

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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2023-05 DU 15 JUIN 2023 SUR LES MODALITES DE GESTION DES CONGESTIONS SUD → NORD SUR LES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ

La zone de marché unique du gaz en France, *Trading Region France* (TRF), est entrée en fonctionnement le 1^{er} novembre 2018, en remplacement des deux précédentes places de marché, le PEG Nord et la *Trading Region South* (TRS). Elle a permis la création d'un prix unique pour l'ensemble des consommateurs français, l'accès à des sources d'approvisionnement variées et compétitives en fonction des configurations du marché mondial, et le renforcement de la liquidité et de l'attractivité du marché français du gaz.

Les délibérations du 26 octobre 2017¹, 24 juillet 2018², 29 mai 2019³, 12 décembre 2019⁴ et 13 décembre 2022⁵ ont défini les modalités de mise en œuvre et les règles de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

La très forte réduction des exportations de gaz russe depuis l'été 2022, à la suite de l'invasion russe en Ukraine, a entraîné une situation de crise d'approvisionnement en Europe. La France a contribué grâce à ses infrastructures à ce que l'Europe surmonte cette crise d'approvisionnement. En effet, la France a cessé de recevoir du gaz depuis la Belgique, et s'est au contraire mise à exporter vers la Belgique, l'Allemagne et l'Italie grâce à ses sources d'approvisionnement diversifiées (importation de gaz norvégien au point d'interconnexion réseau (PIR) Dunkerque, de gaz naturel liquéfié (GNL) à Fos, Montoir et Dunkerque, et depuis l'Espagne à Pirineos).

Toutefois, deux épisodes de forte réduction des flux au PIR Dunkerque depuis la Norvège ont provoqué un déficit significatif de gaz dans le Nord de la France, compensé par un excédent de gaz dans le Sud, bien approvisionné en GNL depuis les terminaux méthaniens de Fos et de Montoir et l'Espagne.

Si aucune rupture d'approvisionnement n'est finalement survenue, ces deux épisodes ont testé les limites de fonctionnement de la TRF et ont conduit la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à adopter des mesures temporaires d'urgence par la délibération du 13 décembre 2022⁶. En effet, les capacités existantes du réseau de transport ne permettaient pas d'acheminer l'intégralité de l'excédent de gaz du Sud vers le Nord de la France où se situe la majorité des consommateurs. Durant ces deux épisodes, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont été contraints de mobiliser l'ensemble des mécanismes prévus par les règles relatives au fonctionnement de la TRF pour résorber les congestions internes de la TRF.

Les gestionnaires d'infrastructure ont dû faire face à des changements de flux très importants en cours de journée ce qui aurait pu compromettre l'intégrité de certaines de leurs installations (terminaux méthaniens, stations de compression sur le réseau de transport). Du point de vue économique, le recours au *spread* localisé, c'est-à-dire à l'achat de gaz au nord et à la vente de gaz au sud pour résorber les congestions, a coûté 54,6 M€ sur la période aux GRT. De plus, les GRT ont été contraints à 16 reprises d'appliquer des restrictions mutualisées au sud de la France, c'est-à-dire de réduire en urgence les capacités d'injection sur le réseau depuis les stockages, d'importation depuis l'Espagne ou depuis les terminaux méthaniens.

¹ Délibération n°2017-246 de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1^{er} novembre 2018

² Délibération n°2018-171 de la Commission de régulation de l'énergie du 24 Juillet 2018 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

³ Délibération n°2019-120 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mai 2019 portant décision de modification de la délibération du 26 octobre 2017 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

⁴ Délibération n°2019-276 de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2019 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

⁵ Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

⁶ Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

15 juin 2023

La CRE note que durant cette période, certains expéditeurs ont soumis aux GRT des nominations déséquilibrées en cours de journée. Ce comportement a aggravé la congestion et le recours au mécanisme des restrictions mutualisées. La CRE rappelle qu'elle surveille les marchés de gros de l'énergie dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 (REMIT) et qu'elle peut, en application des dispositions de l'article L. 135-3 du code de l'énergie, procéder aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement de ses missions. Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), qui peut notamment être saisi par la présidente de la CRE à la suite de telles enquêtes, peut sanctionner les manquements aux règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du REMIT en application des dispositions de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

Trois réunions de la Concertation Gaz ont été organisées les 16 décembre 2022, 6 janvier 2023 et 2 juin 2023, afin d'échanger avec les GRT de gaz et des acteurs de marché sur les mesures à prendre pour mieux prévenir et résoudre ces congestions.

La présente consultation publique a pour objectif de consulter les acteurs sur les modifications à apporter aux mécanismes existants et sur les nouveaux mécanismes de fonctionnement de la TRF pour limiter les congestions dans le sens Sud vers Nord et améliorer la résilience du système gazier. La CRE considère que ces travaux sont nécessaires pour préserver le modèle de marché actuel qui a démontré son efficacité depuis plusieurs années (notamment la zone de marché unique et l'équilibrage journalier des utilisateurs de réseau).

La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 6 septembre 2023.

A l'issue de cette consultation publique, la CRE envisage de délibérer dans les meilleurs délais, notamment, sur les évolutions des mécanismes de fonctionnement de la TRF, afin que les GRT aient le temps de réaliser les développements SI nécessaires pour leur mise en œuvre dès l'hiver 2023-24.

Paris, le 15 juin 2023.

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 6 septembre 2023 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. CONTEXTE.....	4
1. REDUCTION DES FLUX DU NORD VERS LE SUD.....	4
2. CONSEQUENCES POUR LE FONCTIONNEMENT DE LA TRF EN HIVER 2022-2023.....	4
3. RISQUES OPERATIONNELS ET PHYSIQUE POUR LES INFRASTRUCTURES	5
4. CONSEQUENCES POUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT.....	6
5. OCCURRENCE D'ATTEINTE DES LIMITES SUD VERS NORD (ETUDE GRTGAZ)	6
6. ANALYSE DE LA CRE SUR LE MARCHE GAZIER FRANÇAIS	7
2. PRESENTATION ET ANALYSE DES PROPOSITIONS DES GRT.....	8
1. MESURES DE LA DELIBERATION N° 2022-352 DE LA CRE DU 13 DECEMBRE 2022 ET PROPOSITION DE NOUVEAUX SUPERPOINTS	8
2. INTERRUPTION DU MECANISME « UIOLI STOCKAGE » AU SOUTIRAGE EN AMONT DES CONGESTIONS.....	9
3. MODIFICATION DES NOMINATIONS DESEQUILIBREES EN PERIODE DE CONGESTION	10
4. SWAP STOCKAGE	11
5. OUVERTURE DU UIOLI SUR LE PIR DUNKERQUE.....	12
6. RESTRICTION ANTICIPEE EN DERNIER RECOURS.....	12
7. CHANGEMENT DE CALCUL DU TAUX DES RESTRICTIONS MUTUALISEES SUR LES STOCKAGES	13
8. REFERENTIEL TRF : AJOUT DE DEUX NOUVELLES LIMITES SUD/NORD, SNO ET SN4	14
9. ARRET DES VENTES ET COUPURE DE L'INTERRUPTIBLE : APPLICATION DES DEUX COTES DE LA LIMITE EN CAS DE CONGESTION SUD/NORD.....	14
3. AUGMENTATION DE LA CAPACITE DE SORTIE AUX PIR EN AVAL DES CONGESTIONS SUD NORD	16
4. SYNTHESE DES QUESTIONS.....	17
ANNEXE	18
ANNEXE 1 : RAPPEL SUR LE FONCTIONNEMENT DE LA TRF.....	18
Limites du réseau en TRF	18
Mécanismes de levée des congestions journalières	18
ANNEXE 2 : DEFINITIONS DES LIMITES SNO, SN1, SN2, SN3 ET SN4	21
ANNEXE 3 : PROPOSITIONS D'AMELIORATION DU FONCTIONNEMENT DE LA TRF EN SCHEMA DE FLUX SUD VERS NORD, GRTGAZ, JUIN 2023	22
ANNEXE 4 : MESURES DE RENFORCEMENT DE LA TRF, TEREKA, 25 MAI 2023	22

1. CONTEXTE

1. Réduction des flux du Nord vers le Sud

L'interruption des exportations de gaz russe vers l'Europe depuis l'automne 2022 a interrompu les entrées de gaz depuis l'Allemagne au point d'interconnexion d'Obergailbach et depuis la Belgique au point d'interconnexion de Virtualys mettant le réseau de transport dans une configuration inédite de flux allant du Sud vers le Nord en hiver.

