

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2022-13 DU 10 NOVEMBRE 2022 RELATIVE A L'EVOLUTION AU 1^{ER} AVRIL 2023 DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ (ATRT7), DES STOCKAGES (ATS2) ET DES TERMINAUX METHANIERS REGULES (ATTM6)

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif « ATRT7 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2020, pour une durée d'environ 4 ans, en application de la délibération du 23 janvier 2020¹. Il évolue au 1^{er} avril de chaque année selon des modalités fixées dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 23 janvier 2020.

Le tarif d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif « ATS2 », est entré en vigueur en janvier 2020² pour une période d'environ quatre ans. Il évolue au 1^{er} avril de chaque année selon des modalités fixées dans la délibération de la CRE du 23 janvier 2020.

Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers d'Elengy et de Fosmax LNG, dit tarif « ATTM6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2021, en application de la délibération du 7 janvier 2021, pour une durée d'environ quatre ans. Il prévoit une unique mise à jour à mi-période tarifaire, laquelle aura lieu au 1^{er} avril 2023 selon des modalités fixées dans la délibération de la CRE du 7 janvier 2021.

Les dispositions des articles L. 452-1 à L. 452-3 du code de l'énergie encadrent la compétence tarifaire de la CRE. Plus particulièrement, les dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie prévoient que la CRE peut procéder « *aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement* ».

La conjoncture a profondément changé depuis l'entrée en vigueur de ces différents tarifs d'utilisation des infrastructures régulées de gaz naturel. L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés de l'énergie. Ces évolutions conduisent la CRE à proposer aujourd'hui la révision de certains éléments de la structure et du cadre tarifaire appliqués aux infrastructures gazières françaises pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, adapter les tarifs face à ces nouvelles incertitudes. Par ailleurs, la CRE envisage également d'autres évolutions de structure et de cadre tarifaire, notamment afin de permettre aux opérateurs d'offrir de nouveaux services.

La présente consultation publique a pour objet de présenter les évolutions envisagées et de recueillir la position des acteurs intéressés.

Accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement

La loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat prévoit l'**installation d'un terminal méthancier flottant au Havre (FSRU)** avant le début de l'hiver 2023. La mise en service de ce FSRU suppose la création d'un nouveau point d'entrée sur le réseau de transport français, dit « PITTM » (Point d'Interface Transport Terminal Méthanier). La CRE doit ainsi compléter le tarif d'utilisation du réseau de transport en vigueur, en **définissant le niveau du terme tarifaire associé à ce PITTM**, ainsi que les règles de souscription de capacités à ce PITTM.

¹ 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

² Délibération de la CRE n°2020-011 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

La crise actuelle a démontré l'importance de la bonne utilisation des stockages pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La CRE propose deux évolutions du cadre tarifaire, visant à maximiser la souscription et le remplissage des stockages, notamment en prévision de l'hiver 2023-2024 :

- la CRE propose l'**octroi d'un rabais de 100% sur les termes du tarif de transport de gaz appliqués à l'interface entre le réseau de transport de gaz et les installations de stockage, à partir du 1^{er} avril 2023**. Le rabais appliqué actuellement à ces capacités est de 80 % ;
- la CRE propose d'adapter la **régulation incitative de la commercialisation des capacités de stockage**. Afin d'inciter les opérateurs de stockage à maximiser les souscriptions pour assurer la sécurité d'approvisionnement, le tarif ATS2 prévoit un bonus conditionné à l'atteinte d'un niveau minimal de souscription.

Le contexte actuel a fait apparaître certaines limites de la formule de calcul prévue pour ce bonus. En effet, la formule intègre une composante fondée sur les premiums d'enchères pouvant annuler ou rendre négatif le bonus, malgré l'atteinte de l'objectif de souscriptions. Par ailleurs dans certains cas, cette formule peut aboutir à des bonus disproportionnés lorsque des capacités sont souscrites à un prix de réserve nul et que le spread hiver-été est négatif. La CRE envisage donc plusieurs ajustements de la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage.

Adapter le cadre de régulation pour prendre en compte l'impact des prix de gros sur l'activité des opérateurs

Les niveaux actuels de prix de gros ainsi que leur volatilité ont des effets sur les opérateurs d'infrastructures gazières qui achètent des volumes importants de gaz et d'électricité dans le cadre de leurs activités, notamment pour la compression.

Pour l'ensemble des opérateurs, les tarifs d'utilisation des infrastructures sont établis sur la base d'hypothèses prévisionnelles, révisées chaque année, de charges d'énergie motrice (gaz et électricité) et d'achats et de ventes de quotas de CO2. Pour chaque infrastructure, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) compense a posteriori 80 % des écarts entre ces hypothèses et les charges et produits réellement constatés.

Cette couverture partielle vise à inciter les opérateurs à maîtriser leurs charges. Toutefois, dans le contexte de marché actuel, les écarts considérés peuvent représenter des montants très importants. Dans leur dossier tarifaire, l'ensemble des opérateurs demandent à plafonner ou réduire le niveau de cette incitation qu'ils perçoivent comme un risque. Dans ce contexte, la CRE envisage deux adaptations du cadre tarifaire en vigueur :

- la CRE propose de **renforcer la couverture des charges d'énergie au CRCP pour l'ensemble des opérateurs d'infrastructures gazières** ;
- la CRE propose d'introduire des **changements sur le taux de prélèvement du gaz en nature aux terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou**.

Permettre la commercialisation de nouveaux services

Parmi les autres évolutions envisagées figurent notamment :

- **l'évolution des modalités de commercialisation de l'offre de capacité de conversion de gaz B en gaz H**, pour s'adapter à la progression de la conversion de la zone B en gaz H, qui réduit la disponibilité du service de conversion du gaz B en gaz H. Cette situation entraîne un besoin pour GRTgaz d'ajuster en cours de journée les capacités disponibles pour ce service et pour l'entrée au point d'interconnexion Taisnières B (la capacité disponible à Taisnières B dépend en effet des volumes convertis).
- **l'extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga de la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison déjà possible pour les clients raccordés au réseau de GRTgaz**.

