020 sera incluse dans l'historique pris en compte, soit jusqu'au 1^{er} avril 2024. A compter du 1^{er} avril 2024, la modulation hivernale retenue correspondra à la moyenne des deux modulations annuelles les plus basses parmi les trois années précédentes, tel qu'explicité plus haut.

Par exemple, pour le calcul de la compensation d'un consommateur au 1^{er} avril 2021, quatre valeurs sont calculées :

Modulation 2020 = (consommation du 01/11/2019 au 31/03/2020 / 151) - (consommation du 01/11/2019 au 31/10/2020 / 365)

Modulation 2019 = (consommation du 01/11/2018 au 31/03/2019 / 151) - (consommation du 01/11/2018 au 31/10/2019 / 365)

Modulation 2018 = (consommation du 01/11/2017 au 31/03/2018 / 151) - (consommation du 01/11/2017 au 31/10/2018 / 365)

Modulation 2017 = (consommation du 01/11/2016 au 31/03/2017 / 151) - (consommation du 01/11/2016 au 31/10/2017 / 365)

Pour un consommateur dont les différentes valeurs de modulations sont les suivantes : modulation 2020 = 100 MWh/j ; modulation 2019 = 50 MWh/j ; modulation 2018 = 80 MWh/j et modulation 2017 = 60 MWh/j, le calcul de la modulation hivernale correspondra à la moyenne des deux valeurs les plus basses, soit dans cet exemple la moyenne des modulations 2017 et 2019 = 55 MWh/j.

La valeur de modulation hivernale retenue pour la facturation de ce consommateur au 1^{er} avril 2021 correspondra à la différence entre 55 MWh/j et la somme des capacités interruptibles contractualisées par ce consommateur au 1^{er} avril 2021 pour la période 1^{er} avril 2021 - 31 mars 2022. Si cette valeur est négative, la modulation hivernale retenue sera de 0 MWh/j.

Evolution des modalités de collecte de la compensation stockage pour les clients raccordés en distribution

Les modalités de collecte restent inchangées à l'exception des quelques adaptations suivantes :

- comme en transport, l'évolution des modalités du calcul de la modulation jusqu'au 1^{er} avril 2024 afin de neutraliser les effets éventuels de la crise sanitaire (cf. supra) ;
- le terme « Int » du calcul de la modulation client correspond à 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. Le niveau du terme « Int » ne tient en revanche pas compte des déclarations remises dans le cadre du dispositif de délestage de la consommation de gaz naturel : seules les capacités interruptibles contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux permettent de réduire la modulation client ;
- la détermination du niveau d'interruptible : la CRE rappelle qu'en distribution le niveau de capacité interruptible d'un site, défini comme la différence entre la capacité de livraison souscrite et la capacité plafond contractualisée, est théoriquement susceptible d'évoluer au gré des variations de capacité de livraison souscrite au cours d'une année. Dans une logique de simplification du dispositif et de cohérence entre les réseaux de transport et de distribution, le niveau d'interruptible souscrit par un site « à souscription » sera figé au 1^{er} avril de chaque année N jusqu'au 31 mars de l'année N+1. Il sera 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 d'interruptible souscrit est considéré comme nul.

Traitement des nouveaux sites

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 gestionnaires de réseau de distribution (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.

Modalités opérationnelles de prise en compte des contrats d'interruptibilité

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).

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.

Enfin, du point de vue de la gestion opérationnelle du dispositif, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'être en mesure de fournir une valeur de la modulation qui puisse être opposable et transmise au fournisseur de tout client qui en ferait la demande. En cas de changement de fournisseur ou de reprise de site, il incombera également 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.

3. TARIF CONGESTIONNE AUX POINTS D'INTERCONNEXION DES RESEAUX

Les capacités d'acheminement aux points d'interconnexion des réseaux (PIR) sont commercialisées aux enchères selon les modalités prévues par le règlement (UE) n° 459/2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz, dit « code de réseau CAM ». Le prix de réserve des enchères est égal au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel fixé par la CRE (« tarif ATRT »).

Les produits de capacités d'acheminement journalières fermes sont disponibles sur les durées annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et infrajournalières. Afin d'inciter les expéditeurs à réserver principalement les capacités d'une durée annuelle, le tarif ATRT7 prévoit que des multiplicateurs tarifaires s'appliquent pour les souscriptions de capacité d'une durée inférieure à l'année. Ces multiplicateurs sont compris entre 1 et 1,5.

Toutefois, un point du réseau peut être commercialement congestionné lorsque la demande de capacités dépasse l'offre du GRT. Dans cette situation, les capacités annuelles ne permettant pas de satisfaire l'ensemble des demandes des expéditeurs, ces derniers peuvent être contraints de réserver des capacités infra-annuelles. Pour éviter de renchérir alors le coût de souscription de ces capacités, le tarif ATRT prévoit la suppression des multiplicateurs en cas de congestion. Les multiplicateurs sont ainsi supprimés pour un point, si, lors de l'allocation des produits fermes annuels aux enchères, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

Néanmoins, compte tenu des modalités de fonctionnement des enchères de capacité, le fait que le prix de vente de la capacité soit supérieur au prix de réserve n'implique pas nécessairement que le point soit commercialement congestionné. Ainsi, l'apparition d'un prix supérieur au prix de réserve dépend de la demande du premier tour d'enchères, mais n'implique pas nécessairement que toutes les capacités annuelles soient allouées : une demande de capacité plus élevée que l'offre dans le tour d'enchères initial, suivie d'une souscription réelle marginale à l'issue d'un tour d'enchère ultérieur suffit ainsi à déclencher la suppression des multiplicateurs pour les capacités infra-annuelles, alors même que la quasi-totalité de la capacité annuelle n'a pas été souscrite.

La CRE a donc proposé dans sa consultation publique du 22 octobre 2020, l'introduction d'une condition supplémentaire de souscription minimale des capacités annuelles pour déclencher l'application du tarif avec congestion pour les produits d'une durée inférieure à l'année. Le niveau de souscription proposé est d'au moins 98 % des capacités commercialisées lors de l'enchère des capacités annuelles de ce PIR (dans le seul sens congestionné).

La quasi-totalité des répondants est favorable à la proposition de la CRE.

Certains répondants, dont les GRT, souhaitent même aller plus loin avec la suppression totale du tarif congestionné. Ainsi, des multiplicateurs tarifaires s'appliqueraient en permanence pour les capacités infra-annuelles. Un GRT considère que le tarif doit continuer à inciter la souscription annuelle, même en cas de congestion. Enfin les GRT soulignent que la baisse de recettes résultant de l'application du tarif congestionné aux souscriptions intra-annuelles a pour conséquence un tarif unitaire plus élevé.

A l'inverse, certains acteurs souhaitent que les multiplicateurs restent limités. Un acteur propose même de supprimer totalement les multiplicateurs, afin d'accroître la liquidité du marché gazier européen et de la France en particulier. Il considère que les souscriptions à plus court terme ne remettent pas en cause la sécurité d'approvisionnement et souhaite ainsi que les expéditeurs qui souscrivent des capacités infra-annuelles ne doivent pas payer plus cher unitairement que ceux qui souscrivent de la capacité annuelle ou multiannuelle.

La CRE n'est pas favorable à une suppression du tarif avec congestion, dont l'intérêt demeure : en cas d'indisponibilité de capacités annuelles pour satisfaire toute la demande, il est souhaitable que les expéditeurs puissent accéder aux capacités d'une durée inférieure à l'année sans surcoût.

La CRE n'est pas non plus favorable à la suppression totale des multiplicateurs. En effet, ils n'ont pas pour effet de pénaliser les expéditeurs qui souscrivent en infra-annuelle, mais de refléter les coûts associés au dimensionnement du réseau. Le coût d'une capacité sur un pas de temps inférieur à l'année n'a pas vocation à être strictement proportionnel au coût pour une année : ainsi, dans une logique de dimensionnement du réseau, le coût de l'infrastructure devant accueillir une certaine capacité durant un trimestre n'est pas proportionnel au coût pour accueillir de la capacité pendant une année. Par ailleurs, les souscriptions annuelles présentent bien une valeur supplémentaire du point de vue de la sécurité d'approvisionnement par rapport aux souscriptions d'une durée inférieure.

La CRE décide donc de maintenir l'existence des multiplicateurs tarifaires, et de leur suppression quand le PIR est congestionné et d'ajouter la condition proposée dans la consultation publique. La suppression des multiplicateurs infra-annuels se fera désormais aux conditions cumulées suivantes, relatives à l'enchère des capacités annuelles (en juillet N pour l'année gazière du 1^{er} octobre N au 30 septembre N+1) :

- le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve (synonyme de demande initiale de capacité supérieure à la capacité commercialisée), et ;
- au moins 98 % des capacités commercialisées ont été souscrites.

4. TERME D'INJECTION BIOMETHANE

Les délibérations ATRT7 et ATRD6 ont respectivement introduit dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution un terme tarifaire d'injection de biométhane dans ces réseaux.