Cette situation s'est accentuée lors de deux épisodes de baisse significative des importations de gaz norvégien au point d'interconnexion de Dunkerque, alors que le prix du gaz sur le marché français était inférieur aux prix des autres marchés du Nord de l'Europe (y compris le marché britannique).

2. Conséquences pour le fonctionnement de la TRF en hiver 2022-2023

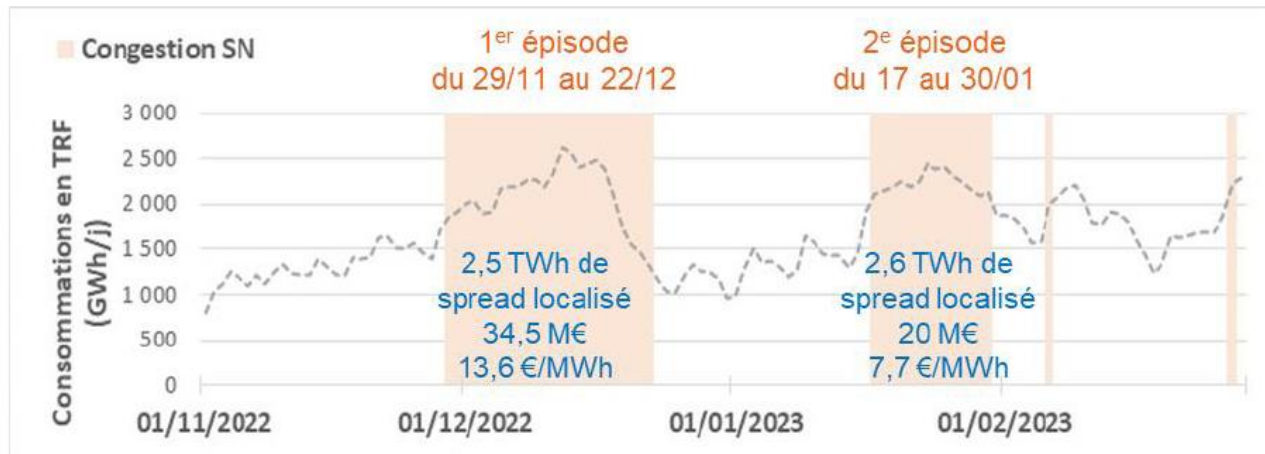
La réduction très importante des flux d'entrée au Nord, le maintien d'arrivées importantes de gaz au sud de la TRF, combinés à des consommations importantes générant des flux de soutirage des stockages ont entraîné deux épisodes de congestion où la limite dite « Sud-Nord 3 » ou « SN3 » a été atteinte⁷.



Source : GRTgaz

Pour répondre à cette situation, les GRT ont utilisé les mécanismes de levée des congestions dans l'ordre de pré-séance prévu par les précédentes délibérations de la CRE :

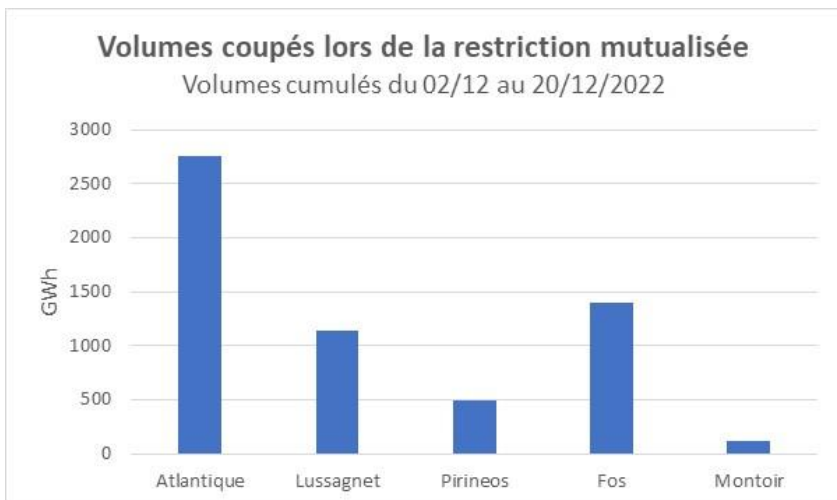
- en suspendant la commercialisation des capacités encore disponibles et en coupant les capacités interruptibles ;
- en achetant des *spreads* localisés auprès des acteurs de marché (pour un volume total de 5,1 TWh et un coût de 54,6 M€) ;



Source : GRTgaz

⁷ Voir Annexe 2 : Définitions des limites SNO, SN1, SN2, SN3, SN4

- en dernier recours, en appliquant des restrictions mutualisées aux différents points d'entrée au Sud du front de congestion (16 restrictions mutualisées pour l'hiver 2022-2023, contre 2 précédemment depuis 2018), ayant coupé en cumulé environ 6 TWh de gaz sur l'ensemble des points d'entrée concernés de la TRF.



Source : GRTgaz

Durant l'épisode de congestions de décembre 2022 en particulier, des déséquilibres intrajournaliers très importants ont par ailleurs été constatés. L'enchaînement des restrictions mutualisées en décembre a accentué ce phénomène, incitant à nommer de manière très déséquilibrée en cours de journée gazière.

Ce comportement s'explique notamment par la volonté de certains expéditeurs d'obtenir des capacités supplémentaires de soutirage depuis les stockages du Sud de la France au titre du mécanisme UIOLI (*use it or lose it*), afin de s'assurer de disposer d'une quantité de gaz maximale avant le déclenchement d'une restriction mutualisée en milieu de journée gazière. En programmant en début de journée gazière des entrées sur le réseau bien supérieures aux volumes sortants puis en programmant, en seconde partie de journée gazière, des nominations en sortie du réseau excédant largement les nominations en entrée, il a pu en résulter que ces déséquilibres intrajournaliers ont aggravé la congestion et le recours au mécanisme des restrictions mutualisées.



Source : GRTgaz

3. Risques opérationnels et physique pour les infrastructures

GRTgaz a alerté la CRE sur le risque de défaillance de certaines stations de compression, contraintes d'inverser le sens des flux en pleine journée gazière pour prendre en compte ces déséquilibres intrajournaliers très importants (très longs en première partie de journée, puis très courts après restriction mutualisée).

Elengy a également alerté la CRE sur les risques induits par l'application de restrictions mutualisées aux terminaux méthaniers. Selon Elengy, les terminaux méthaniers ne sont pas conçus pour subir des changements rapides et répétés de débits tels que provoqués par les restrictions mutualisées déclenchées par les GRT.