Enfin, la CRE s'interroge par ailleurs sur l'opportunité d'étudier d'ici l'ATTM7 la création d'un service de liquéfaction virtuelle demandée par les opérateurs de terminaux méthaniers.

Paris, le 10 novembre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 2 décembre 2022 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1. EVOLUTIONS VISANT A AMELIORER LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	5
1.1. FIXATION DU TERME TARIFAIRE ET DES REGLES DE SOUSCRIPTIONS AU NOUVEAU POINT D'ENTREE SUR LE RESEAU DE GRTGAZ POUR LE TERMINAL METHANIER FLOTTANT DU HAVRE	5
1.2. RABAIS DE 100% SUR LE TARIF APPLIQUE AUX POINTS D'INTERFACES TRANSPORT STOCKAGE (PITS) :	6
1.3. REGULATION INCITATIVE DE LA COMMERCIALISATION DES CAPACITES DE STOCKAGE.....	7
2. EVOLUTIONS VISANT A PRENDRE EN COMPTE LA HAUSSE DES PRIX ET LA VOLATILITE DES MARCHES DE L'ENERGIE.....	9
2.1. REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'ENERGIE.....	9
2.2. PROPOSITION D'EVOLUTION DU TAUX DE PRELEVEMENT DU GAZ EN NATURE	9
3. AUTRES EVOLUTIONS DE L'OFFRE DES GESTIONNAIRES D'INFRASTRUCTURES GAZIERES	10
3.1. EVOLUTION DES MODALITES DE COMMERCIALISATION DE L'OFFRE DE CAPACITE DE CONVERSION DE GAZ B EN GAZ H :.....	10
3.2. EXTENSION AUX CLIENTS RACCORDES AU RESEAU DE TRANSPORT DE TEREKA DE LA SOUSCRIPTION QUOTIDIENNE A PREAVIS COURT DE CAPACITES JOURNALIERES DE LIVRAISON :	13
3.3. CREATION D'UNE OFFRE DE LIQUEFACTION VIRTUELLE DES TERMINAUX METHANIERES REGULEES D'ELENGY.....	13
4. LISTE DES QUESTIONS	15

1. EVOLUTIONS VISANT A AMELIORER LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

1.1. Terme tarifaire et règles de souscription au nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz pour le terminal méthanier flottant du Havre

Alors que les livraisons de gaz russe vers l'Europe ont fortement diminué, *TotalEnergies LNG Services France* (TELSF) envisage de mettre en service un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié (FSRU) au Havre. Ce terminal, d'une capacité de regazéification d'environ 5 Gm³ par an, devrait être mis en service en septembre 2023 pour une durée d'exploitation commerciale de cinq ans. Le FSRU exploité par TELS F sera raccordé au réseau de transport de gaz de GRTgaz.

Comme indiqué dans la délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant sur le programme d'investissement de GRTgaz³, le réseau de GRTgaz est relativement bien dimensionné pour accueillir une telle infrastructure du fait de l'existence d'un terminal méthanier sur ce site jusqu'en 1990. Les travaux de raccordement de l'infrastructure consistent à construire une plateforme de 1400 m² regroupant la connexion pour le FSRU, les fonctions de réchauffage, d'odorisation et de régulation de la pression, ainsi qu'une canalisation d'environ 4 km en DN500 vers le réseau existant, pour un coût d'investissement d'environ 25 M€, hors aléas ciblés.

La capacité d'entrée sur le réseau de transport de gaz est en cours de détermination par GRTgaz, et dépendra notamment du niveau de la consommation de gaz naturel dans la zone. Les efforts importants de réduction de la consommation de gaz naturel par les consommateurs (notamment industriels) de la région du Havre, s'ils contribuent à la sécurité d'approvisionnement, pourraient en effet avoir pour conséquence de diminuer la capacité d'évacuation du réseau. La capacité d'entrée sur le réseau de GRTgaz serait alors mécaniquement réduite. Cette réduction pourrait représenter environ 10% des capacités de regazéification du terminal.

La mise en service de ce FSRU suppose la création d'un nouveau point d'entrée sur le réseau de transport français, dit « PITT M » (Point d'Interface Transport Terminal Méthanier). La CRE doit ainsi modifier le tarif ATRT7, en définissant le niveau du terme tarifaire associé à ce PITT M, ainsi que les règles de souscription au PITT M.

Concernant le tarif d'entrée sur le réseau de transport depuis le FSRU du Havre

Le tarif ATRT7 prévoit que les termes tarifaires en entrée aux PITT M français sont péréqués. Cela offre notamment aux expéditeurs la possibilité de choisir le terminal le mieux placé et le plus compétitif en fonction de l'origine de leurs cargaisons. Le tarif en vigueur aux PITT M existants s'élève ainsi à 93,18 €/MWh/j/an, et évoluera au 1^{er} avril 2023 selon les règles prévues dans l'ATR T7.

La CRE envisage à ce stade de fixer le terme tarifaire du PITT M du Havre au même niveau que celui des PITT M existants. En premier lieu, cela permettrait de maintenir le principe de péréquation des termes tarifaires d'entrée sur le réseau français *via* les terminaux méthaniers, en vigueur depuis la mise en place de la régulation. Ce niveau suffira par ailleurs à s'assurer que les coûts de raccordement du FSRU au réseau de GRTgaz seront couverts par les recettes de souscriptions au PITT M du Havre pendant les cinq années d'exploitation du terminal, même si les capacités de ce dernier ne sont pas entièrement souscrites. Ainsi, aucun des terminaux méthaniers français ne bénéficiera d'avantage comparatif en raison du tarif d'entrée sur le réseau de transport.

Question 1 Etes-vous favorable au niveau du tarif d'entrée sur le réseau de transport au PITT M du Havre envisagé par la CRE ?