En complément des dispositifs mis en œuvre dans le cadre du droit à l'injection, et notamment des zonages de raccordement précisant pour chaque producteur d'une zone d'injection l'option de raccordement et le schéma de renforcement des réseaux les plus efficaces du point de vue technico-économique, le terme d'injection a vocation à introduire un signal complémentaire permettant aux porteurs de projets de prendre en compte les charges d'exploitation associées aux renforcements des réseaux induits par leur choix de localisation (et plus particulièrement les nouveaux coûts de compression supportés par les gestionnaires de réseaux).

Le mécanisme retenu par la CRE repose sur la définition de trois niveaux pour le terme d'injection, en fonction du type de zone. Le terme d'injection biométhane (exprimé en €/MWh) est attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2, selon la typologie des ouvrages de renforcements prévus par les zonages de raccordement en vigueur sur la zone.

Pour des raisons de praticité de mise en œuvre du dispositif, les tarifs ATRT et ATRD prévoient à ce stade des modalités de facturation du terme d'injection biométhane différentes (correspondant aux architectures contractuelles respectives des GRT et GRD avec leurs utilisateurs) :

- pour les installations injectant sur le réseau de transport, il est facturé aux expéditeurs ;
- pour les installations injectant sur le réseau de distribution, il est directement facturé aux producteurs.

Les mécanismes de soutien au développement de la filière biométhane ont été complétés par l'article 50 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat qui a introduit, à l'article L. 446-2 du code de l'énergie, une obligation pour les fournisseurs de gaz naturel qui approvisionnent plus de 10% du marché national de conclure un contrat d'obligation d'achat de biogaz avec tout producteur de biogaz qui en fait la demande. Par ailleurs, la délibération de la CRE du 20 février 2020⁵ ne prévoit pas la prise en compte du terme d'injection dans les charges de service public liées à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Dans ce nouveau contexte, la CRE a proposé dans la consultation publique du 22 octobre 2020 de faire évoluer le mode de tarification pour les sites raccordés en transport et d'adopter les mêmes modalités qu'en distribution, soit de facturer à compter du 1^{er} avril 2021 le terme d'injection directement aux producteurs. La CRE soulignait que le dispositif actuel introduit une différence de traitement des producteurs de biométhane selon le réseau auquel ils sont raccordés. Par ailleurs la facturation du timbre d'injection à l'expéditeur ne permet plus d'adresser aux producteurs raccordés en transport le signal à la localisation qui est l'objet même de ce terme tarifaire.

La quasi-totalité des répondants est en faveur de la facturation du timbre d'injection aux producteurs raccordés en transport, soulignant d'une part que la facturation à l'expéditeur n'apporte pas de valeur ajoutée au consommateur et d'autre part que le signal tarifaire relatif à la localisation sera ainsi pris en compte dès le début des projets. En outre les acteurs approuvent la démarche d'alignement des pratiques entre les réseaux de transport et de distribution.

La CRE décide qu'à compter du 1^{er} avril 2021 le timbre d'injection sera facturé directement aux producteurs de biométhane raccordés aux réseaux de transport.

5. CADRE DE L'EVOLUTION TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2021

5.1 Rappels des principes généraux en vigueur dans la délibération ATRT7

La délibération du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga fixe pour cette période un certain nombre de paramètres, notamment :

- la trajectoire des charges d'exploitation ;
- la trajectoire des charges de capital normatives ;
- les principes de construction du revenu autorisé des opérateurs et de leur mise à jour annuelle ;

⁵ Délibération de la CRE du 20 février 2020 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles

- les principes d'évolution des différents termes tarifaires du réseau de transport à l'occasion des mises à jour tarifaires.

Par ailleurs, la délibération ATRT7 met en place des mécanismes de régulation incitative portant sur quatre volets différents :

- une régulation incitative des dépenses d'investissements :
 - o incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors réseaux », avec l'introduction d'un mécanisme incitatif de TOTEX pour les charges relatives au SI de Teréga ;
 - o renforcement de l'incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement du réseau de transport, avec la fixation systématique d'un budget-cible pour les projets de plus de 20 M€, et sur décision de la CRE pour les autres projets ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation des GRT évoluent chaque année selon l'inflation à partir du niveau retenu pour 2020. Les gains ou les pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont conservés par chaque GRT à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) ;
- une régulation incitative de la qualité de service, qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché ;
- une régulation incitative des dépenses de recherche, de développement et d'innovation (R&D&I) : les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

5.2 Rappel des principes de mise à jour tarifaire

La délibération ATRT7 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT. Cette mise à jour se fonde sur les éléments suivants :

- la mise à jour de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans, qui est constituée de :
 - o la trajectoire des charges de capital normatives définie par la CRE dans la délibération ATRT7 ;
 - o la trajectoire des charges nettes d'exploitation fixée par la CRE dans la délibération ATRT7 et mise à jour de l'inflation;
 - o l'annuité prévisionnelle du reversement de Teréga à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos, telle que définie dans la délibération ATRT7 ;
 - o le terme de lissage du revenu autorisé sur quatre ans, correspondant à l'écart annuel entre la trajectoire des recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel du GRT, tel que défini dans la délibération ATRT7 ;
- l'apurement du solde du CRCP de chaque GRT, calculé au 31 décembre de l'année N-1 ;
- les autres évolutions éventuelles de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau européens et de l'évolution de l'offre des GRT.

L'évolution de la grille tarifaire annuelle prend en compte un coefficient « k » qui vise à apurer, au 31 décembre de l'année N, le solde du CRCP constaté au 31 décembre de l'année N-1. Ce coefficient est plafonné à +/- 2 % et est déterminé de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir pour chaque GRT, dans la limite du plafonnement à +/- 2%, le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour et le solde du CRCP.

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

Toutefois, le tarif ATRT7 prévoit que l'évolution annuelle soit identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal. Cette évolution uniforme est nécessaire pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre la part des coûts du réseau principal portée par les utilisateurs effectuant du transit et celle portée par les utilisateurs alimentant la consommation nationale.

En conséquence, les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$.

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

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

Le tarif évolue ainsi 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 :

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

Où :

- Z 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 est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal, égal à -0,36 %.
- k_{national} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$.

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 :

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

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 est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- X_{GRTgaz} est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz, égal à -0,18 % ;
- k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du 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 :

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

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 est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- $X_{\text{Teréga}}$ est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga, égal à -1,34 %.
- $k_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du CRCP de Teréga.

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

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 délibération ATRT7.

Enfin, la délibération ATRT7 prévoit que les trajectoires de références des postes suivants sont mises à jour annuellement :

- les charges d'énergie motrice et les achats et ventes de quotas de CO₂ ;
- les charges de consommables (THT) ;
- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM) ;
- les recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;

- les recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour Teréga ;
- les recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or lose it*) et UBI (*Use it and buy it*) ;
- les recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes.

La présente délibération fixe donc les trajectoires de ces postes pour l'année 2021 (cf. 6.4). L'écart entre la trajectoire mise à jour de ces postes et le réalisé sera couvert à 80% au CRCP. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP.

6. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA AU 1^{ER} AVRIL 2021

6.1 Revenu autorisé 2021 des GRT

6.1.1 Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire ATRT7. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100 % par le CRCP, à l'exception des charges relatives aux actifs dits « hors réseaux » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	974,7	996,4	1 017,3	1 009,3
<i>dont CCN « hors réseaux »</i>	89,4	101,8	112,0	108,1
Teréga	166,9	171,2	176,9	179,7
<i>dont CCN « hors réseaux – immobilier et véhicules »</i>	5,4	6,5	7,7	7,9
<i>dont CCN « systèmes d'information »</i>	15,5	16,0	16,1	15,8

6.1.2 Charges nettes d'exploitation pour 2021

Pour l'année 2021, les charges nettes d'exploitation (CNE) de référence retenues par la délibération ATRT7 étaient de 804,1 M€ pour GRTgaz et 83,4 M€ pour Teréga.

La délibération ATRT7 prévoit que les charges nettes d'exploitation pour l'année 2021 sont égales à la valeur de référence rappelée ci-dessus :

- divisée par l'inflation⁶ prévisionnelle entre 2019 et 2021 prévue dans la délibération ATRT7 (soit 3,12%) ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2019 et 2020, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2021, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2021.

A défaut de données réalisées sur l'inflation cumulée depuis 2019, la CRE retient pour la mise à jour, les hypothèses d'inflation du projet de loi de finances pour l'année 2021, soit une inflation cumulée de 0,8 % (+0,2% en 2020 et +0,6% en 2021). Les charges nettes d'exploitation sont donc fixées à 786,0 M€ pour GRTgaz et à 81,5 M€ pour Teréga.

Charges nettes d'exploitation (CNE) – M€	2021 Délibération ATRT7	2021 Mise à jour de l'inflation	Evolution
GRTgaz	804,1	786,0	-18,1
Teréga	83,4	81,5	-1,9

L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour les années 2020 et 2021 prise en compte par la CRE pour la mise à jour des charges nettes d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée sera couvert à 100 % par le CRCP.