4. Conséquences pour la sécurité d'approvisionnement

Même si ce risque opérationnel ne s'est pas matérialisé et si aucun dégât sur les infrastructures n'a été déploré, les restrictions mutualisées appliquées aux points d'entrée au Sud de la France ont conduit à réduire les importations françaises, par gazoduc depuis l'Espagne (au point d'interconnexion Pirineos), et par méthaniers aux terminaux de Fos et de Montoir. Certains navires de GNL ont été prévenus très tard qu'ils ne pourraient pas être déchargés et ont dû être redirigés vers d'autres destinations. Une telle situation pourrait nuire à l'attractivité du marché français pour les expéditeurs de GNL et conduire à la fois à un renchérissement du prix de gaz et à une sécurité d'approvisionnement dégradée.

5. Occurrence d'atteinte des limites Sud vers Nord (étude GRTgaz)

GRTgaz a réalisé une étude (présentée lors de la concertation gaz du 2 juin 2023) afin d'évaluer si la situation de congestion de l'hiver 2022-2023 pourrait se reproduire à l'avenir.

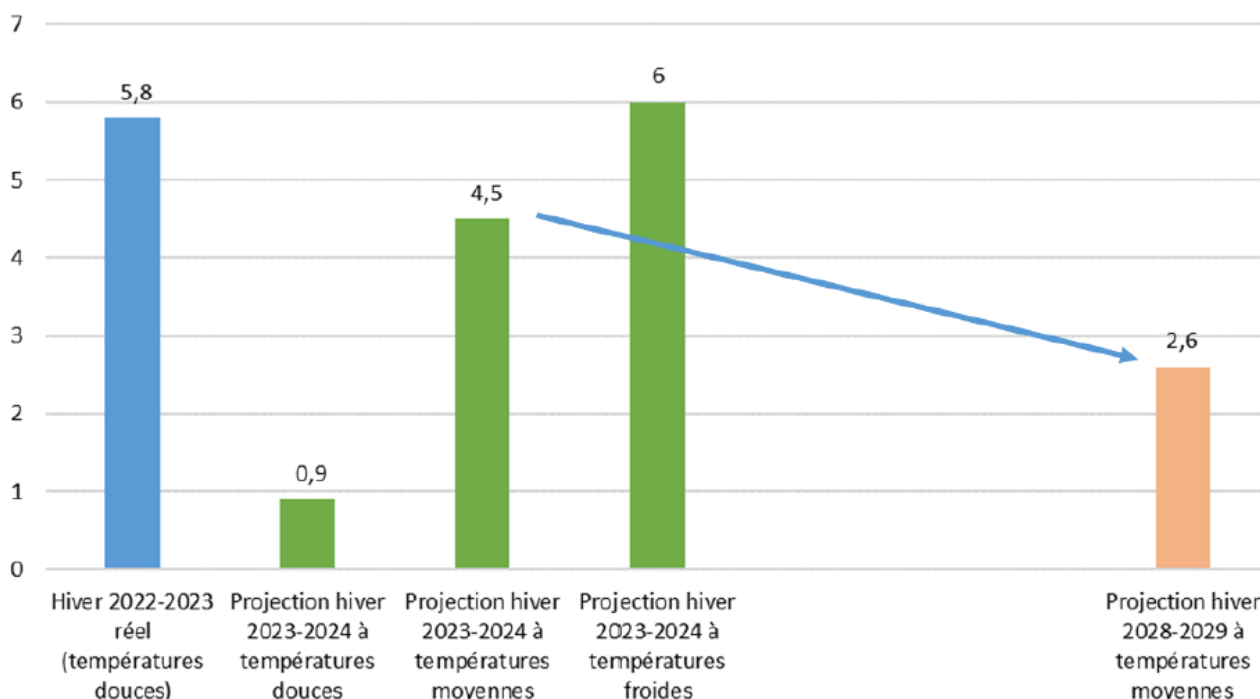
GRTgaz a simulé différents hivers, avec différentes hypothèses de température, de taux d'utilisation des terminaux méthaniers, des interconnexions Pirineos et Dunkerque permettant respectivement d'importer du gaz depuis l'Espagne et la Norvège, ainsi que de niveaux de stock atteint en fin d'hiver. Le raccordement d'un FSRU au Havre a été pris en compte dans ces simulations, ainsi que la remise en service du poste d'interconnexion d'Ars-sur-Formans. Dans cette étude, il a été considéré que les points de sortie fonctionnent à leur maximum, hormis la sortie vers l'Allemagne à Obergailbach, non commercialisée en cas de congestion.

Selon ces scénarios, les résultats obtenus par GRTgaz montrent un niveau de congestion variant de 1 à 6 TWh, et de l'ordre de 4,5 TWh pour des hivers moyens.

Le coût associé dépendra fortement du coût unitaire des *spreads* localisés. Le coût moyen pour l'hiver dernier était de l'ordre de 10 €/MWh (et moins de 8 €/MWh en janvier).

Dans cette nouvelle configuration de flux liée à la guerre en Ukraine, GRTgaz conclut qu'il est probable que ces épisodes de congestions Sud vers Nord se reproduisent régulièrement dans les années à venir. Le raccordement d'un FSRU au Havre, localisé de manière favorable par rapport aux limites de la TRF, contribuera très utilement au bon fonctionnement du réseau mais ne sera pas suffisant pour éviter les congestions. D'après GRTgaz, la fréquence et le volume des congestions devraient diminuer cependant en moyenne avec le temps, en raison des baisses de consommation en France et en Europe et de l'augmentation de la production de biométhane.

Volumes de congestion (TWh)



Source : GRTgaz

Q1 : Etes-vous en accord avec les hypothèses prises par GRTgaz pour son étude d'occurrence des congestions (Annexe 3) ? Avez-vous des commentaires sur les résultats (pour l'hiver 2023-2024 et/ou à horizon 2028-2029) ?

6. Analyse de la CRE sur le marché gazier français

La CRE, dans sa délibération du 16 septembre 2021⁸, faisait le bilan d'un fonctionnement satisfaisant et de l'atteinte des objectifs visés par la TRF : création d'un prix unique pour l'ensemble des consommateurs français, accès à des sources d'approvisionnement variées et compétitives en fonction des configurations du marché mondial, renforcement de la liquidité et de l'attractivité du marché.

La TRF a fonctionné de façon satisfaisante alors que la France a cessé de recevoir du gaz depuis la Belgique et l'Allemagne à la suite de l'arrêt des importations de gaz russe, et s'est au contraire mise à exporter vers la Belgique, l'Allemagne et l'Italie grâce à ses importations de GNL (terminaux utilisés à plus de 90 % sur l'année 2022).

En revanche, la TRF n'a pas été conçue pour fonctionner sans aucune entrée de gaz au Nord du territoire. La diminution des importations de gaz norvégien a imposé une nouvelle configuration de flux, qui a généré un niveau très élevé de congestion et contraint les GRT à recourir à tous les mécanismes prévus.

La CRE reste convaincue des bénéfices du modèle de marché français et considère que de nouveaux mécanismes doivent être mis en œuvre pour en assurer la résilience. Dans ce sens, les GRT ont entrepris certaines actions pour assurer le bon fonctionnement de la TRF en prenant en compte les nouveaux schémas de flux. Par exemple lors des maintenances en été, les GRT n'ont pas recours à des restrictions de capacités pour assurer un flux Sud vers Nord, mais uniquement à des appels de *spread* localisé en cas de congestion. Par ailleurs, Teréga propose la réalisation d'une nouvelle étude sur le fonctionnement de la TRF. La CRE soutient ces initiatives.

Dans le même temps, les GRT ont formulé des propositions de mécanismes additionnels ou de modifications de mécanismes existants, pour être en mesure de répondre aux congestions qui pourront être observées ultérieurement. Ces propositions sont présentées et analysées en partie 2.