Concernant les règles de souscription au PITT M du Havre

Le tarif ATRT7 prévoit les éléments suivants, concernant les règles de souscription aux PITT M existants :

- La détention de capacités de regazéification dans un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire des capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants, dans la limite de la capacité maximale disponible au PITT M. Aux PITT M de Montoir et de Fos⁴, tout expéditeur ayant souscrit des capacités auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer par le gestionnaire de réseau de transport (GRT) une capacité d'entrée journalière ferme, pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes.
- Un expéditeur ayant de la capacité souscrite à un PITT M peut augmenter ou diminuer sa capacité souscrite du jour suivant, 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).

³ Délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant sur le bilan d'exécution du programme d'investissements 2021 et approbation du programme d'investissements 2022 révisé de GRTgaz et de Teréga (transport)

⁴ Les règles de souscriptions au terminal de Dunkerque sont légèrement différentes, afin de prendre en compte la situation spécifique du terminal, relié à la fois au réseau de GRTgaz et au réseau belge.

- Le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières. Si elles excèdent, pour un jour donné, la capacité détenue par l'expéditeur, le GRT facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire, égale à la différence positive entre l'émission journalière et la capacité attribuée par l'expéditeur, au tarif de la capacité quotidienne.
- Les expéditeurs ont la possibilité de céder leurs capacités aux PITTM sans frais.
- 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.

La CRE n'a pas identifié de raison justifiant un traitement différent pour le FSRU du Havre, et envisage donc à ce stade d'étendre ces règles de souscription au PITTM du Havre.

Question 2 Etes-vous favorable aux règles de souscription pour le PITTM du Havre envisagées par la CRE ?

Concernant la durée d'amortissement des investissements liés au raccordement du FSRU

En cohérence avec la durée d'exploitation envisagée par TELSIF, GRTgaz demande que les investissements liés au raccordement du FSRU soient amortis sur cinq ans. L'opérateur indique que cela ne préjuge pas de la possibilité d'utiliser les actifs au-delà de cette période si besoin.

La CRE estime que la proposition de GRTgaz est pertinente, car elle permet d'éviter le risque de coûts échoués pour les utilisateurs du réseau. Elle envisage ainsi de fixer la durée d'amortissements des investissements liés au raccordement du FSRU à cinq ans.

Question 3 Etes-vous favorable à une durée d'amortissement de cinq ans pour les investissements liés au raccordement du FSRU au réseau de transport ?

Question 4 Avez-vous d'autres remarques concernant la création du PITTM du Havre ?

1.2. Rabais de 100% sur le tarif appliqué aux Points d'Interfaces Transport Stockage (PITS) :

Le niveau des termes d'utilisation des points d'interface transport stockage (PITS) a été fixé par la CRE dans sa délibération tarifaire du 23 janvier 2020 (ATRT7), puis a été mis à jour chaque année. La somme des termes à l'injection et au soutirage s'établit actuellement à 30,12 € / MWh/j / an en intégrant un rabais de 80%⁵.

Dans leur réponse à la consultation publique organisée par la CRE du 13 juillet au 5 septembre 2022 sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022⁶, deux fournisseurs, une association et un opérateur d'infrastructure ont demandé une mise à zéro du tarif d'utilisation des PITS, afin de faciliter la vente des capacités de stockage en cas de conditions de marché défavorables.

Analyse préliminaire de la CRE

La valeur économique du stockage découle au premier ordre de l'écart de prix du gaz entre l'été, période d'injection dans les stockages où les consommations sont plus faibles, et l'hiver, période de soutirage des stockages où le chauffage augmente la consommation. Le contexte géopolitique a engendré des tensions sur les marchés telles que le prix du gaz pendant la saison d'injection était souvent supérieur au prix des contrats à terme pour l'hiver 2022-23. Cette situation de marché a rendu plus difficile la commercialisation des capacités de stockage 2022-2023 menée par les opérateurs de stockage entre novembre 2021 et juin 2022.

De même, la CRE observe en ce moment des prix à terme pour l'été 2023 supérieurs aux prix pour l'hiver 2023-2024. De ce fait, certaines capacités sont restées invendues lors des premières enchères de stockage pour les capacités 2023-2024.

Une mise à zéro des termes au PITS permettrait de réduire le coût global de la capacité de stockage et favoriserait la souscription des capacités de stockage en diminuant l'écart de prix du gaz entre l'hiver et l'été à partir duquel il devient économiquement rentable de stocker du gaz. Cette mise à zéro renforcerait donc la sécurité d'approvisionnement française.

⁵ A l'injection, le terme annuel de capacité en entrée des stockages (TCES) est fixé à 9,03 €/MWh/jour par an. En soutirage, le terme annuel de capacité en sortie des stockages (TCSS) est fixé à 21,09€/MWh/jour par an. (Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2022)

⁶ Consultation publique n° 2022-05 du 13 juillet 2022 relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022

Par ailleurs, cette diminution du coût du stockage, de l'ordre de 0,3 à 0,7 €/MWh, conduirait mécaniquement à une meilleure valorisation des capacités par le marché et à une hausse des recettes des ventes aux enchères des capacités de stockage (excepté pour les ventes au prix de réserve). Cette hausse des revenus d'enchères permettrait aux opérateurs de stockage de couvrir une plus grande partie de leurs coûts directement grâce à leurs ventes. Elle viendrait donc réduire le terme de compensation stockage (TTS) appliqué aux points de livraison des réseaux de transport pour collecter la partie du revenu autorisé des opérateurs de stockage qui ne peut être couverte par les recettes d'enchères. Cette mesure n'engendrerait donc pas de coût supplémentaire pour les expéditeurs et les consommateurs.

Enfin, la mise à zéro des termes aux PITS conduirait à une baisse de recette de souscription pour les GRT. En 2022, ces recettes ont représenté pour GRTgaz et Teréga, environ 2% et 4% de leur revenu autorisé respectif. Les recettes de souscription ayant été fixées pour la période tarifaire ATRT7, ces recettes plus faibles viendront augmenter les montants devant être recouverts via le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). L'impact généré sur le solde du CRCP de cette perte de recettes apparaît limité.