6.1.3 Calcul du CRCP

⁶ L'inflation est définie dans la Délibération ATRT7 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 (référence INSEE 1763852)

Le solde global du compte de régularisation des charges et des produits est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels. Il est donc égal au montant à verser ou à déduire du CRCP (i) au titre de l'année écoulée, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), et (ii) au titre de l'année précédente, par comparaison entre les charges et recettes réalisées et l'estimation qui en avait été faite un an plus tôt (dit CRCP définitif), auquel s'ajoute, le cas échéant, le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l'écart du réalisé ou de son estimation, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis à l'annexe 8 de la délibération ATRT7. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATRT7.

6.1.3.1 GRTgaz

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2020 à -24,0 M€ à restituer aux utilisateurs. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2019 lors de l'élaboration de l'ATRT7 et le CRCP définitif 2019 (soit -10,2 M€) :
 - o des recettes d'acheminement (amont et aval) plus importantes que l'estimé (-6M€) ;
 - o la prise en compte du remboursement différé de factures par GRTgaz en raison d'un avis de force majeure n'ayant été confirmé par les expertises qu'en 2019 (+2M€) ;
 - o des charges d'énergie inférieures à l'estimé (-2,3M€) ;
 - o un montant de sorties d'actifs et de démantèlements inférieur à celui prévu pour la période ATRT6 (-3,7M€) ;
- au titre du CRCP estimé pour 2020 (-13,8 M€) :
 - o des recettes d'acheminement inférieures à la prévision tarifaire (+10,4 M€) ;
 - o des charges de capital (-13,4 M€) et d'exploitation (-8,5 M€) inférieures à la trajectoire ATRT7 ;
 - o charges d'énergie inférieures à la trajectoire (-8 M€, cf. 6.4.1.1) ;
 - o la demande de couverture d'un redressement de 11,1 M€ au titre du paiement de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), dont 8,9 M€ couverts au CRCP. GRTgaz a en effet fait l'objet d'un redressement en 2020 portant sur le paiement de la TICPE de 2016 à 2019, années pendant lesquelles le GRT a appliqué un taux erroné pour le règlement de cette taxe ;
 - o des coûts de congestion moins importants que prévus dans la trajectoire tarifaire (-3,5 M€) ;
 - o des produits de raccordement biométhane plus importants que prévus (-8,7 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2020 retenu par la CRE s'élève à -29,5 M€ à restituer aux utilisateurs. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz s'explique par les principaux ajustements suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2019 lors de l'élaboration de l'ATRT7 et le CRCP définitif 2019 :
 - o comme elle l'envisageait dans sa délibération du 23 janvier 2020⁷, la CRE n'approuve pas la couverture par le tarif d'une partie des surcoûts liés aux évolutions de périmètre du projet Jupiter 1000. Pour 2019, ces surcoûts correspondent à un montant de 495 k€, soit -9 k€ de charges financières au titre des immobilisations en cours ;
- au titre du CRCP estimé pour 2020 (-5,6 M€ par rapport à la demande de GRTgaz) :
 - o la CRE modifie l'hypothèse d'inflation utilisée par GRTgaz pour la mise à jour de la trajectoire des charges d'exploitation (100% de l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée étant couverte par le CRCP), sur la base de l'IPC estimée à 0,2% pour 2020 dans le PLF 2021 (-1,8 M€) ;
 - o la CRE prend en compte dans les recettes d'acheminement estimées pour 2020 des souscriptions de capacité de court terme ayant eu lieu après le dépôt du dossier du GRT et la correction du terme tarifaire au PIR Oltingue pour tenir compte de sa congestion commerciale jusqu'en septembre 2020 (-0,3 M€) ;

⁷ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant approbation du programme d'investissements de transport de gaz pour l'année 2020 de GRTgaz

- la CRE ne retient que le montant du redressement au titre du paiement de la TICPE pour l'année 2019 (soit +5,5 M€ et non 11,1 M€ comme demandé par GRTgaz). En effet, elle considère qu'il relève de la responsabilité de chaque opérateur d'infrastructure de se conformer au cadre fiscal en vigueur et que les montants dus pour les années dont le CRCP définitif a déjà été clôturé ne doivent de ce fait pas être pris en charge par le tarif. Ce poste est inscrit au CRCP 2020 au sein des charges d'énergie et de ce fait couvert à 80% (impact de -4,4 M€ sur le CRCP par rapport à la demande de GRTgaz) ;
- la CRE retient une hypothèse inférieure à celle de GRTgaz pour la prévision des coûts de congestion d'ici à la fin de l'année 2020, basée sur le réalisé jusqu'à novembre 2020 (-0,1 M€).

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2020		
GRTgaz	Demande GRTgaz (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Ecart entre le CRCP estimé pour 2019 au 1^{er} avril 2020 et le CRCP réalisé pour 2019	-10,2	-10,1
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-1,2	-1,2
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-2,8	-2,8
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	-0,1	-0,1
<i>dont charges de capital normatives</i>	2,0	1,9
<i>dont charges d'énergie</i>	-2,3	-2,1
<i>dont reversement interopérateurs</i>	0,3	0,3
<i>dont désimbrication des activités de R&D d'avec la maison-mère</i>	-0,1	-0,1
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	-2,4	-2,4
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	0,1	0,0
<i>dont bilan des sorties d'actifs et de démantèlements pour la période ATRT6</i>	-3,7	-3,7
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2020	-13,8	-19,4
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	11,2	11,2
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-0,8	-1,1
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	5,4	5,4
<i>dont charges de capital normatives</i>	-13,4	-13,4
<i>dont charges d'énergie</i>	1,0	-3,4
<i>dont contrat interopérateurs</i>	-0,2	-0,2
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	-8,5	-10,2
<i>dont qualité de service</i>	1,5	1,5
<i>dont reversement interopérateurs</i>	0,8	1,8
<i>dont prestation de conversion H-B (variation des volumes)</i>	-0,4	-0,4
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	6,7	6,7
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	-3,5	-3,6
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	-8,7	-8,7
<i>dont charges de consommable</i>	-0,5	-0,5
<i>dont contrats avec les opérateurs adjacents</i>	-4,4	-4,4
Solde du CRCP au 31 décembre 2020	-24,0	-29,5

Le montant au titre des écarts de l'année 2020 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2021.

6.1.3.2 Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2020 à 5,7 M€ à restituer au GRT. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2019 lors de l'élaboration de l'ATRT7 et le CRCP définitif 2019 (soit 2,6 M€) :
 - o la restitution de 0,4 M€ de dépenses de R&D non réalisées par Teréga sur la période ATRT6 (en application de la régulation incitative ATRT6) ;
 - o la demande de couverture par Teréga des coûts échoués liés à l'arrêt du projet STEP pour 3,3M€. Ce montant correspond aux dépenses engagées par Teréga pour les études conceptuelles du projet jusqu'à la décision prise conjointement par la CRE et la CNMC de rejeter la demande d'investissement de Teréga et d'Enagás (délibération du 17 janvier 2019⁸), diminuées des subventions européennes reçues pour le projet ;
- au titre du CRCP estimé pour 2020 (3,1 M€) :
 - o des recettes de souscriptions inférieures à ce qui avait été estimé lors de la fixation de l'ATRT7 (+10 M€) ;
 - o des charges de capital (-2,8 M€) et d'exploitation (-0,8 M€) inférieures à la trajectoire ATRT7 ;
 - o des charges d'énergie inférieures aux prévisions (-1,2 M€, cf. 6.4.1.2) ;
 - o des recettes de prestations pour tiers plus importantes que prévues (-0,4M€) ;
 - o de charges liées au reversement interopérateurs inférieures à la trajectoire tarifaire (-1,2M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2020 retenu par la CRE s'élève à 7,3 M€, à restituer à Teréga. L'écart par rapport à la demande du GRT s'explique par les principaux ajustements suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2019 lors de l'élaboration de l'ATRT7 et le CRCP définitif 2019 (+0,8 M€) :
 - o la CRE prend en compte la correction d'une erreur de calcul dans les recettes de souscriptions, surestimées par Teréga dans sa demande (+0,8 M€) ;
 - o les dépenses liées aux études du projet STEP ayant été validées par la CRE dans sa délibération du 15 décembre 2016⁹, la CRE approuve la couverture de ces coûts échoués par le tarif, conformément au cadre tarifaire applicable ;
- au titre du CRCP estimé pour 2020 (+0,9 M€) :
 - o la CRE prend en compte les résultats des enchères de souscriptions de court terme intervenues depuis la remise du dossier tarifaire, dont les résultats se sont révélés inférieurs aux hypothèses de Teréga (+2,1 M€) ;
 - o la CRE prend en compte d'un reversement interopérateurs inférieur à celui de Teréga en conséquence de l'ajustement des recettes de souscriptions aux PIR (-0,5 M€) ;
 - o la CRE modifie l'hypothèse d'inflation utilisée par Teréga pour la mise à jour de la trajectoire des charges d'exploitation (100% de l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée étant couverte par le CRCP), sur la base de l'IPC estimée à 0,2% pour 2020 dans le PLF 2021 (-0,2 M€) ;
 - o la CRE retient des coûts de levée des congestions réalisés à fin novembre, moins importants que dans la demande de Teréga (-0,5 M€).