Q2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le fonctionnement de la TRF dans un contexte de flux globalement orientés Nord vers Sud (avant 2022) ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité de mettre en place des mécanismes additionnels ou d'adapter des mécanismes existants pour répondre aux congestions Sud→Nord observées en hiver 2022-2023 ?

⁸ Délibération n° 2021-274 de la Commission de régulation de l'énergie du 16 septembre 2021 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

2. PRESENTATION ET ANALYSE DES PROPOSITIONS DES GRT

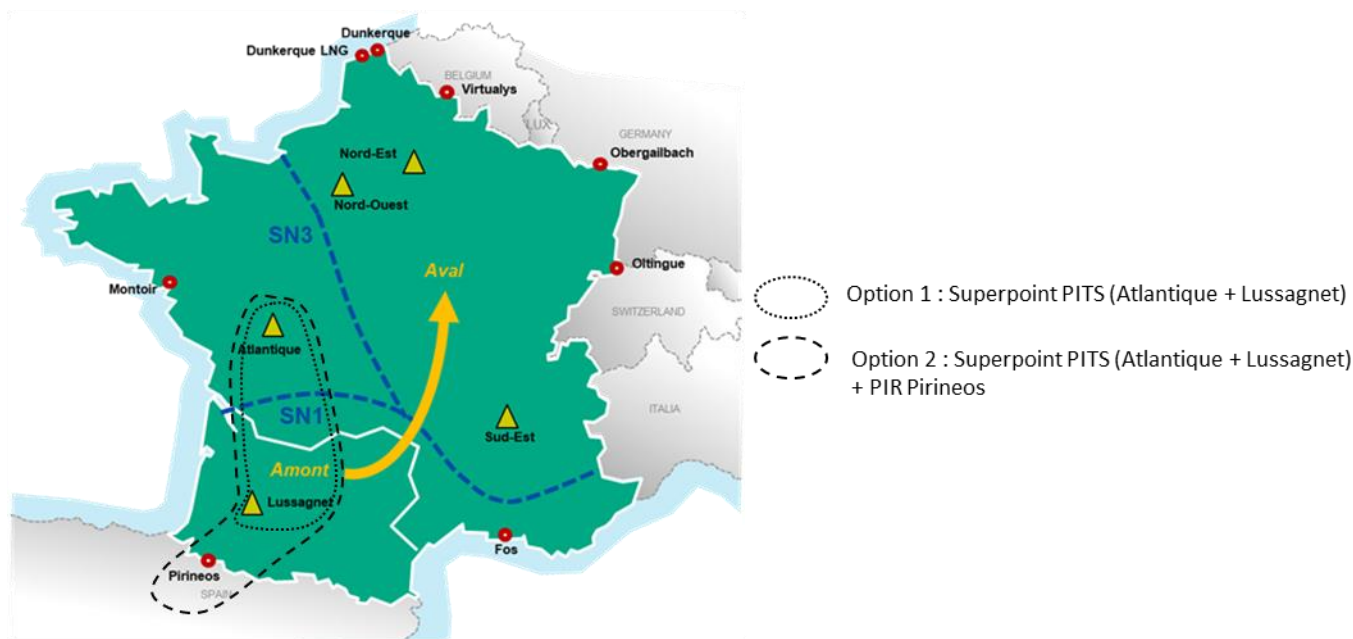
1. Mesures de la délibération n° 2022-352 de la CRE du 13 décembre 2022 et proposition de nouveaux superpoints

D'une part, la délibération du 13 décembre 2022⁹ relative à l'adoption de mécanismes d'urgence pour la gestion de la congestion SN3 pendant l'hiver 2022-2023 prévoit que GRTgaz et Teréga devront n'appliquer les restrictions mutualisées sur les points d'entrée depuis les terminaux méthaniers (points d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM) Fos et Montoir) et depuis l'Espagne (PIR Pirineos) qu'en dernier recours, si les autres restrictions mutualisées ne suffisent pas ou si les minimums techniques des autres infrastructures ne sont plus respectés.

D'autre part, les superpoints existants jusqu'ici ont été conçus pour gérer des congestions du Nord vers le Sud. Les GRT proposent donc la création de nouveaux superpoints (option 1 ou option 2) à l'amont des limites Sud vers Nord, qui seraient utilisés en cas de restriction mutualisée en amont des limites Sud vers Nord. Pour rappel, en cas de restriction mutualisée, le GRT peut demander une restriction d'entrée de gaz sur un superpoint, ce qui permet aux expéditeurs de choisir eux-mêmes la répartition de la restriction entre les points constitutifs du superpoint.

GRTgaz propose les options 1 et 2, et n'émet pas de préconisation sur l'option à privilégier, Teréga propose l'option 2 :

- Option 1 : création d'un superpoint incluant les points d'interface transport-stockage (PITS) Atlantique et Lussagnet (amont SN3) :
Ce superpoint est compatible avec le mécanisme d'urgence de la délibération n° 2022-352 de la CRE.
ou
- Option 2 : création de deux superpoints : un superpoint amont SN1 incluant le PITS Lussagnet et l'interconnexion Pirineos avec l'Espagne, et un superpoint amont SN3 incluant les PITS Atlantique et Lussagnet ainsi que l'interconnexion Pirineos avec l'Espagne.
Ces superpoints ne sont pas compatibles avec le mécanisme d'urgence de la délibération n° 2022-352 de la CRE.



⁹ Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

Analyse de la CRE :

La mesure d'urgence de la délibération n° 2022-352 de la CRE du 13 décembre 2022 permet de limiter l'impact des congestions sur les importations de gaz via Pirineos et les terminaux méthaniers de Fos et Montoir, et de préserver l'intégrité des terminaux méthaniers. Les restrictions mutualisées s'étant arrêtées le 20 décembre 2023, il n'est toutefois pas possible de tirer un retour d'expérience significatif de cette mesure. Après l'adoption de la délibération de la CRE, l'application de restrictions mutualisées les 16, 18, 19 et 20 décembre 2022 a tout de même conduit à couper 214 GWh en entrée depuis les terminaux méthaniers de Fos. Les entrées depuis le terminal de Montoir ont revanche pu être préservées.

L'option d'un superpoint intégrant l'interconnexion de Pirineos, et les PITS d'Atlantique et de Lussagnet est incompatible avec cette décision en ce qu'elle ne préserve pas l'entrée au PIR Pirineos. Pour autant, la CRE n'est, à ce stade, pas opposée à son étude. L'interconnexion Pirineos présentant des souplesses opérationnelles supplémentaires par rapport aux terminaux méthaniers.

Selon GRTgaz, les gains d'optimisation de capacités de l'option 2 par rapport à l'option 1 se situent principalement en été, lorsqu'il y a des nominations à l'injection qui permettent de relâcher la contrainte sur le point d'entrée Pirineos. En hiver, le bénéfice d'un superpoint est d'apporter de la souplesse sur la répartition de la restriction entre les deux stockages, utile notamment du fait des caractéristiques très différentes des deux produits de stockage. Les options 1 et 2 répondent bien à ce besoin.

Q3 : Êtes-vous favorable à la proposition de GRTgaz, de création d'un superpoint comprenant Lussagnet et Atlantique à l'amont des limites Sud/Nord, ainsi que le maintien de l'ordre de priorité des restrictions mutualisées décidé par la délibération n° 2022-352 de la CRE, ou préférez-vous l'option 2, proposée par Teréga et GRTgaz, de création d'un superpoint Lussagnet, Atlantique et Pirineos ?