Le contexte actuel impose de maximiser les souscriptions de capacité dans les stockages pour garantir la sécurité d'approvisionnement française. La CRE est donc, à ce stade, favorable à un rabais de 100% pour les termes aux PITS, ou, a minima sur les PITS des stockages les moins performants.

Question 5 Êtes-vous favorable, comme la CRE, à un rabais de 100% sur les termes tarifaires, soit appliqué aux points d'interface transport stockage (PITS), soit uniquement appliqué aux PITS des stockages les moins performants ?

1.3. Régulation incitative de la commercialisation des capacités de stockage

Régulation incitative prévue par le tarif ATS2

L'objectif premier de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage est de maximiser les souscriptions pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays en hiver. Dans un second temps, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché.

Afin d'inciter les opérateurs de stockage sur ces deux objectifs, le tarif ATS2 prévoit un mécanisme attribuant aux opérateurs un bonus conditionné à l'atteinte d'un niveau minimal de souscription. Le seuil retenu est le niveau du dernier arrêté relatif aux stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1^{er} novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars^[2].

Ce bonus s'applique à l'ensemble des capacités commercialisées aux enchères, y compris les capacités commercialisées lors de ventes additionnelles ultérieures de produits de court terme. Il tient compte des recettes et du « premium » de chaque enchère, c'est-à-dire l'écart entre le prix de l'enchère et la valeur saisonnière du stockage (qui correspond au spread hiver-été minoré du coût de stockage). Cette « sur-valeur » est notamment liée à la possibilité pour les utilisateurs de moduler les injections et soutirages d'un jour sur l'autre, et dépend donc de la performance des stockages. Elle est également le résultat du niveau de concurrence lors des enchères, qui est favorisée par les actions commerciales des opérateurs.

Le bonus est actuellement calculé pour chaque opérateur de stockage comme suit :

$$\text{Bonus} = 0,5\% \times \text{Recettes d'enchères} + 5\% \times \text{Premium d'enchères}$$

Avec :

- Recettes d'enchères : les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de l'année N dans le cadre de leurs campagnes d'enchères ;
- Premium d'enchères : positif ou négatif, il est calculé en multipliant la capacité vendue lors d'une enchère par un terme de prix, correspondant à l'écart entre le prix d'adjudication de l'enchère et le spread hiver-été auquel est retranché le coût de stockage (terme « spread – coûts ») :
 - pour les enchères des capacités de l'année N ayant lieu avant novembre N-1, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « spread – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter bid (N)_j et le prix Summer ask (N)_j^[3] sur le TTF, publié par ICIS, réduit de 0,75 €/MWh ;

^[2] Le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année par arrêté les stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1^{er} novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars.

^[3] Moyenne sur les 10 derniers jours de cotation

- pour l'enchère des capacités de stockage en gaz B, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « spread – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter settlement (N)_j et le prix Summer settlement (N)_j¹⁷ sur le PEG publiés par Powernext, de laquelle le *spread bid-ask* est retranché, puis réduit de 0,70 €/MWh ;
- pour les enchères des capacités de l'année N ayant lieu en novembre N-1, janvier et février N, le terme « spread – coûts » correspond à l'écart des prix *settlement* de l'hiver N et de l'été N sur le PEG, tel que publié par Powernext, sur le dernier jour de cotation précédant le jour de clôture de l'enchère (J-1 pour J), réduit de 0,75 €/MWh.

Le tarif ATS2 prévoit que les opérateurs percevront un bonus sur l'ensemble des capacités commercialisées aux enchères, y compris les capacités lors de ventes additionnelles ultérieures de produits « de court terme ».

Evolutions envisagées par la CRE

Le contexte géopolitique a engendré des tensions sur les marchés telles que le prix du gaz pendant la saison d'injection était souvent supérieur au prix des contrats à terme pour l'hiver 2022-23. De même, le spread hiver – été est actuellement négatif pour la prochaine saison de stockage.

La CRE ne souhaite pas remettre en question en cours de période tarifaire le niveau d'incitation qu'elle considère adapté à la situation et qui a favorisé la souscription de l'ensemble des capacités 2022-2023 malgré un contexte de marché défavorable. Toutefois, l'évolution des conditions de marché a fait ressortir les limites de la formule de calcul prévue par le tarif ATS2.

La formule existante pourrait en effet conduire à l'absence de versement d'un bonus malgré l'atteinte l'objectif de souscription. Un prix d'adjudication inférieur au spread hiver-été conduit à un premium d'enchère négatif. Cette situation a été observée lors de plusieurs enchères en 2022 et elle pourrait être à nouveau observée lors de la commercialisation des capacités 2023-2024. La multiplication de ces ventes pourrait conduire à annuler ou rendre négatif le bonus de commercialisation en appliquant la formule actuelle.

Inversement, cette formule peut aboutir à des bonus disproportionnés lorsque des capacités sont souscrites au prix de réserve nul et que le spread hiver-été est négatif. Dans ces situations, les opérateurs ne perçoivent pas de recettes d'enchère. L'attribution d'un bonus augmente donc directement le montant qui devra être collecté par les GRT en appliquant le terme de compensation stockage (TTS) aux points de livraison des réseaux de transport.

Enfin, le versement du bonus de commercialisation est actuellement conditionné à l'atteinte du seuil de souscription portant sur l'ensemble des capacités françaises. Un opérateur pourrait ainsi ne pas recevoir de bonus malgré la souscription de l'ensemble de ses capacités si un autre opérateur ne parvenait pas à écouler tous ses produits.