⁸ Délibération de la CRE du 17 janvier 2019 adoptant la décision conjointe relative à la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás au sujet du projet d'interconnexion gazière STEP

⁹ Délibération de la CRE du 15 décembre 2016 relative à l'examen du plan décennal de développement de TIGF et portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2017 de TIGF

Teréga – CRCP au 31 décembre 2020		
Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Ecart entre le CRCP estimé pour 2019 au 1^{er} avril 2020 et le CRCP réalisé pour 2019	2,6	3,4
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 100 %</i>	0,3	0,3
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 80 %</i>	-0,3	0,5
<i>dont charges de capital normatives</i>	-0,1	-0,1
<i>dont charges d’énergie</i>	0,3	0,3
<i>dont qualité de service</i>	-0,2	-0,2
<i>dont reversement interopérateurs</i>	-0,3	-0,3
<i>dont bilan de la régulation incitative sur la R&D</i>	-0,4	-0,4
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	-0,2	-0,2
<i>dont coûts échoués STEP</i>	3,4	3,4
Ecart estimé sur les charges et les produits pour 2020	3,1	4,0
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 100 %</i>	2,3	3,0
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 80 %</i>	7,7	9,1
<i>dont charges de capital normatives</i>	-2,8	-2,8
<i>dont charges d’énergie</i>	-1,2	-1,2
<i>dont contrat interopérateurs</i>	0,2	0,2
<i>dont écart d’OPEX dû à l’inflation</i>	-0,8	-1,1
<i>dont qualité de service</i>	0,5	0,5
<i>dont reversement interopérateurs</i>	-1,2	-1,8
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	-0,4	-0,4
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	-0,0	-0,5
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	0,4	0,4
<i>dont contrats avec les opérateurs adjacents</i>	-1,6	-1,6
Solde du CRCP au 31 décembre 2020	5,7	7,3

Le montant au titre des écarts de l’année 2020 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2021.

6.1.4 Charges à couvrir pour 2021

Les charges à couvrir de GRTgaz et de Teréga pour l’année 2021 (avant limitation du coefficient « k ») sont définies comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d’exploitation (cf. 6.1.2) ;
- les charges de capital normatives (cf. 6.1.1) ;
- le flux financier de reversement interopérateurs, de Teréga vers GRTgaz, au titre du report d’une partie des recettes perçues à la sortie de Pirineos, dont la trajectoire est fixée dans la délibération ATRT7 ;
- le terme de lissage du revenu autorisé sur quatre ans, fixé dans la délibération ATRT7 ;

- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2020 (cf. 6.1.3).

6.1.4.1 GRTgaz

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

GRTgaz, en M€ _{courants}	2021
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	786,0
Charges de capital normatives	996,4
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	8,7
Apurement du solde du CRCP (solde 2019 + estimé 2020)	-29,5
Charges à couvrir hors reversement et lissage	1 761,7
<i>Evolution par rapport à 2020</i>	<i>-0,9 %</i>
Reversement interopérateurs	-19,8
Lissage ATRT6 (reliquat)	-6,3
Lissage ATRT7	-1,0
Charges à couvrir	1734,6
<i>Evolution par rapport à 2020</i>	<i>- 3,4%</i>

6.1.4.2 Teréga

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

Teréga, en M€ _{courants}	2021
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	81,5
Charges de capital normatives	171,2
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	0,2
Apurement du solde du CRCP (solde 2019 + estimé 2020)	7,3
Charges à couvrir hors reversement et lissages	260,3
<i>Evolution par rapport à 2020</i>	<i>+ 4,3 %</i>
Reversement interopérateurs	19,8
Lissage ATRT6 (reliquat)	-0,8
Lissage ATRT7	4,6
Charges à couvrir	284,0
<i>Evolution par rapport à 2020</i>	<i>+ 1,4%</i>

6.2 Calcul du coefficient « k » et des revenus autorisés des GRT

Afin de préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre les coûts du réseau principal portés par les utilisateurs effectuant du transit d'une part, et par les utilisateurs alimentant la consommation nationale d'autre part, la délibération ATRT7 prévoit que l'évolution annuelle soit identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal. Toutefois, les charges et recettes de chacun des opérateurs pouvant évoluer pour des raisons spécifiques à chaque réseau, le solde du CRCP en fin d'année de GRTgaz et de Teréga est différent.

En conséquence, lors de la mise à jour tarifaire annuelle, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient « k_{GRTgaz} » pour GRTgaz et « $k_{Teréga}$ » pour Teréga. Les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « $k_{national}$ », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{Teréga}$. Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{Teréga}$. Ces coefficients sont plafonnés à +/- 2%.

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

	k_{GRTgaz}	$k_{Teréga}$	$k_{national}$
k théorique (non limité)	- 3,1%	4,8%	
k limité à +/- 2%	- 2%	+ 2%	- 1,47%

Les revenus autorisés pour 2021 de GRTgaz et pour Teréga s'établissent donc comme indiqué ci-dessous :

M€ courants	GRTgaz	Teréga
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	786,0	81,5
Charges de capital normatives	996,4	171,2
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	8,7	0,2
Apurement du solde du CRCP (solde 2019 + estimé 2020)	-17,1	3,2
Reversement interopérateurs	-19,8	19,8
Lissage ATRT6 (reliquat)	-6,3	-0,8
Lissage ATRT7	-1,0	4,6
Revenu autorisé	1746,9	279,8
<i>Reliquat de CRCP</i>	-12,3	4,1

Un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen $k_{national}$ sur les termes du réseau principal. **Pour l'année 2021, GRTgaz reversera 2,2 M€ à Teréga.** Ainsi, chaque opérateur percevra son revenu autorisé par la somme des recettes de souscription (1749,1 M€ pour GRTgaz et 277,6 M€ pour Teréga) et du reversement interopérateurs.

Les soldes de CRCP des deux GRT issus du plafonnement des coefficients « k » non apurés sont reportés à l'année suivante.

6.3 Evolution tarifaire au 1^{er} avril 2021

6.3.1 Réseau principal

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars 2020 évoluent du pourcentage de variation Z, défini tel que $Z = IPC + X + k_{national}$

Où :

- IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2021, soit +0,6% ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal, égal à -0,36 % ;
- $k_{national}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/- 2 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{Teréga}$ égal à -1,47%.

Les termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et Teréga évoluent donc de -1,23% au 1^{er} avril 2021.

6.3.2 Réseaux régionaux

6.3.2.1 GRTgaz

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars 2020 évoluent du pourcentage de variation Z_{GRTgaz} , défini tel que $Z_{GRTgaz} = IPC + X_{GRTgaz} + k_{GRTgaz}$

Où :

- IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2021, soit +0,6% ;
- X_{GRTgaz} est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz, égal à -0,18 % ;
- k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/- 2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de GRTgaz, égal à -2%.

Les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz évoluent donc de -1,58% au 1^{er} avril 2021.

6.3.2.2 Teréga

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars 2020 évoluent du pourcentage de variation $Z_{\text{Teréga}}$, défini tel que $Z_{\text{Teréga}} = \text{IPC} + X_{\text{Teréga}} + K_{\text{Teréga}}$

Où :

- IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2021, soit +0,6% ;
- $X_{\text{Teréga}}$ est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga, égal à -1,34 % ;
- $K_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga, égal à +2%.

Les termes tarifaires du réseau régional de Teréga évoluent donc de +1,26% au 1^{er} avril 2021.

6.4 Mise à jour des trajectoires de référence pour 2021

La Délibération ATRT7 prévoit la mise à jour annuelle des trajectoires de références de certains des postes couverts à 80% au CRCP. Les montants mis à jour par la CRE fixés dans les paragraphes suivants sont rappelés en annexe 5 de la présente délibération.

6.4.1 Poste « Energies et quotas de CO₂ »

6.4.1.1 GRTgaz

Pour l'année 2020, GRTgaz estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO₂ » s'établira à 86,0 M€¹⁰, en forte baisse par rapport au niveau prévisionnel de 95,7 M€ retenu lors de la fixation de la trajectoire tarifaire ATRT7. GRTgaz explique cette évolution par une baisse des dépenses d'énergie motrice, en lien avec des flux de transit Nord-Sud moins importants que prévus.

Pour l'année 2021, GRTgaz anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO₂ de 90 M€ (à comparer au niveau de 99,5 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT7). Le niveau de consommation d'énergie motrice est lié au schéma d'approvisionnement retenu par GRTgaz pour 2021, qui suppose une baisse des arrivées de GNL par rapport à 2020, une augmentation du transit vers l'Espagne, et un besoin de gaz plus important que 2020 pour la production d'électricité. Les prix de l'électricité, du gaz et des quotas de CO₂ sont inférieurs à ceux prévus dans la trajectoire tarifaire.

GRTgaz inclut également dans sa demande [confidentiel], ainsi que 0,5 M€ correspondant à l'achat de 50 GWh de garanties d'origine biométhane, dans le cadre de la mise en œuvre de sa politique RSE.