2. Interruption du mécanisme « UIOLI stockage » au soutirage en amont des congestions

Les différentes réunions de concertation organisées par les GRT ont permis d'établir que l'une des causes des déséquilibres intrajournaliers observés en période de congestion, est la surnomination dans le but d'obtenir des capacités de soutirage supplémentaires depuis les stockages en amont de la congestion via le service UIOLI. Pour rappel, le mécanisme de UIOLI permet à un expéditeur de souscrire des capacités supplémentaires en surnominant au-delà des capacités qu'il a déjà réservées si des capacités sont inutilisées par d'autres expéditeurs.

Les deux GRT proposent de suspendre le mécanisme de UIOLI Stockage au soutirage dans les conditions suivantes :

- en cas de vigilance rouge¹⁰;
- sur les stockages en amont de la limite de congestion, soit le stockage de Teréga en cas de congestion au niveau de la limite SN1, ou le stockage de Teréga et le groupement Atlantique de Storengy en cas de congestion au niveau de la limite SN3 ;
- uniquement en cas de congestion Sud/Nord.

Le UIOLI stockage serait interrompu par les opérateurs de stockage à la demande des GRT.

GRTgaz propose une interruption en J-1 avant 13h, Teréga propose une interruption en cours de journée.

Analyse de la CRE :

La CRE considère nécessaire l'interruption du UIOLI stockage au soutirage en amont des congestions, car une grande partie des déséquilibres de nomination constatés l'hiver dernier a été induite par des surnominations rendues possibles par ce mécanisme. De plus, le mécanisme de UIOLI génère nécessairement des déséquilibres en cours de journée, comme expliqué dans la partie suivante.

Q4 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la nécessité de suspendre le UIOLI stockage au soutirage en amont des congestions ? Avez-vous des commentaires sur les conditions d'interruption du UIOLI Stockage au soutirage, notamment la proposition de GRTgaz d'interruption en J-1 avant 13h, et la proposition de Teréga d'interruption en cours de journée ?

¹⁰ Un système d'alerte continue de l'état du réseau « info vigilance » est publié sur le site des GRT, pour les 5 jours à venir, pour chaque front potentiel de congestion (limites NS1, NS2...). La situation du réseau est classée dans l'une des 4 couleurs, représentant un niveau de vigilance. Une vigilance rouge correspond à une congestion avérée

3. Modification des nominations déséquilibrées en période de congestion

Le Règlement (UE) n° 312/2014¹¹ (ci-après code de réseau équilibrage) précise à son article 4 qu'« *il incombe aux utilisateurs de réseau d'équilibrer leurs portefeuilles afin de réduire au minimum le nombre d'actions d'équilibrage devant être effectuées par les gestionnaires de réseau de transport au titre du présent règlement* ».

Dans une situation normale, les GRT disposent de suffisamment de stock en conduite pour que les déséquilibres intrajournaliers transitoires des expéditeurs restent sans conséquence significative sur la gestion du réseau. Dans ses différentes délibérations sur le sujet, la CRE a donc fait le choix de n'imposer aux utilisateurs du réseau que des contraintes journalières d'équilibrage. L'équilibrage journalier offre une grande souplesse de gestion aux utilisateurs en leur laissant jusqu'à la fin de la journée gazière pour ajuster le bilan des quantités de gaz qu'ils font entrer et sortir du réseau.

Ce principe d'équilibrage journalier a donné pleine satisfaction durant de nombreuses années, tant aux GRT pour gérer leur réseau qu'aux acteurs de marché (les règles actuelles reposent sur la délibération de la CRE du 15 septembre 2016, mais le principe d'équilibrage journalier a été retenu par les CRE et les GRT depuis plus de 10 ans). Les épisodes de congestions de la TRF constatés en décembre 2022 et janvier 2023 montrent pour la première fois que ce principe peut s'avérer insuffisant pour assurer une gestion efficace et prudente du réseau.

Même si le cadre actuel ne prévoit pas de pénalités pour limiter les déséquilibres en cours de journée des expéditeurs, la CRE considère que l'équilibre intrajournalier du réseau repose en premier lieu sur un comportement responsable de l'ensemble des expéditeurs.

La CRE rappelle par ailleurs qu'elle surveille les marchés de gros de l'énergie dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 (REMIT) et qu'elle peut, en application des dispositions de l'article L. 135-3 du code de l'énergie, procéder aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement de ses missions. Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs), qui peut notamment être saisi par la présidente de la CRE à la suite de telles enquêtes, peut sanctionner les manquements aux règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du REMIT en application des dispositions de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

La CRE rappelle également que les GRT peuvent, en vertu du paragraphe 4 de l'article 17 du code réseau équilibrage, « *modifier la quantité de gaz demandée au titre d'une nomination et d'une renomination que dans des cas exceptionnels ainsi que dans des situations d'urgence mettant manifestement en danger la sécurité et la stabilité du réseau* ».

Teréga propose de renforcer les actions commerciales de prévention et d'anticipation auprès des expéditeurs dans les périodes de congestion où leurs déséquilibres intrajournaliers créent et/ou aggravent les congestions. Teréga propose également de préciser et d'informer le marché des circonstances les plus susceptibles d'entraîner la modification de nominations, notamment :

- en cas de vigilance rouge ;
- lorsque le déséquilibre long TRF est supérieur à 150 GW.h. Ce seuil de 150 GW.h pourrait être ajusté en tant que de besoin par les GRT.

Teréga considère nécessaire d'appliquer les modifications des nominations en tenant compte des spécificités de portefeuille de clients des utilisateurs de réseau :

- les expéditeurs livrant des consommateurs en France pourraient voir leurs nominations en entrée en amont de la limite corrigées lorsque leur déséquilibre intrajournalier est long, c'est-à-dire que trop de gaz est nominé en entrée, et dépasse un seuil allant de 10 GW.h et à 30 GW.h selon la taille de leur portefeuille ;
- les autres expéditeurs, qui en principe ne devraient avoir aucun déséquilibre, pourraient quant à eux voir leurs nominations en entrée en amont de la limite modifiées à partir de 5 GWh de déséquilibre long.

Analyse de la CRE :

La CRE estime préférable de conserver le système actuel d'équilibrage journalier, qui a donné satisfaction depuis de nombreuses années et qui n'a été mis en défaut que très exceptionnellement l'hiver dernier. La CRE considère néanmoins que les expéditeurs sont responsables en premier lieu du bon équilibre de leurs nominations, y compris en cours de journée, dans le but d'éviter toute action d'équilibrage à l'initiative des GRT.

¹¹ Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE

Sans que cela remette en cause la responsabilité d'équilibrage des expéditeurs, la CRE est favorable à ce que les GRT modifient les nominations dans des situations exceptionnelles ou dans des situations d'urgence mettant manifestement en danger la sécurité et la stabilité du réseau.

La CRE considère comme une bonne pratique les propositions de Teréga allant en ce sens. Communiquer au marché les conditions dans lesquelles les modifications de nominations pourraient se produire permettra aux expéditeurs d'ajuster d'eux-mêmes leurs nominations lorsque le réseau de transport dispose de moins de flexibilité. A ce stade, la CRE considère que les seuils proposés par Teréga ne peuvent avoir qu'une valeur indicative et pourront être ajustés en fonction des besoins du réseau.

La CRE est favorable à étudier l'application différenciée des corrections de nominations pour prendre en compte les contraintes d'équilibrage plus importantes des expéditeurs livrant des consommateurs finals.

Enfin, la CRE note que de telles corrections de nominations ne pourront survenir qu'une fois les mécanismes de UIOLI aggravant les congestions suspendus (par nature, le mécanisme de UIOLI entraîne un déséquilibre théorique puisque l'expéditeur doit surnommer pour obtenir des capacités supplémentaires).

Q5 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE sur le maintien d'un équilibrage journalier à ce stade et sur la responsabilité des expéditeurs d'éviter des déséquilibres excessifs en cours de journée ? Considérez-vous comme la CRE que les GRT peuvent modifier les nominations des expéditeurs lorsque la sécurité et la stabilité du réseau sont en jeu ?