Pour corriger les défauts de la formule actuelle dans ces situations extrêmes, la CRE propose les ajustements suivants :

- la formule pourrait être adaptée de la façon suivante pour éviter que le bonus soit annulé par des primes d'enchère négatives :
$$\text{Bonus} = 0,5\% \times \text{Recettes d'enchères} + 5\% \text{ du maximum entre zéro et la somme des primes d'enchères}$$
- le bonus de commercialisation des capacités 2023-2024 pourrait être plafonné pour ne pas excéder les montants obtenus sur l'année 2022-2023 ;
- En plus de ce bonus, la CRE envisage que les opérateurs conservent 10% des recettes de commercialisation des produits de « court terme » qui peuvent être proposés au marché une fois que le seuil de souscription est atteint. Cette proportion plus élevée que pour les ventes initiales est justifiée par l'absence de part premium pour ces ventes et par les efforts additionnels qui doivent être mis en œuvre par les équipes techniques et commerciales des opérateurs. 95% des recettes correspondantes reviendraient aux utilisateurs via la baisse du terme TTS.

Enfin, le versement du bonus de commercialisation est actuellement conditionné à l'atteinte du seuil de souscription portant sur l'ensemble des capacités françaises. Un opérateur pourrait ainsi ne pas recevoir de bonus malgré la souscription de l'ensemble de ses capacités si un autre opérateur ne parvenait pas à écouler tous ses produits.

La CRE envisage que dans le cas où le niveau minimal de souscription à la maille France ne serait pas atteint, un bonus soit versé aux opérateurs dont les capacités seraient totalement souscrites.

Question 6 Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative applicable à la commercialisation des capacités de stockage envisagées par la CRE ?

2. EVOLUTIONS VISANT A PRENDRE EN COMPTE LA HAUSSE DES PRIX ET LA VOLATILITE DES MARCHES DE L'ENERGIE

2.1. Régulation incitative des charges d'énergie

Description du cadre existant et analyse de son adéquation aux conditions de marché :

Les variations des prix de l'électricité et du gaz et de la consommation d'énergie, ainsi que les achats et ventes de quotas de CO2, ne sont que partiellement maîtrisables par les opérateurs d'infrastructures gazières. Ces charges sont donc incluses dans le périmètre de chaque infrastructure régulée. Pour inciter les opérateurs à maîtriser ce poste de charge important, les écarts réalisés sur ce poste par rapport à la trajectoire de référence établie l'année N-1 ne sont couverts qu'à 80 % par le CRCP. Les 20 % restants restent à la charge ou au bénéfice de l'opérateur. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement, de façon à prendre en compte les évolutions des prix de l'électricité et du gaz (biannuellement pour le tarif ATTM6) et l'actualisation des prévisions de volumes. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire tarifaire est couvert à 100% au CRCP.

Les achats d'énergie représentent un poste de dépense important pour tous les opérateurs gaziers. Avec la hausse des prix de gros constatée depuis fin 2021, le poids financier de ce poste dans les tarifs est en forte augmentation. De plus, la forte volatilité des prix de l'énergie sur les marchés rend plus difficiles les prévisions pour la définition d'un prix moyen dans les trajectoires de référence pour le gaz, l'électricité et les quotas de CO2. Une couverture à 80 % des charges d'énergie aux CRCP des différentes infrastructures fait peser le risque de voir apparaître des bonus ou des malus très importants sur les opérateurs indépendamment de leur performance de gestion.

Dans ce contexte, les opérateurs demandent la mise en place d'un plafonnement des bonus/malus ou de ne plus être incités sur les prix de l'électricité et du gaz, qui sont susceptibles de varier fortement même en considérant que la trajectoire est remise à jour chaque année en fin d'année N-1.

Compte tenu de l'augmentation actuelle des prix de marché du gaz et de l'électricité, la CRE considère opportun de revoir la régulation incitative pour limiter les niveaux de bonus/malus des opérateurs. Néanmoins, la CRE considère que les opérateurs doivent continuer à être incités sur la maîtrise de leurs charges et sur l'optimisation de leur consommation énergétique.

Pour adapter la régulation incitative des charges d'énergies, la CRE propose, d'une part, d'augmenter à 90 % (contre 80 % actuellement) la part des écarts sur les charges d'énergie couverte par le tarif via le CRCP. D'autre part, la CRE envisage de plafonner le montant des bonus/malus induits par ce poste « Energie ». Ce plafond pourrait être de l'ordre de 1% du revenu autorisé de chaque opérateur.

Question 7 Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative des charges d'énergie des opérateurs gaziers proposée par la CRE ?

2.2. Proposition d'évolution du taux de prélèvement du gaz en nature

Proposition d'Elengy

Afin de répondre aux besoins de fonctionnement des terminaux, le tarif en vigueur prévoit le prélèvement par les opérateurs de 0,3 % du gaz déchargé pour Montoir-de-Bretagne, de 0,2 % du gaz déchargé pour Fos Cavaou et 0,5% pour Fos Tonkin. Le gaz éventuellement excédentaire est redistribué en nature aux expéditeurs en fin d'année, au prorata des quantités déchargées sur l'année écoulée, tandis que le gaz déficitaire est reporté sur l'année suivante.

Elengy souhaite introduire des changements dans le taux actuel de prélèvement du gaz afin de mieux refléter l'évolution de ses besoins.

Fos Cavaou :

Depuis plusieurs années, le prélèvement du gaz sur Fos Cavaou a été fixé à 0,2%. Elengy constate actuellement un excédent structurel significatif à restituer aux clients du terminal lié à la diminution des besoins de combustion et à des torchages limités. Dans le contexte actuel caractérisé par le prix élevé du gaz, Elengy aimerait ajuster son taux de prélèvement en le réduisant de 0,2% à 0,1%. Cela permettrait à l'opérateur de refléter son besoin de gaz réel et d'améliorer l'attractivité du terminal.

Fos Tonkin :

Compte tenu d'un déficit important constaté à la fin de la décennie précédente lié à diverses difficultés techniques sur un terminal moins utilisé et moins flexible, le taux de prélèvement avait été augmenté à 0,5% lors de l'entrée en vigueur du tarif d'utilisation ATTM5 bis et n'a plus été modifié depuis. La consommation de gaz du terminal de Fos Tonkin s'est stabilisée et Elengy prévoit de combler le déficit accumulé dans le passé d'ici début 2023. L'opérateur demande donc de réduire le taux de prélèvement du gaz en nature de 0,5% à 0,4%.