¹⁰ Hors demande de couverture du redressement lié au paiement de la TICPE de 11,1 M€ (97,1 M€ en prenant en compte cette demande)

GRTgaz – Charges d'énergie et de CO₂ demandées

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2019			2020			2021		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	52,6	54,1*	+1,5	49,1	47,8	-1,3	48,2	43,9	-4,3
Volumes (GWh)	2855	2836	-19	2669	2404	-266	2 684	2551	-133
Prix (€/MWh)	18,4	18,9	+0,5	18,4	19,9	+1,5	18,0	17,2	-0,8
Electricité (M€)	36,1	31,6	-4,5	38,0	29,6**	-8,3	38,2	33,2	-5,0
Volumes (GWh)	463	415	-48	458	383	-74	460	422	-39
Prix (€/MWh)	78,0	77,0	-1,0	82,9	79,2	-3,7	82,9	78,7	-4,2
CO₂ (M€)	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3	+0,1	5,5	4,3	-1,3
Volumes (kt)				49	46	-3	210	190	-20
Prix (€/t)				25,9	28,6	+2,7	26,3	22,4	-3,9
Achat de garanties d'origine (M€)							0,0	0,5	+0,5
TIC¹¹	8,4	8,7	+0,3	7,4	18,3	+10,9	7,6	8,2	+0,5
Total charges d'énergie	97,1	94,5	-2,6	95,7	97,1	+1,4	99,5	90,0	-9,5

*montant intégrant +0,5 M€ d'effet de bouclage avec la comptabilité entre 2018 et 2019.

** montant intégrant -0,7 M€ d'effet de bouclage avec la comptabilité entre 2019 et 2020.

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2021 :

- la CRE retient un volume d'énergie prévu pour les compresseurs (gaz et électricité) inférieur à celui proposé par GRTgaz, et fondé sur la moyenne des volumes réalisés en 2019 et estimés pour 2020. La CRE retient ainsi un niveau plus élevé que celui estimé pour 2020, compte tenu de l'impact de la crise sanitaire sur les consommations de gaz et des besoins anticipés de gaz pour la production d'électricité pendant l'hiver 2021 ;
- [confidentiel] ;
- la CRE prend en compte la mise à jour par GRTgaz de ses achats de gaz pour 2021 effectués en 2020, à un prix légèrement plus élevé qu'annoncé dans sa demande tarifaire initiale ;
- la CRE prend en compte les derniers résultats d'enchères sur le marché de capacité pour 2021 pour calculer le prix de l'électricité ;
- l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC et des volumes de quotas de CO₂ en cohérence avec la baisse de la consommation par rapport à la demande de GRTgaz ;
- la CRE ne retient pas la proposition d'achat de garanties d'origine par GRTgaz. En effet, cet achat n'a pas d'impact direct sur la baisse des émissions de GRTgaz. Par ailleurs, la CRE considère que le tarif de transport de gaz n'a pas vocation à couvrir les coûts associés à la politique volontariste de GRTgaz en la matière.

¹¹ TIC : Taxe intérieure sur la consommation



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

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2020			2021		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	49,1	47,8	-1,3	48,2	43,1	-5,1
Volumes (GWh)	2669	2404	-266	2 684	2496	-188
Prix (€/MWh)	18,4	19,9	+1,5	18,0	17,3	-0,7
Electricité (M€)	38,0	29,6*	-8,3	38,2	32,6	-5,6
Volumes (GWh)	458	383	-74	460	409	-51
Prix (€/MWh)	82,9	79,2	-3,7	82,9	79,6	-3,3
CO₂ (M€)	1,3	1,3	+0,1	5,5	4,1	-1,4
Volumes (kt)	49	46	-3	210	181	-28
Prix (€/t)	25,9	28,6	+2,7	26,3	22,4	-3,9
Achat de garanties d'origine (M€)				0,0	0,0	0,0
TIC	7,4	12,7**	+5,3	7,6	7,9	+0,3
Total charges d'énergie	95,7	91,5	-4,2	99,5	87,6	-11,9

* montant intégrant -0,7 M€ d'effet de bouclage avec la comptabilité entre 2019 et 2020.

** sans prise en compte du redressement au titre de la TICPE pour les années 2016 à 2018 (cf. 6.1.3.1)

6.4.1.2 Teréga

Pour l'année 2020, Teréga estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO₂ » s'établira à 6,5 M€, en forte baisse par rapport au niveau prévisionnel de 8,0 M€ retenu lors de la fixation de la trajectoire tarifaire ATRT7. Teréga explique cette évolution par l'importante baisse de transit observée en 2020 (-25% par rapport à 2019), ainsi que par un prix du gaz inférieur aux prévisions tarifaires.

Pour l'année 2021, Teréga anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO₂ de 6,4 M€ (à comparer au niveau de 8,0 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT7). Cet écart s'explique principalement par une baisse de la prévision de transit pour 2021, ainsi que par un prix du gaz en baisse (compensé en partie par une demande plus élevée que la trajectoire tarifaire pour le prix de l'électricité).

Teréga – Charges d'énergie et de CO₂ demandées

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2019			2020			2021		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	5,1	4,3	-0,8	4,4	2,7	-1,7	4,5	2,9	-1,6
Volumes (GWh)	269	219	-50	253	188	-65	253	216	-37
Prix (€/MWh)	18,8	19,6	+0,7	17,4	14,5	-3,0	17,8	13,3	-4,5
Electricité (M€)	2,2	3,4	+1,2	2,0	2,8	+0,8	2,0	2,7	+0,6
Volumes (GWh)	32	43	+11	24	31	+7	24	27	+3
Prix (€/MWh)	69,0	79,2	+10,2	85,1	91,1	+6,0	83,7	97,2	+13,5
CO₂ (M€)	0,0	0,0	0,0	0,7	0,4*	-0,3	0,7	0,1	-0,5
Volumes (kt)				25	18	-7	25	6	-19
Prix (€/t)				25,9	22,5	-3,4	26,3	26,3	+0,0
TIC	1,1	1,1	-0,0	0,9	0,5	-0,3	0,9	0,7	-0,1
Total charges d'énergie	8,4	8,8	+0,4	8,0	6,5	-1,5	8,0	6,4	-1,6

* montant intégrant 3,6k€ d'achats de CER (« Certified Emission Reduction ») convertibles en quotas de CO₂ avec des droits résiduels issus du précédent mécanisme d'allocation des quotas de CO₂.

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2021 :

- les volumes d'énergie (gaz et électricité) prévus pour les compresseurs sont réduits au niveau de 2020 (équivalent à celui de 2018). En effet, Teréga prévoit un niveau de transit pour 2021 comparable à ceux de 2020 et de 2018 ;
- la demande de Teréga prévoit une forte augmentation des volumes de gaz torché et de gaz venté par rapport à 2020 (+38%), alors que ces volumes sont en baisse constante depuis 2017. La CRE retient un volume en baisse de 4% par rapport à l'estimé 2020, ce qui correspond à la baisse observée entre 2019 et 2020 ;
- la CRE prend en compte les derniers résultats d'enchères sur le marché de capacité pour 2021 pour calculer le prix de l'électricité, ainsi que les prix observés sur les marchés de gros en novembre 2020 pour les achats complémentaires d'électricité prévus par Teréga en complément de son exercice du droit d'ARENH ;
- la CRE prend en compte l'achat de CER (« Certified Emission Reduction ») par Teréga en 2020, qui n'était pas inclus par Teréga dans son calcul du solde de quotas de CO₂ à fin 2021, ainsi qu'un ajustement des prévisions d'émissions de CO₂ de Teréga en cohérence avec l'ajustement effectué sur la consommation de gaz carburant ;
- la CRE prend en compte le prix du CO₂ pour 2021 observé au cours de l'année 2020 (du 1^{er} janvier au 31 octobre) ;
- l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC en cohérence avec la baisse de la consommation par rapport à la demande de Teréga.

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

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2020			2021		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	4,4	2,7	-1,7	4,5	2,7	-1,8
Volumes (GWh)	253	188	-65	253	202	-51
Prix (€/MWh)	17,4	14,5	-3,0	17,8	13,3	-4,5
Electricité (M€)	2,0	2,8	+0,8	2,0	2,4	+0,4
Volumes (GWh)	24	31	+7	24	26	+1
Prix (€/MWh)	85,1	91,1	+6,0	83,7	95,3	+11,5
CO₂ (M€)	0,7	0,4	-0,3	0,7	0,04	-0,6
Volumes (kt)	25	18	-7	25	2	-23
Prix (€/t)	25,9	22,5	-3,4	26,3	24,3	-2,0
TIC	0,9	0,5	-0,3	0,9	0,7	-0,2
Total charges d'énergie	8,0	6,5	-1,5	8,0	5,9	-2,2

6.4.2 Poste « charges de consommables »

6.4.2.1 GRTgaz

Pour 2021, GRTgaz prévoit des charges de consommable de niveau équivalent à celui prévu par la trajectoire tarifaire (5,0 M€). La CRE retient la proposition de GRTgaz, et ajuste ce niveau afin de prendre en compte les nouvelles hypothèses d'inflation pour 2021 (4,9 M€).