Q6 : Partagez-vous les propositions de Teréga concernant les circonstances dans lesquelles de telles corrections pourraient survenir ? Partagez-vous la proposition de Teréga de différencier le seuil d'application des nominations en fonction du portefeuille de clients des expéditeurs ?

4. Swap stockage

GRTgaz et Teréga proposent un mécanisme de *swap* (échange) stockage, qui se déroulerait en deux phases.

La première phase aurait lieu en début d'hiver avant l'apparition d'éventuelles congestions, en sursoutirant des stockages situés en amont des congestions Sud-Nord (Lussagnet et Atlantique), et en sous-soutirant des stockages en aval. Ce mécanisme permettrait de générer un écart entre le stock physique réel et le stock client localisé sur un stockage donné.

L'objectif est de constituer une réserve de gaz dans les stockages au Nord de la France. En situation de congestion, le mouvement inverse sera réalisé pour résorber en partie la congestion, dans la limite des quantités sursoutirées au Sud avant la congestion.

Phase 1 : Avant la période de congestion, le transfert de gaz des stockages situés en amont des congestions Sud vers Nord vers les stockages en aval n'est réalisé qu'après les actions prioritaires suivantes :

- la réalisation des nominations des utilisateurs des stockages et de l'offre des opérateurs de stockages ;
- l'optimisation des mouvements de gaz des stockages.

Le mécanisme de *swap* serait mis en œuvre par les stockeurs et serait interruptible (y compris en cours de journée dans le cas de renominations des utilisateurs des stockages).

Phase 2 : En cas de congestion, la réserve constituée en aval serait utilisée en opérant les actions symétriques à celles de la phase 1 avec un sursoutirage sur les stockages du Nord et un moindre soutirage sur ceux du Sud. Le mécanisme serait activé en J-1 pour J à la demande des GRT, lorsqu'ils anticipent un niveau de congestion non résorbable par l'arrêt des ventes et coupure de l'interruptible. Comme lors de la phase 1, le *swap* ne pourrait être activé qu'après les actions prioritaires suivantes :

- la réalisation des nominations des utilisateurs des stockages et de l'offre des opérateurs de stockages ;
- l'optimisation des mouvements de gaz des stockages.

Le mécanisme serait, là encore, à la main des stockeurs et interruptible (y compris en cours de journée).

Avec ce mécanisme, les stockages contribueront à résorber les congestions, ils auront en conséquence une capacité physique disponible réduite pour répondre à un appel de *spread* localisé. Les GRT adapteront leur demande en fonction.

Ces règles de fonctionnement doivent permettre de ne pas compromettre l'offre commerciale des opérateurs de stockage. En particulier, les quantités de gaz ayant été mobilisées par le mécanisme de swap devront être entièrement restituées au stockage d'origine avant la fin du mois de mars, pour que les opérateurs de stockage respectent leurs engagements contractuels et les conditions de maintien de la performance des sites concernés.

Analyse CRE :

Dans le cas d'une congestion correspondant aux limites SN1 ou SN3, d'après une étude réalisée par Storengy, c'est la capacité des stockages en aval du front de congestion qui est limitante dans le dimensionnement du mécanisme de swap.

La CRE a noté que les participants à la concertation gaz du 2 juin 2023 se sont inquiétés de l'impact du swap stockage sur la réalisation de l'offre commerciale des opérateurs de stockage. La CRE est favorable au dimensionnement prudent des volumes transférés de manière à s'assurer de la faisabilité de l'offre commerciale.

Dans l'attente d'un retour d'expérience de ce mécanisme en 2023-2024, et pour minimiser le risque sur l'offre commerciale des opérateurs de stockages, la CRE considère comme pertinent de limiter l'expérimentation du swap stockage au périmètre de Storengy dans un premier temps.

Q7 : Êtes-vous favorable à l'expérimentation du mécanisme du swap stockage, proposé par GRTgaz et Teréga ? Êtes-vous favorable à limiter le swap stockage au périmètre de Storengy dans un premier temps ?

5. Ouverture du UIOLI sur le PIR Dunkerque

GRTgaz et Teréga proposent qu'en cas d'appel de *spread* localisé pour résorber une congestion du Sud vers le Nord, un mécanisme de UIOLI soit utilisé pour permettre aux acteurs de souscrire des capacités supplémentaires en entrée au PIR Dunkerque.

Cela permettrait aux expéditeurs d'acquiescer de la capacité d'entrée en dehors des enchères PRISMA, dont les horaires de vente sont fixes et ne permettent pas aux acteurs importants du gaz depuis le PIR Dunkerque de répondre de façon optimale aux appels de *spread* localisé.

Dans le contexte de l'hiver 2022-2023, les GRT estiment que ce mécanisme aurait pu permettre aux expéditeurs importants du gaz norvégien de prendre en compte le *spread* localisé en plus du prix du PEG avant d'arbitrer la répartition de leurs flux entre les différents marchés européens du Nord.

Analyse CRE :

Ce mécanisme augmenterait l'efficacité du *spread* localisé pour une congestion Sud/Nord et permettrait d'éviter que les réponses des expéditeurs au *spread* localisé ne soient que sur les stockages Nord et de générer des arrivées physiques de gaz au Nord. La CRE est favorable à ce dispositif.

La CRE rappelle par ailleurs que le PIR Dunkerque n'entre pas dans le champ d'application du code CAM car ce point ne relie pas le réseau de transport français au réseau de transport d'un autre Etat membre de l'Union européenne. En conséquence, il est possible d'allouer des capacités en dehors des enchères PRISMA sur le PIR Dunkerque.

Q8 : Êtes-vous favorable à l'utilisation d'un mécanisme de UIOLI sur le PIR Dunkerque, proposée par GRTgaz ?

6. Restriction anticipée en dernier recours

A la suite des recours répétés aux restrictions mutualisées (16 fois pendant l'hiver 2022-2023), et aux risques induits sur l'intégrité de certaines infrastructures gazières, GRTgaz propose la mise en place de restrictions anticipées en solution de dernier recours.

La restriction anticipée serait effective si des restrictions mutualisées étaient déclenchées cinq jours d'affilée. Dans ce cas :

- Le marché serait informé que les GRT basculent vers un mode de gestion des congestions par restriction anticipée tant que le système reste en congestion ;

- Une restriction serait appliquée la veille pour le lendemain selon les règles habituelles, en J 14h pour J+1. Le niveau de capacité disponible sur la journée serait le même qu'en cas de restriction mutualisée, en appliquant l'ordre de priorité défini par la délibération n° 2022-352 de la CRE;
- Dans le même temps, les GRT donneraient aux expéditeurs de la visibilité sur les taux de restriction possibles durant les jours suivants si la gestion par restriction anticipée se prolongeait (ces taux dépendent en particulier du niveau de consommation et des arrivées de GNL à Montoir et Fos) ;
- Dès que le niveau de vigilance J+1 repasse au vert, la restriction ne serait plus appliquée pour le lendemain. Le système rebasculerait dans le mode classique de gestion des congestions.

Analyse de la CRE :

Les mécanismes proposés ne doivent pas dégrader les capacités d'importation de la France en contexte d'approvisionnement tendu, mais la sécurité des infrastructures reste prioritaire.

Aussi, en cas d'échec de tous les dispositifs prévus (dont restrictions mutualisées), la CRE considère qu'en dernier recours, une restriction anticipée pourrait être possible pour mettre le système en sécurité malgré l'impact économique et l'atteinte lourde aux capacités du marché.