Montoir :

Les besoins en gaz sur le terminal de Montoir sont très variables d'une année sur l'autre car ils dépendent de l'utilisation des regazéificateurs à combustion. Notamment, le taux peut varier de 0%, si les regazéificateurs à ruissellement sont utilisés (comme dans la majorité des cas en été) à 1,5% pour le navire marginal en hiver quand l'eau de mer est froide. Le taux de prélèvement fixé lors de l'ATTM6 est de 0,3% et correspond à une hypothèse de taux d'utilisation du terminal de 50 à 70 %. Or le taux d'utilisation de Montoir a augmenté et est en moyenne supérieur à 90% depuis le début de l'année 2022. Cela a entraîné un déficit structurel de la couverture des besoins en gaz.

Ce déficit structurel viendrait aggraver un solde déjà négatif constaté fin 2021, notamment causé par des torchages imprévus dû à l'arrêt subi pendant tout le mois de mai 2021. Elengy propose donc d'augmenter le taux de prélèvement du gaz de 0,3% à 0,5%. L'opérateur estime qu'un tel taux permettrait de compenser d'ici 2 à 6 ans, en fonction du taux d'utilisation du terminal, le déficit accumulé de gaz.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est, à ce stade, favorable au changement des taux de prélèvement du gaz pour les deux terminaux de Fos Cavaou et Fos Tonkin. Pour le terminal de Montoir, la CRE est à ce stade favorable à l'augmentation du taux de prélèvement à 0,5%, qui permettra de couvrir le besoin estimé généré par l'utilisation intensive des terminaux en 2022 et 2023 ainsi que le déficit des années précédentes.

Question 8 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant le taux de prélèvement du gaz en nature sur Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir ?

3. AUTRES EVOLUTIONS DE L'OFFRE DES GESTIONNAIRES D'INFRASTRUCTURES GAZIERES

3.1. Evolution des modalités de commercialisation de l'offre de capacité de conversion de gaz B en gaz H :

Rappel du contexte de la zone B :

Une partie de la région des hauts de France est alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (gaz B). Cette zone (ci-après « zone B ») est progressivement convertie au gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H) depuis 2018. Le plan de conversion a débuté par une phase pilote, qui a été lancée opérationnellement mi-2018. La phase de déploiement industriel a commencé en 2021 et s'achèvera en 2029. Dans le cadre de cette conversion, il est donc nécessaire d'alimenter en gaz B un nombre décroissant de consommateurs jusqu'en 2029, avec des infrastructures en gaz B de plus en plus réduites.

Les réseaux de gaz B et de gaz H sont physiquement distincts. Sur le réseau de gaz B, le gaz provient presque exclusivement du Point d'interconnexion réseau (PIR) Taisnières B. Il est produit aux Pays-Bas⁷ et transite par la Belgique. La zone B compte également un site de stockage à Gournay⁸, opéré par Storengy, ainsi que des installations de conversion de gaz B en gaz H situés au niveau du point d'entrée Taisnières B. Ces installations de conversion sont opérées par GRTgaz. Par ailleurs, des quantités marginales de gaz B issues du gaz de mine sont injectées sur le réseau à partir d'un Point d'interface transport production (PITP) et 5 sites d'injection de biométhane situés sur le réseau de distribution.

Physiquement, l'alimentation en gaz B de cette zone est assurée presque exclusivement par un seul expéditeur, possédant un contrat de long-terme avec le principal producteur de gaz B aux Pays-Bas.

GRTgaz propose à cet expéditeur un service de conversion B vers H, réalisé grâce à des installations de conversion situées à Taisnières et permettant d'injecter une quantité limitée de gaz B sur le réseau de gaz H. Cette capacité de conversion de 70 GWh/j est commercialisée en tant que produit interruptible sur des maturités annuelles et mensuelles. Les capacités commercialisées sur des maturités quotidiennes et infra-journalières sont fermes.

En entrée à Taisnières B, GRTgaz commercialise 230 GWh/j de capacités fermes, ainsi que des capacités interruptibles. Les capacités quotidiennes souscrites en J-1 sont fermes. Les disponibilités de la capacité interruptible à Taisnières B dépend du niveau programmé sur le service de conversion B > H.

Proposition de GRTgaz :

La conversion progressive de la zone B en gaz H a des effets sur l'exploitation du réseau de gaz B. En particulier, GRTgaz doit ajuster en cours de journée la capacité du service de conversion en fonction du niveau de consommation de la zone B et des nominations sur les différents points d'entrée et de sortie (nominations au PITS gaz B et au PIR Taisnières B). Les conditions d'interruptibilité du service de conversion sont décrites dans le code opérationnel du réseau de GRTgaz (CORE)⁹ :

- Si la consommation de la zone B est inférieure à 180 GWh et le soutirage depuis le stockage de Gournay est inférieur à 120 GWh, alors la capacité au service de conversion B vers H est de 70 GWh ;
- Dans le cas contraire, la capacité au service de conversion B vers H correspond au minimum entre 45 GWh et la nomination en entrée à Taisnières B.

De plus, la capacité interruptible au PIR Taisnières B n'est disponible qu'à hauteur de la quantité de gaz B convertie en gaz H, comme indiqué dans le CORE.

Si la consommation de la zone B peut être estimée de façon fiable la veille pour le lendemain par GRTgaz, ce n'est pas le cas des nominations au PITS gaz B et au PIR Taisnières B qui peuvent être modifiées en cours de journée par les expéditeurs. Dès lors, il n'est plus possible pour GRTgaz de proposer des capacités quotidiennes et infra-journalières fermes au service de conversion.