6.4.2.2 Teréga

Pour 2021, Teréga prévoit des charges de consommable de niveau équivalent à celui prévu par la trajectoire tarifaire (0,2 M€). La CRE retient la proposition de Teréga, et ajuste ce niveau afin de prendre en compte les nouvelles hypothèses d'inflation pour 2021 (0,2 M€).

6.4.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2021

La délibération ATRT7 prévoit que les trajectoires de référence des postes de recettes d'acheminement couverts à 80% au CRCP soient mises à jour annuellement. Cela inclut :

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

6.4.3.1 GRTgaz

GRTgaz a transmis dans son dossier de demande tarifaire de nouvelles hypothèses pour les recettes d'acheminement mentionnées ci-dessus. Par rapport à l'estimé 2020, GRTgaz prévoit une baisse de 1%¹² des recettes de souscriptions aux PITTM, et de 4% aux PIR. GRTgaz prévoit une hausse de 5% des recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG.

¹² les souscriptions sont comparées en utilisant le même tarif (au 1^{er} avril 2020)

La CRE considère que certaines hypothèses retenues par GRTgaz sont trop conservatrices, et a en conséquence procédé à un certain nombre d'ajustements. Elle a notamment retenu des trajectoires de souscriptions de court terme aux PITTM et aux PIR plus élevées que celles demandées par GRTgaz. La CRE a également retenu des hypothèses plus élevées que celles de GRTgaz en ce qui concerne les recettes perçues en application des mécanismes UIOLI et les recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes. Les ajustements effectués par la CRE sont cohérents avec les évolutions observées en 2020.

La CRE a en revanche ajusté à la baisse les prévisions de souscriptions en annuel au terminal de Fos par rapport à la demande de GRTgaz, afin de mettre en cohérence les capacités souscrites avec les capacités de regazéification du terminal.

GRTgaz – Recettes de souscriptions de capacités

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2020 (valorisées au tarif 2020)			Souscriptions 2021 (valorisées au tarif 2020)		
	Prév.	Est. CRE	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Recettes PIR	262,6	262,7	+0,2	252,1	254,2	+2,0
Recettes PITTM	96,3	96,4	+0,1	92,0	92,8	+0,8
Revenus au PEG	15,8	15,7	-0,1	16,5	16,8	+0,3
Autres	7,2	9,6	+2,4	7,2	8,0	+0,8
TOTAL Recettes couvertes à 80% au CRCP	381,9	384,5	+2,5	367,9	371,9	+3,9

6.4.3.2 Teréga

Teréga a transmis dans son dossier de demande tarifaire de nouvelles hypothèses pour les recettes d'acheminement couvertes à 80% au CRCP. Teréga prévoit une légère hausse des souscriptions de capacités de court terme en sortie à Pirineos par rapport à son estimé 2020 (à noter que les souscriptions 2020 estimées sont largement inférieures aux prévisions retenues lors de la fixation de la trajectoire tarifaire). Teréga se base par ailleurs sur l'estimé 2020 pour sa demande de mise à jour des recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG, les recettes de son service d'équilibrage (SET) et les recettes perçues en application du mécanisme UIOLI.

La CRE conserve l'hypothèse d'une augmentation des souscriptions en sortie à Pirineos proposée par Teréga par rapport à 2020, mais l'applique à une estimation révisée des souscriptions 2020 par rapport à celle de Teréga afin de prendre en compte les résultats d'enchères ayant eu lieu depuis l'envoi du dossier tarifaire du GRT (le niveau 2020 retenu par la CRE est inférieur à celui de Teréga). La CRE retient par ailleurs une hypothèse moins conservatrice que celle de Teréga en ce qui concerne les souscriptions en entrée à Pirineos, et reprend le niveau des souscriptions estimées pour 2020. Elle reprend également l'hypothèse d'une augmentation de 5% des recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG proposée par GRTgaz.

Teréga – Recettes de souscriptions de capacités – hors reversement interopérateurs à GRTgaz						
Recettes de souscriptions de capacités, en M€ _{courants}	Souscriptions 2020 (valorisées au tarif 2020)			Souscriptions 2021 (valorisées au tarif 2020)		
	Prév.	Est. CRE	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Entrées PIR	18,6	18,6	0,0	18,6	18,7	+0,1
Sorties PIR	95,8	86,2	-9,6	101,2	87,3	-13,9
Revenus au PEG	2,2	2,2	+0,1	2,3	2,3	0,0
SET et UIOLI	0,7	0,2	-0,5	0,8	0,2	-0,6
TOTAL Recettes couvertes à 80% au CRCP	117,3	107,3	-10,0	122,9	108,5	-14,4

7. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1^{ER} AVRIL 2021

7.1 Règles tarifaires

7.1.1 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.

7.1.2 Souscriptions de capacités

7.1.2.1 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) n° 984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les réseaux de transport de gaz dit « Code de réseau CAM ». Les détails des procédures d'enchères et des produits proposés sont publiés par GRTgaz et Teréga sur leurs sites internet respectifs ou sur la plateforme d'enchère PRISMA.

A titre indicatif, sont disponibles des produits de capacités d'acheminement journalières fermes, interruptibles et à rebours sur les durées annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et 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.

7.1.2.2 Souscriptions de capacités au PIR Dunkerque

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

7.1.2.3 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.

7.1.2.4 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 et de Fos, tout expéditeur ayant souscrit des capacités auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer par le GRT une capacité d'entrée journalière ferme, pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes :

- dans le cas de souscriptions de capacités de regazéification 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.

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

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

Les capacités fermes de livraison aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) sont allouées automatiquement par les GRT. Ces capacités sont calculées par les GRT, sur la base de données transmises par le gestionnaire de réseau de distribution publique de gaz. La méthode de calcul des capacités de livraison normalisée est établie, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendue publique.

L'expéditeur se voit attribuer une capacité de sortie du réseau principal et une capacité d'acheminement sur le réseau régional égales, pour chaque point de livraison et pour chaque PIRR, à la capacité de livraison en ce point.

7.1.2.6 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.

7.1.3 Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité

Le prix payé par un expéditeur ayant obtenu des capacités lors d'enchères est égal à la somme de la prime d'enchère et du tarif régulé en vigueur au moment de l'utilisation de la capacité.

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

Pour la période du 1^{er} novembre 2020 au 30 septembre 2021, tous les excédents d'enchères perçus sur cette période seront redistribués en une seule fois, au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution en France du 1^{er} novembre 2020 au 30 septembre 2021.

Les montants individuels de redistribution pour la période du 1^{er} novembre 2020 au 30 septembre 2021 seront calculés par chaque GRT et redistribués au plus tard sur la facture de novembre 2021.

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

7.1.4 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.

7.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de GRTgaz et de Teréga au 1^{er} avril 2021

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

7.2.1.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1^{er} octobre 2021

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	81,59	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	105,18	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	105,18	50 %
Obergailbach	GRTgaz	105,18	50 %
Oltingue	GRTgaz	105,18	50 %
Pirineos	Teréga	105,18	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	41,85	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	384,95	85 %
Pirineos	Teréga	584,31	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.

7.2.1.2 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1^{er} octobre 2021

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	80,59	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	103,88	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	103,88	50 %
Obergailbach	GRTgaz	103,88	50 %
Oltingue	GRTgaz	103,88	50 %
Pirineos	Teréga	103,88	50 %

- 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	41,33	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	380,21	85 %
Pirineos	Teréga	577,12	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.

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

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

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Souscriptions fermes</i>
Dunkerque GNL	GRTgaz	93,49
Montoir	GRTgaz	93,49
Fos	GRTgaz	93,49

7.2.1.4 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

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

PITS	Zone d'équilibrage	Type de capacité	Entrée - TCES (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCSS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCSS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Nord-Ouest	GRTgaz	Ferme climatique	9,06	21,16	50 %
Nord-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,06	21,16	50 %
Nord B	GRTgaz - Nord B	Ferme climatique	9,06	21,16	50 %
Atlantique	GRTgaz	Ferme climatique	9,06	21,16	50 %
Sud-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,06	21,16	50 %
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	9,06	21,16	50 %

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

- Termes de capacité de sortie du réseau principal

Sortie depuis	TCS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	93,56	50 %
Teréga	93,56	50 %

7.2.1.6 Tarification de l'acheminement sur le réseau régional

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

Réseau régional	TCR (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCR (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	83,19 x NTR	50 %
Teréga	80,78 x NTR	50 %

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional (TCR) est le produit d'un terme unitaire fixé et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré.

La liste des points de livraison sur le réseau de GRTgaz et Teréga, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe 4 du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, GRTgaz ou Teréga calculent la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur leurs sites internet respectifs.