Sur le point d'entrée Taisnières B et sur le point de conversion B-H, GRTgaz propose donc la création de capacités interruptibles sur des maturités quotidiennes et infra-journalières. L'interruption de ces capacités quotidiennes et infra-journalières n'advierait que dans les cas où des nominations en entrée de la zone seraient modifiées en cours de journée et où les conditions du CORE ne seraient plus remplies. Ces conditions restent quant à elles inchangées.

⁷ Historiquement, le gaz B provenait principalement du gisement de Groningue, dont la fin d'exploitation est programmée en 2024. Le gouvernement néerlandais a prévu de plafonner la production de Groningue à 2,3 Gm³ entre le 1^{er} octobre 2022 et le 30 septembre 2023. La majorité du gaz B exporté par les Pays-Bas est désormais produit en convertissant du gaz H (en y injectant de l'azote).

⁸ Commercialement, le stockage de Gournay correspond au produit de stockage Sédiane B.

⁹ <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-03/b31-01-05-2022.pdf>

Analyse préliminaire de la CRE :

- *Concernant l'offre de capacités journalières et infra-journalières interruptibles au point de conversion B-H et le tarif qui serait appliqué à ces capacités :*

La CRE considère que la formule du CORE de GRTgaz décrit de façon transparente les conditions d'interruption de cette capacité. Puisqu'un seul expéditeur est presque exclusivement responsable de l'approvisionnement physique de gaz B dans la zone, la CRE considère que cet expéditeur maîtrise les conditions d'interruptibilité des capacités proposées par GRTgaz lorsqu'il modifie ses nominations en cours de journée au PIR Taisnières B et au PITS Nord B. La proposition de GRTgaz d'offrir des capacités interruptibles journalières et infra-journalières ne réduit pas la disponibilité de la capacité de conversion.

De plus, depuis août 2020, seules des capacités journalières et infra-journalières du service de conversion ont été souscrites. GRTgaz ne dispose pas de visibilité sur les nominations en cours de journée sur les autres points de la zone B. GRTgaz serait contraint de proposer des capacités quotidiennes fermes à des niveaux faibles voire nuls au point de conversion B-H si une offre de capacité interruptible n'était pas créée.

Afin de maximiser la disponibilité des capacités proposées, la CRE est favorable à la création d'une offre de capacités interruptibles journalières et infra-journalières sur le service de conversion B-H.

En appliquant la formule du CORE et sur la base des consommations et nominations de la dernière année gazière, GRTgaz estime que le taux de disponibilité des capacités interruptibles journalières et infra-journalières aurait été d'environ 90 %.

La CRE propose donc de fixer le tarif de ces nouvelles capacités interruptibles journalières et infra-journalières à 90% du prix de la capacité ferme de même maturité, soit 0,17€/MWh/j.

- *Concernant l'offre de capacités journalières et infra-journalières interruptibles au PIR Taisnières B en entrée et le tarif qui serait appliqué à ces nouvelles capacités :*

La capacité interruptible au PIR Taisnières B n'est disponible qu'à hauteur de la quantité de gaz B convertie en gaz H. Comme pour le service de conversion, l'unique expéditeur approvisionnant physiquement la zone en gaz B maîtrise les conditions d'interruption de ces capacités, étant donné qu'il est le seul à pouvoir utiliser le service de conversion et à acheminer du gaz depuis Taisnières B.

Pour maximiser la capacité effectivement disponible au PIR Taisnières B, GRTgaz doit pouvoir proposer des capacités interruptibles à des maturités journalières et infra-journalières qui permettront de s'adapter à l'évolution en cours de journée des quantités nominées au point de conversion B-H.

La CRE est donc favorable à la création d'une offre de capacités interruptibles journalières et infra-journalières en entrée au PIR Taisnières B.

Pour fixer le tarif qui serait appliqué aux capacités interruptibles journalières et infra-journalières au PIR Taisnières B, la CRE propose d'appliquer le même rabais que sur le service de conversion par rapport au prix de la capacité ferme de même maturité, les deux offres étant interdépendantes. La CRE propose donc de fixer le tarif de ces nouvelles capacités interruptibles journalières et infra-journalières à 90 % du prix de la capacité ferme de même maturité, soit 0,20 €/MWh/j.

Question 9 Êtes-vous favorable à la création d'une offre de capacités interruptibles sur des maturités journalières et infra-journalières pour le service de conversion B-H et en entrée à Taisnières B ?

Question 10 Êtes-vous favorable aux tarifs envisagés par la CRE pour ces capacités ?**3.2. Extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga de la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison :**

Des clients raccordés au réseau de Teréga, ont émis le souhait de pouvoir réserver des capacités quotidiennes de livraison le jour J en cours de journée gazière¹⁰ J durant certaines périodes de l'année. Aujourd'hui, les capacités quotidiennes de livraison doivent être souscrites en J-1. Ces clients, essentiellement agriculteurs, souhaitent pouvoir ajuster leurs réservations plus finement au cours de la journée en fonction de leurs besoins.

L'ATRT7 prévoit, pour les clients raccordés au réseau de transport de GRTgaz, une offre de capacité quotidienne à préavis court pour livraison le jour J et pouvant être souscrite jusqu'à 14h le jour J.

Teréga demande l'extension de ce dispositif aux clients raccordés à son réseau.

Analyse préliminaire de la CRE :

La CRE est a priori favorable à l'idée d'une harmonisation des conditions de préavis pour la souscription de capacités quotidiennes de livraison entre les réseaux de GRTgaz et Teréga.

En revanche, la CRE note que l'application aux clients de Teréga des modalités prévues par l'ATRT7 pour les souscriptions quotidiennes à préavis court de capacités journalières de livraison aurait pour effet de dégrader certaines conditions commerciales actuellement pratiquées.

En effet, la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison prévoit l'application :

- d'une majoration de 20% du tarif lorsque la demande de souscription intervient 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 ;
- d'une majoration de 30% lorsque la demande de souscription intervient après 20h00 le jour précédant et jusqu'à 14h le jour considéré par la demande.