- Termes de capacité de livraison (TCL)

Réseau de transport	Type de point de livraison	TCL (€/MWh/jour par an) Annuel ferme	TCL (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible
GRTgaz	Consommateur final raccordé au réseau de transport	33,11	50 %
	PIRR	42,50	Sans objet
	PITD	48,87	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	29,27	50 %
	PITD	52,89	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	6 388,11
Teréga	3 237,64

7.2.2 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)

7.2.2.1 Montant de compensation à percevoir

Le montant de la compensation à percevoir par un opérateur d’infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel et qui sera collecté par les GRT, correspond à la différence entre (i) le revenu autorisé de l’opérateur pour 2021, fixé par la CRE dans sa délibération du 21 janvier 2021, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l’opérateur au titre de l’année 2021. 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 2021 sont les suivants :

- pour le revenu autorisé, la CRE retient le montant fixé dans sa délibération du 21 janvier 2021 ;
- 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 2020-2021, au titre des 3 premiers mois de 2021 ;
- b) les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2021-2022, au titre des 9 derniers mois de 2021.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé par la CRE au terme de la campagne d'enchères, début mars 2021.

7.2.2.2 Calcul de la modulation hivernale

Tout expéditeur qui se voit attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un Point d'Interface Transport Distribution (PITD) ou qui alimente un client directement raccordé au réseau de transport se voit appliquer un terme tarifaire stockage (TS) fonction de la modulation hivernale de ses clients dans son portefeuille le 1^{er} jour de chaque mois. Ce terme vise à recouvrer une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel.

L'assiette de perception de la compensation à percevoir auprès de chaque expéditeur est définie comme la somme des assiettes de chacun de ses clients éligibles au paiement de la compensation stockage.

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

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

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

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

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

Où :

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

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

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

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

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

Pour les sites raccordés aux réseaux de distribution, le niveau d'interruptible 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 d'interruptible 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 GTG¹³.
- 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%).

¹³ 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 2021 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, prévue début mars 2021.

7.2.2.3 Calcul du terme tarifaire stockage

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation. La CRE fixera le niveau du terme stockage applicable au 1^{er} avril 2021 en mars 2021 afin de prendre en compte les recettes de la compagnie de commercialisation 2021-2022.

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

7.2.3.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Capacité	Coefficient	
	Sans congestion <i>(entre parenthèses : multiplicateur)</i>	Avec congestion <i>(entre parenthèses : multiplicateur)</i>
Trimestrielle	1/3 du terme annuel (x 1,33)	1/4 du terme annuel (x 1)
Mensuelle	1/8 du terme annuel (x 1,5)	1/12 du terme annuel (x 1)
Quotidienne	1/30 du terme mensuel « sans congestion » = 1/240 du terme annuel (x 1,5)	1/30 du terme mensuel « en cas de congestion » = 1/360 du terme annuel (x 1)
Infra-journalière	Prorata du terme quotidien au nombre d'heures restantes	

Un point est considéré comme congestionné pour la période d'octobre N à septembre N+1 si, lors de la commercialisation à l'enchère de juillet N du produit ferme annuel couvrant la période allant d'octobre N à septembre N+1, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve et au moins 98% de la capacité commercialisée a été vendue.

7.2.3.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITM)

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

7.2.3.3 Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

Capacité	Coefficient
Trimestrielle	1/3 du terme annuel
Mensuelle	1/8 du terme annuel
Quotidienne	1/240 du terme annuel

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

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Décembre - Janvier - Février	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet – Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel

- Souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison

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

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.

- 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.

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

7.2.4.1 Pour les points d'interface transport production

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

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure ou égale à 5 GWh/j, le terme applicable est de 9,63 €/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.

7.2.4.2 Pour les points d'injection de biométhane

Le terme tarifaire d'injection de biométhane introduit dans le tarif ATRT7 est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation, dont les niveaux sont les suivants :

	(€/MWh injectés)
Niveau 3	0,7
Niveau 2	0,4
Niveau 1	0

Le classement des zones par type de 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 :
 - si le zonage comprend un maillage¹⁴ et/ou une extension mutualisée¹⁵, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
 - pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

Le niveau du timbre est attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2¹⁶, en fonction du zonage de raccordement¹⁷ en vigueur sur la zone.

7.2.5 Tarification des points notionnels d'échange de gaz

Les modalités de fonctionnement du point notionnel d'échange de gaz (PEG) sont définies par les GRT, sur la base de critères objectifs et transparents, et rendues publiques sur leur site internet.

Le tarif d'accès au point d'échange de gaz comprend :

- un terme fixe annuel, égal à 6 000 € ;
- 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.

7.2.6 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 ± 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.¹⁸

7.2.7 Conversion de qualité du gaz

7.2.7.1 Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B

Un service annuel ferme de conversion de « pointe » de gaz H en gaz B est commercialisé par GRTgaz. Ce service est accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H au sein de la TRF.

Le niveau de ce tarif est défini dans le tableau suivant :

	Terme de capacité (€/MWh/jour par an)	Terme de quantité (€/MWh)
Service « pointe »	161,60	0,02

¹⁴ Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

¹⁵ Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisé entre plusieurs sites.

¹⁶ Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2 au moment de l'entrée en vigueur de la présente délibération, 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.

¹⁷ 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.

¹⁸ 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 (voir 5.2.2.6).

Les règles de fonctionnement du service de conversion de qualité de gaz H en gaz B sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination et rendues publiques sur son site internet.

7.2.7.2 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 23,29 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,91 €/MWh/jour par mois ;
- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,19 €/MWh/jour par jour.

7.2.7.3 Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B

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

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

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

7.2.7.4 Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B

GRTgaz peut, dans les circonstances où l'équilibrage physique du réseau B le nécessite, imposer aux expéditeurs qui détiennent des capacités sur les infrastructures physiques du réseau de transport B, de revoir leurs nominations sur ces infrastructures à la hausse ou à la baisse.

7.2.8 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/mois¹⁹ 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.

7.2.9 Pénalités pour dépassement de capacité

7.2.9.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière

- Dépassement de capacité journalière de sortie du réseau principal

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

- la différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de sortie du réseau principal correspondante, si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative ;

¹⁹ 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



- 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.

7.2.9.2 Pénalités pour dépassement de capacités horaires

- Modalités de calcul des dépassements horaires

Chaque jour, les dépassements de capacité horaire (i) de transport sur le réseau régional et (ii) de livraison, pour l'alimentation de consommateurs finals raccordés au réseau de transport, font l'objet de pénalités. Pour une journée donnée, le dépassement de capacité horaire est calculé en considérant la valeur maximale de la moyenne horaire des quantités livrées au point de livraison concerné sur quatre heures consécutives.

- Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacités horaires

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire.

Les pénalités pour dépassement de capacité horaire ne sont pas appliquées par GRTgaz si l'expéditeur corrige sa souscription annuelle de capacité horaire jusqu'au niveau du dépassement constaté.

DECISION

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga, le tarif ATRT7 évolue au 1^{er} avril 2021.

La présente délibération fixe les évolutions à compter du 1^{er} avril 2021 des grilles tarifaires s'appliquant aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga en partie 7.2.

En application des modalités définies dans le paragraphe 2.2.3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 susvisée, les évolutions tarifaires moyennes au 1^{er} avril 2021 sont les suivantes :

- une baisse du tarif de 1,23% sur les termes tarifaires du réseau principal ;
- une baisse du tarif de 1,58% sur les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz ;
- une hausse du tarif de 1,26% sur les termes tarifaires du réseau régional de Teréga.

Les trajectoires mises à jour à retenir pour 2021 concernant certains postes partiellement au CRCP sont présentées en annexe 5.

Conformément aux dispositions de la présente délibération, la CRE fait par ailleurs évoluer le périmètre de l'assiette de collecte de la compensation stockage, les modalités de déclenchement du tarif congestionné aux points d'interconnexion du réseau (PIR) et les modalités de facturation du terme d'injection biométhane.

La présente délibération a été transmise au Conseil supérieur de l'énergie, qui a rendu son avis lors de la séance du 12 janvier 2021.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance et publiée au Journal officiel de la République française.

Délibéré à Paris, le 21 janvier 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2021

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 7.2 de la présente délibération.

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

Terme fixe annuel : **6000 €/an**

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

Principaux termes applicables au réseau Principal

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1^{er} octobre)		
GRTgaz - Taisnières B	80,59	50 %
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	103,88	50 %
GRTgaz - Dunkerque	103,88	50 %
GRTgaz - Obergailbach	103,88	50 %
GRTgaz - Oltingue	103,88	50 %
Teréga - Pirineos	103,88	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1^{er} octobre)		
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	41,33	
GRTgaz - Oltingue	380,21	85 %
Teréga - Pirineos	577,12	85 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	
Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)		
GRTgaz - Dunkerque GNL	93,49	
GRTgaz - Montoir	93,49	
GRTgaz - Fos	93,49	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Entrée	Sortie	
		Ferme	Interruptible
Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)			
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B, Sud-Est, Atlantique	9,06	21,16	50 %
Teréga - Sud-Ouest	9,06	21,16	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)		
GRTgaz	93,56	50 %
Teréga	93,56	50 %



Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	83,19 x NTR	50 %
Teréga	80,78 x NTR	50 %

Le Niveau de Tarif Régional (NTR) est défini par point de livraison de 0 à 10

Capacité de livraison (TCL)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Consommateur final raccordé au réseau de transport	33,11	50 %
GRTgaz - PIRR	42,50	
GRTgaz - PITD	48,87	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	29,27	50 %
Teréga- PITD	52,89	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	6 388,11	
Teréga	3 237,64	

Coefficient de la zone	Terme par poste (€/MWh injecté)	
	Ferme	Interruptible
1	0	
2	0,40	
3	0,70	

ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT

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 intrajournalières 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 ;
- fonctionnement de la zone de marché unique ;
- 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.

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATRT7. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Les GRT sont autorisés, lors de la mise en service d'une version majeure d'une application concourant à la production de certains indicateurs, à neutraliser une journée par an pour le calcul desdits indicateurs, ils sont tenus de communiquer aux acteurs de marché avec un préavis d'un mois la date indicative de mise en service, puis de confirmer une semaine avant la date effective de cette mise en service.

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à une incitation financière

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

Calcul :	Nombre de jours non conformes⁽¹⁾ par périmètre et par mois une valeur suivie par périmètre, soit une valeur suivie par GRTgaz et une valeur suivie par Teréga
Périmètre :	- tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus - par périmètre
Suivi :	- 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

Incitations :	<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	- 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 inférieure 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 intrajournalières 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
Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne horaire mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 20 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ; - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ par an. <p>Teréga :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 10 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ; - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par Teréga, est limité à plus ou moins 300 k€ par an.
Date de mise en œuvre	- 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 6 valeurs suivies par GRTgaz et 6 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 mensuelle 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 raccordées 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.
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. Ce seuil de tolérance est dimensionné pour isoler les variations qui ne peuvent être la cause d'une reprogrammation des clients et/ou d'une re-prévision de consommation.

b. 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		1 ^{er} avril 2020



	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) : 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 calcul	Seuil de qualité	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Publication des bordereaux de réalisation	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 13h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 13h	Mensuelle	1 ^{er} avril 2020
Publication des avis de programmation	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 16h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 16h		
Publication des avis de réalisation intrajournaliers	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	1 contrôle par heure à chaque mise à jour de Powernext	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	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	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 (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. Suivi du fonctionnement de la zone de marché unique

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité	Date de mise en œuvre
Spread moyen end-of-day entre le PEG et le TTF	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	1 ^{er} avril 2020
Nombre d'acteurs actifs au PEG	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	
Occurrence d'apparition de congestions sur le réseau	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	
Nombre de restrictions mutualisées	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	
Coût total des spreads localisés	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	

Coût moyen des spreads localisés	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1
Impact des maintenances réseau en cas d'une survenue d'une congestion⁽¹⁾	Une fois par jour au lendemain d'une survenue d'une congestion	1 fois par jour (publication ou non de l'information à J+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité à J+1

(1) : suivi quotidien des impacts des maintenances réseau à la suite d'une survenue d'une congestion en GWh/j décomposé par limite et côté d'application.

g. 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

ANNEXE 3 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS DE CAPACITE FERMES SUR LA PERIODE ATRT7

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)	2020	2021	2022	2023
PITTM Montoir	364	360	340	383
PITTM Fos	380	340	340	340
PITTM Dunkerque	250	250	250	250
PIR Taisnières B	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
PIR Taisnières H	534	527	511	464
PIR Dunkerque	501	495	490	502
PIR Obergailbach	462	450	414	414
PIR Pirineos	177	177	177	80
PITS Atlantique	558	575	590	594
PITS Nord-Ouest	278	287	290	290
PITS Nord-Est	182	180	180	180
PITS Nord-B	230	224	224	224
PITS Sud-Est	597	626	635	635
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)	2020	2021	2022	2023
PIR Oltingue	229	216	213	205
PIR Pirineos	148	148	148	112
PITS Atlantique	331	339	340	340
PITS Nord-Ouest	144	148	150	150
PITS Nord-Est	112	112	112	112
PITS Nord-B	103	100	100	100
PITS Sud-Est	99	94	95	95
PITS Sud-Ouest	300	300	300	300
Sortie vers le réseau régional de GRTgaz	3 823	3783	3 763	3 721
Sortie vers le réseau régional de Teréga	322	319	317	315

ANNEXE 4 : LISTE DES NTR PAR SITE

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

ANNEXE 5 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA

1. Charges de capital

Pour les années 2020 à 2023, 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}	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	974,7	996,4	1 017,3	1 009,3
Teréga	166,9	171,2	176,9	179,7

2. Charges nettes d'exploitation

Pour les années 2020 à 2023, les charges nettes d'exploitation de référence prises en compte sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€_{courants}	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	794,4	804,1	817,8	832,6
Teréga	82,4	83,4	84,5	85,9

Pour les années 2021 à 2023, 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 2019 et l'année N ;

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N	1,5 %	3,12 %	4,88 %	6,76 %

- multipliée, pour les années 2022 et 2023, par l'inflation réalisée entre l'année 2019 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 2019 ;
- 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.

3. Flux interopérateurs

- **Reversement de Teréga à GRTgaz au titre des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos**

Dans le cadre de l'évolution annuelle du tarif ATRT7, le montant du reversement de Teréga à GRTgaz au titre des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos est mis à jour.

Il correspond à un niveau unitaire, fixé à 121,6 €/MWh/j/an au 1^{er} avril 2020 et évoluant chaque année de l'inflation, appliqué aux souscriptions mises à jour de capacités au point de sortie PIR Pirineos.

- **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 ATRT7, un coefficient $k_{national}$ est calculé, pour fixer l'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal (voir 2.2.3 et 2.2.5 de la Délibération ATRT7). Il induit un écart opposé de recettes entre GRTgaz et Teréga. Cet écart est reversé entre les GRT.

4. 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 1,7 % est nulle sur la période du tarif ATRT7, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

Ecart annuel, en M€ courants	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	43,9	-1,0	-22,6	-22,2
Teréga	11,8	4,6	-1,3	-15,8

5. Calcul et apurement du solde du CRCP

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

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

GRTgaz, en M€ courants	Taux	2020	2021	2022	2023
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	1409,2	1410,4	1431,3	1437,9
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	369,7	361,5	362,1
	80 %	385,2	370,2	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7	
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	5,4	2,9	0,0	0,0
produits de raccordement des unités de biométhane	100%	2,8	6,4	6,4	7,4
produits de raccordement des unités des stations de GNV	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)	100 %	25,4	27,0	26,6	27,4
Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100%	1,5	2,0	2,0	2,0
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	885,3	894,7	905,3	901,2
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors réseaux » dus à l'inflation	100 %	89,4	101,8	112,0	108,1
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	99,5	91,2	91,0
	80 %	95,7	87,6	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7	
Charges de consommables	100 %	-	5,0	4,9	4,7
	80 %	5,1	4,9	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7	

Charges au titre de la prestation de conversion H-B	100 %	66,2	66,3	65,9	65,5
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100%	4,4	4,4	4,4	4,4
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 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
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (charge)	100 %	34,9	35,4	36,0	36,7
Reversement interopérateurs entre GRTgaz et Teréga (recette)	100 %	19,6	19,8	20,1	20,2
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	37,8	32,7	32,5	33,1
Reversement effectué par les GRD aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (recette)	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Flux interopérateur entre GRTgaz et Teréga liée à l'évolution du facteur k national	100 %	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	26,0	27,5	29,4	30,6

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2020 à 2023, 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 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année <i>N</i>	1,5 %	3,12 %	4,88 %	6,76 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 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 2019.

Teréga, en M€courants	Taux	2020	2021	2022	2023
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	174,2	174,2	174,5	173,4
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	103,6	104,9	95,6
	80 %	105,6	90,1	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7	
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
produits de raccordement des unités de biométhane	100%	0,5	0,5	0,5	0,5
produits de raccordement des unités des stations de GNV	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	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
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100%	0,3	0,4	0,4	0,4
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	146,0	148,8	153,1	155,9
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors réseaux » dus à l'inflation	100%	20,8	22,5	23,8	23,8
les écarts avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX »	50%	23,8	22,3	21,6	21,6
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	8,0	8,1	8,1
	80 %	8,0	5,9	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7	
Charges de consommables	100 %	-	0,2	0,2	0,2
	80 %	0,2	0,2	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7	
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100%	0,6	0,6	0,6	0,6
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 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 au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (recette)	100 %	34,9	35,4	36,0	36,7
Reversement interopérateurs entre GRTgaz et Teréga (charge)	100 %	19,6	19,8	20,1	20,2



Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	6,7	6,9	7,0	7,1
Reversement effectué par les GRD aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (recette)	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Flux interopérateur entre GRTgaz et Teréga liée à l'évolution du facteur k national	100 %	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	2,5	2,6	2,6	2,7

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2020 à 2023, 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 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année <i>N</i>	1,5 %	3,12 %	4,88 %	6,76 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 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 2019.

6. Evolution du terme tarifaire stockage

L'évolution du terme tarifaire stockage se fait selon les modalités prévues dans le tarif ATRT7 en fonction des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane, et des recettes d'enchères prévisionnelles.