Aujourd'hui, les clients de Teréga, peuvent souscrire une capacité quotidienne jusqu'à 5h59 la veille du jour de livraison sans subir de majoration sur le tarif. La CRE ne juge pas opportun de dégrader les conditions commerciales actuellement pratiquées et considère que des pénalités ne devraient pas être appliquées d'ici la fin de la période tarifaire ATRT7.

Par ailleurs, pour des raisons internes de développement SI, Teréga souhaite que l'extension à ses clients de la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison ne soit mise en œuvre qu'à compter du 1^{er} septembre 2023.

A ce stade, la CRE n'a pas de position quant à la proposition de Teréga.

Question 11 Êtes-vous favorable à l'extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga du dispositif de souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison prévu par l'ATRT7 pour les consommateurs raccordés au réseau de GRTgaz, sans toutefois appliquer de majoration tarifaire ?**3.3. Création d'une offre de liquéfaction virtuelle des terminaux méthaniers régulés d'Elengy****Proposition d'Elengy concernant l'offre des terminaux méthaniers régulés**

Elengy propose de créer un service de liquéfaction virtuelle. Le principe de la liquéfaction virtuelle est de permettre à tous les expéditeurs actifs sur le réseau de transport d'acquies du GNL en cuve en effectuant une nomination « rebours » depuis le réseau de transport vers le terminal, ce qui réduit d'autant l'émission du terminal vers le réseau.

¹⁰ Journée gazière : désigne la période commençant à 6 heures un jour calendaire donné et finissant à 6 heures le jour calendaire suivant. La date d'une journée gazière est la date du jour où la journée gazière commence. La journée gazière dure 24 heures (sauf en cas de changement d'heure légale en France).

La flexibilité est prioritairement accordée aux acteurs disposant de GNL en cuve. Si le terminal en dispose davantage, une nomination « rebours » serait alors effectuée à l'occasion du guichet d'allocation intra-journalier (et uniquement lorsque le terminal dispose de la flexibilité nécessaire,

L'expéditeur bénéficiaire de cette offre aurait les mêmes droits sur le GNL acquis qu'un client disposant déjà de GNL au titre de ses déchargements. L'inventaire acquis pourra donc être transféré à un tiers, chargé sur un camion-citerne ou sur un navire voire réémis vers le réseau.

Dunkerque LNG envisage de proposer un service comparable.

Analyse préliminaire de la CRE

Ce dispositif permettrait aux expéditeurs n'acheminant pas de GNL jusqu'en France d'acquérir du GNL directement en cuve sans avoir à en négocier l'achat auprès d'un fournisseur de GNL présent sur le terminal. Ces fournisseurs de GNL pourraient donc considérer que ce service réduit la valeur de leurs capacités de regazéification et réduit l'attractivité des terminaux régulés français.

La CRE considère important de veiller à ce que le développement de nouveaux services dans les terminaux ne se fasse pas au détriment des acteurs permanents qui acheminent du gaz jusqu'en France et participent à la sécurité d'approvisionnement du territoire.

De plus, la CRE note qu'au vu des souscriptions aux terminaux français, leur compétitivité ne semble pas remise en cause à court terme.

La CRE note cependant que ce type de service, notamment proposé par les opérateurs de terminaux méthaniers en Espagne, au Portugal, en Belgique, offrirait la possibilité à des acteurs n'acheminant pas de GNL par voie maritime de se positionner sur des petits volumes à offrir au marché en sortie des terminaux. Permettre l'accès aux installations des terminaux méthaniers à une pluralité de nouveaux acteurs augmenterait la liquidité du marché du GNL porté. De plus, ce service de liquéfaction virtuelle favoriserait une diversification des usages du GNL, notamment en tant que carburant pour le transport routier ou maritime.

La mise en place de ce service nécessiterait l'adaptation des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, mais aussi du tarif d'utilisation des réseaux de transport, avec la création, d'un terme de rebours virtuel aux PITTM pour le réseau de transport. En cas d'intérêt du marché pour ce nouveau service, la CRE envisage de travailler à sa mise en œuvre éventuelle lors de la prochaine période tarifaire ATRT8 à partir du 1^{er} avril 2024.

Question 12 Etes-vous favorable à une étude approfondie de ce service par la CRE pour sa mise en œuvre à l'entrée en vigueur de l'ATRT8 ?

4. LISTE DES QUESTIONS

Question 1	Etes-vous favorable au tarif d'entrée sur le réseau de transport au PITTM du Havre envisagé par la CRE ?
Question 2	Etes-vous favorable aux règles de souscription pour le PITTM du Havre envisagées par la CRE ?
Question 3	Etes-vous favorable à une durée d'amortissement de cinq ans pour les investissements liés au raccordement du FSRU au réseau de transport ?
Question 4	Avez-vous d'autres remarques concernant la création du PITTM du Havre ?
Question 5	Êtes-vous favorable, comme la CRE, à un rabais de 100% sur les termes tarifaires, soit appliqué aux points d'interface transport stockage (PITS), soit uniquement appliqué aux PITS des stockages les moins performants ?
Question 6	Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative applicable à la commercialisation des capacités de stockage envisagées par la CRE ?
Question 7	Etes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative des charges d'énergie des opérateurs gaziers proposée par la CRE ?
Question 8	Etes-vous favorable à la proposition d'Elengy visant à changer le taux de prélèvement du gaz en nature sur Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir ?
Question 9	Êtes-vous favorable à la création d'une offre de capacités interruptibles sur des maturités journalières et infra-journalières pour le service de conversion B-H et en entrée à Taisnières B ?
Question 10	Êtes-vous favorable aux tarifs envisagés par la CRE pour ces capacités ?
Question 11	Êtes-vous favorable à l'extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga du dispositif de souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison prévu par l'ATRT7 pour les consommateurs raccordés au réseau de GRTgaz, sans toutefois appliquer de majoration tarifaire ?
Question 12	Etes-vous favorable à une étude approfondie du service de liquéfaction virtuelle par la CRE pour sa mise en œuvre à l'entrée en vigueur de l'ATRT8 ?