Q9 : Êtes-vous favorable au mécanisme de restriction anticipée en dernier recours proposé par GRTgaz ? Partagez-vous le délai de cinq jours de restrictions mutualisées d'affilée avant déclenchement d'une restriction anticipée ?

7. Changement de calcul du taux des restrictions mutualisées sur les stockages

La restriction mutualisée aux PITS est appliquée à la capacité d'entrée du réseau de transport qui est fixe dans le temps. Elle correspond au maximum théorique des capacités de soutirage des stockages et non aux capacités de soutirage réelles qui diminuent à mesure que baisse la pression dans le réservoir.

Teréga propose de fonder le taux de restriction mutualisé appliqué aux PITS sur l'exigible commercial journalier, qui dépend du niveau en stock et correspond mieux à la capacité de soutirage réelle, plutôt que sur la capacité nominale souscrite afin de prendre en compte l'évolution des performances des stockages en fonction du niveau de gaz en stock.

Analyse de la CRE :

Les profils de performance des stockages de Lussagnet (Teréga) et Serène Atlantique (Storengy) sont différents en raison de facteurs techniques :

- les stockages de Teréga maintiennent un plateau de performance maximal entre 100 % et 45 % du volume utile, intervalle dans lequel la mesure proposée n'affecterait pas le taux de restriction mutualisé appliqué au PITS Lussagnet ;
- les stockages du PITS Atlantique perdent en performance tout au long du soutirage et se verraient appliquer une restriction plus importante dès que le niveau du stockage commencera à diminuer.

La mesure proposée augmenterait fortement l'impact des restrictions mutualisées sur les stockages du PITS Atlantique. Ces restrictions plus importantes pourraient compromettre le cyclage du stockage de Storengy, c'est-à-dire la capacité des utilisateurs à soutirer l'intégralité du gaz en stock avant la fin mars. La CRE sera très attentive au retour des acteurs sur ce point avant d'envisager l'adoption de cette mesure.

Q10 : Êtes-vous favorable au changement de calcul du taux de restriction mutualisée sur les stockages proposé par Teréga ?

8. Référentiel TRF : ajout de deux nouvelles limites Sud/Nord, SNO et SN4

En plus des limites SN1 et SN3 qui ont constitué les principaux fronts de congestion en hiver 2022-2023, deux autres limites Sud/Nord ont été mises en évidence : SNO (atteinte début 2023) et SN4 (atteinte fin 2022).

Ces limites correspondent respectivement aux limites SN1 et SN3, à la différence que le PITTM de Fos est localisé à l’aval et non à l’amont.



Source : GRTgaz

GRTgaz propose de rajouter SNO et SN4 aux limites résiduelles TRF faisant l’objet d’un *monitoring* (publication d’une info-vigilance).

Analyse de la CRE :

La CRE est favorable à la création de ces deux limites supplémentaires pour mieux refléter certaines congestions physiques du réseau constatées l’hiver dernier

Q11 : Êtes-vous favorable à l’ajout des limites SNO et SN4 aux limites résiduelles de vigilance de la TRF proposé par GRTgaz ?

9. Arrêt des ventes et coupure de l’interruptible : application des deux côtés de la limite en cas de congestion Sud/Nord

Le mécanisme actuellement en place d’arrêt des ventes et coupure de l’interruptible, mobilisable d’un seul côté de la congestion, est rattaché en *Annexe 1*.

GRTgaz propose, dans le cas de congestions Sud/Nord, d’appliquer le mécanisme d’arrêt des ventes et coupure de l’interruptible systématiquement des deux côtés de la limite en congestion.

Dans le cas des congestions Sud/Nord, le mécanisme agirait donc systématiquement sur l’ensemble des points suivants :

15 juin 2023



Source : GRTgaz

	Congestion SN1	Congestion SN3
Interruption des capacités interruptibles « court terme »	<u>Entrées</u> : Pirineos <u>Sorties</u> : rebours Virtualys et Obergailbach	
Interruption des capacités de sortie PITS interruptibles	<u>Sorties</u> : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est, Atlantique	<u>Sorties</u> : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est
Arrêt des ventes, non-activation du UBI ¹² « Use it and Buy it »	<u>Entrées</u> : Pirineos <u>Sorties</u> : Virtualys, Obergailbach et Oltingue	

Analyse CRE :

La CRE est favorable à ce mécanisme, qui permet de limiter l'utilisation des sorties aval au niveau des capacités fermes déjà souscrites, pour éviter des coûts de *spread* localisé additionnels.

La CRE n'identifie pas d'impact négatif de ce mécanisme sur les capacités d'importation de gaz en France et sa sécurité d'approvisionnement.

Q12 : Êtes-vous favorable à l'arrêt des ventes de capacités et à la coupure des capacités interruptibles des deux côtés de la limite en cas de congestion Sud/Nord proposé par GRTgaz ? Partagez-vous le fait qu'il n'est pas nécessaire d'appliquer ce mécanisme aux congestions Nord/Sud, pour lesquelles la TRF a correctement fonctionné en l'état ?

¹² L'UBI consiste à offrir à la vente de manière interruptible, la capacité ferme souscrite mais non-nominée, sur une base journalière (*day-ahead*) ou infra-journalière (*within-day*)



3. AUGMENTATION DE LA CAPACITE DE SORTIE AUX PIR EN AVAL DES CONGESTIONS SUD NORD

À la suite de l'arrêt des importations de gaz russe, les interconnexions du Nord de la France, le PIR Obergailbach avec l'Allemagne, le PIR Virtualys avec la Belgique, le PIR Oltingue avec la Suisse et d'autres points d'interconnexion régionaux avec la Suisse sont tous devenus des points d'exportation de gaz depuis le réseau de transport français.

Les congestions de l'hiver 2022-2023 ont montré que le réseau n'est pas physiquement en mesure d'assurer sur aucun de ces points des capacités fermes supplémentaires d'exportation en hiver sur les maturités supérieures au quotidien, au-delà des capacités existantes au 1^{er} janvier 2023.

La CRE considère qu'à court terme toute nouvelle capacité de sortie vers un pays voisin situé en aval des congestions Sud-Nord ne pourra être commercialisée qu'en tant que capacité interruptible en hiver pour les maturités mensuelles, trimestrielles et annuelles. Au-delà de l'hiver 2023-2024, l'analyse coût-bénéfice précédant toute création de capacité de sortie transfrontalière devra prendre compte la persistance des congestions Sud vers Nord anticipée par GRTgaz à l'horizon 2028-29, leurs coûts et le risque induit pour la sécurité d'approvisionnement.

Q13 : Partagez-vous la position de la CRE concernant la création de nouvelles capacités de sortie transfrontalière en aval des congestions Sud vers Nord ? Pour l'hiver 2023-2024, toute nouvelle capacité ne pourrait être commercialisée qu'en tant que capacité interruptible pour les maturités mensuelles, trimestrielles et annuelles. A plus long terme, l'analyse coût-bénéfice précédant la création de nouvelles capacités devrait prendre en compte le coût des congestions et leur impact sur la sécurité d'approvisionnement.

4. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

Question 1	Êtes-vous en accord avec les hypothèses prises par GRTgaz pour son étude d'occurrence des congestions (voir Annexe 3) ? Avez-vous des commentaires sur les résultats (pour l'hiver 2023-2024 et/ou à horizon 2028-2029) ?
Question 2	Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le fonctionnement de la TRF dans un contexte de flux globalement orientés Nord vers Sud (avant 2022) ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité de mettre en place des mécanismes additionnels ou d'adapter des mécanismes existants pour répondre aux congestions Sud→Nord observées en hiver 2022-2023 ?
Question 3	Êtes-vous favorable à la proposition de GRTgaz, de création d'un superpoint comprenant Lussagnet et Atlantique à l'amont des limites Sud/Nord, ainsi que le maintien de l'ordre de priorité des restrictions mutualisées décidé par la délibération n°2022-352 de la CRE, ou préférez-vous l'option 2, proposée par Teréga et GRTgaz, de création d'un superpoint Lussagnet, Atlantique et Pirineos ?
Question 4	Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la nécessité de suspendre le UIOLI stockage au soutirage en amont des congestions ? Avez-vous des commentaires sur les conditions d'interruption du UIOLI Stockage au soutirage, notamment la proposition de GRTgaz d'interruption en J-1 avant 13h, et la proposition de Teréga d'interruption en cours de journée ?
Question 5	Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE sur le maintien d'un équilibrage journalier à ce stade et sur la responsabilité des expéditeurs d'éviter des déséquilibres excessifs en cours de journée ? Considérez-vous comme la CRE que les GRT peuvent modifier les nominations des expéditeurs lorsque la sécurité et la stabilité du réseau sont en jeu ?
Question 6	Partagez-vous les propositions de Teréga concernant les circonstances dans lesquelles de telles corrections pourraient survenir ? Partagez-vous la proposition de Teréga de différencier le seuil d'application des nominations en fonction du portefeuille de clients des expéditeurs ?
Question 7	Êtes-vous favorable à l'expérimentation du mécanisme du swap stockage, proposé par GRTgaz et Teréga ? Êtes-vous favorable à limiter le swap stockage au périmètre de Storengy dans un premier temps ?
Question 8	Êtes-vous favorable à l'utilisation d'un mécanisme de UIOLI sur le PIR Dunkerque, proposée par GRTgaz ?
Question 9	Êtes-vous favorable au mécanisme de restriction anticipée en dernier recours proposé par GRTgaz ? Partagez-vous le délai de cinq jours de restrictions mutualisées d'affilée avant déclenchement d'une restriction anticipée ?
Question 10	Êtes-vous favorable au changement de calcul du taux de restriction mutualisée sur les stockages proposé par ?
Question 11	Êtes-vous favorable à l'ajout des limites SNO et SN4 aux limites résiduelles de vigilance de la TRF proposé par GRTgaz ?
Question 12	Êtes-vous favorable à l'arrêt des ventes de capacités et à la coupure des capacités interruptibles des deux côtés de la limite en cas de congestion Sud/Nord proposé par GRTgaz ? Partagez-vous le fait qu'il n'est pas nécessaire d'appliquer ce mécanisme aux congestions Nord/Sud, pour lesquelles la TRF a correctement fonctionné en l'état ?
Question 13	Partagez-vous la position de la CRE concernant la création de nouvelles capacités de sortie transfrontalière en aval des congestions Sud vers Nord ? Pour l'hiver 2023-2024, toute nouvelle capacité ne pourrait être commercialisée qu'en tant que capacité interruptible pour les maturités mensuelles, trimestrielles et annuelles. A plus long terme, l'analyse coût-bénéfice précédant la création de nouvelles capacités devrait prendre en compte le coût des congestions et leur impact sur la sécurité d'approvisionnement.

ANNEXE

Annexe 1 : Rappel sur le fonctionnement de la TRF

Limites du réseau en TRF

Les ouvrages Val-de-Saône et Gascogne-Midi correspondant à un schéma d'investissements optimisé, certaines congestions résiduelles continuent à exister sur la zone TRF, en fonction des schémas de flux observés. Elles peuvent théoriquement être de trois types : les congestions Nord-Sud, les congestions Est-Ouest et les congestions Sud-Nord.

Ces scénarios de congestion correspondent chacun à des schémas de flux différents, principalement liés à la compétitivité comparée du GNL et du gaz arrivant par tuyaux depuis le Nord de la France.

Ainsi, les congestions Nord-Sud correspondent à une situation dans laquelle le réseau connaît une surabondance de gaz venant du Nord. Le sous-jacent économique est un prix du GNL supérieur à celui du gaz en provenance des champs russes et norvégiens, ce qui se traduit par une utilisation moyenne ou faible des terminaux méthaniens, notamment de Fos, et par un intérêt pour la péninsule ibérique à importer du gaz depuis la France. Du fait de la configuration des entrées et sorties du réseau français ainsi que l'historique des prix mondiaux du GNL, ce type de congestion est le plus probable.

Enfin, les congestions Est-Ouest peuvent apparaître si des arrivées importantes de GNL à Fos et à Dunkerque sont concomitantes à une absence de GNL à Montoir et à des niveaux d'injection particulièrement élevés dans les stockages de l'Ouest de la France (PITS Atlantique et Sud-Ouest). Ce type de limite, initialement jugée peu probable par les GRT, a été observée cette saison en raison notamment d'injections élevées dans les stockages de l'Ouest et des maintenances au terminal méthanier de Montoir.

Selon les niveaux des nominations aux différents points du réseau (entrées et sorties aux PIR, PITTM, PITS mais également centrales à cycle combiné gaz (CCCG)), chacun de ces scénarios peut être atteint de manière plus ou moins aggravée. Durant une journée de congestion, selon la limite atteinte et son ampleur, chacun de ces points peut donc se retrouver du côté du réseau où le gaz est en surplus (à l'amont du front de congestion) ou du côté où le gaz fait défaut (à l'aval du front). Les moyens choisis par les GRT pour résorber une congestion dépendent en conséquence de la limite atteinte.



Mécanismes de levée des congestions journalières

Principes généraux et ordre de préséance des mécanismes de levée des congestions

Chaque jour, en cas de survenue ou d'anticipation d'une congestion sur le réseau, des mécanismes sont mis en place par les GRT afin d'en limiter l'impact pour l'ensemble du marché. Leur objectif est de garantir l'utilisation de l'ensemble des capacités fermes souscrites par les clients expéditeurs.

Le choix de ces mécanismes, leur dimensionnement, les critères de déclenchement ainsi que les conditions de rémunération des acteurs répondent avant tout à un équilibre coût-bénéfice et à une logique de marché.

Dans ses délibérations du 26 octobre 2017 et du 24 juillet 2018, la CRE avait précisé pour chaque type de limite les modalités de mise en œuvre de ces mécanismes, ainsi que leur ordre de préséance chronologique à compter de l'instauration de la zone unique. Depuis, le recours à deux *spreads* localisés particulièrement coûteux pour lever des congestions de grande ampleur sur les journées des 25 et 26 mai 2019, de l'ordre de 3,7 M€ sur ces deux seules journées, ont amené la CRE à compléter l'ordre de préséance dans sa délibération du 29 mai 2019.

En effet, la CRE a considéré que les flexibilités additionnelles offertes aux PITS, commercialisées en court terme et permettant d'atteindre des niveaux d'injection supérieurs aux niveaux nominaux préalablement retenus pour la zone fusionnée, pouvaient avoir un impact sur le bon fonctionnement du réseau en situation tendue et générer des coûts importants sur le réseau de transport. L'ordre de préséance actuellement en vigueur est donc le suivant :

	NS1	NS2	NS3	NS4
En cas de contrainte journalière	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes interopérateurs notamment avec Fluxys 2. Interruption des capacités interruptibles 3. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux 4. Non commercialisation des capacités fermes disponibles 5. Spread localisé 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Interruption des capacités interruptibles 2. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux 3. Non commercialisation des capacités fermes disponibles 4. Spread localisé 		
En cas d'échec des mécanismes susmentionnés	Restriction mutualisée			

Ainsi, dans un premier temps, si l'interruption des capacités interruptibles (commercialisées à un tarif inférieur aux capacités fermes) permet d'assurer la continuité de l'acheminement, celle-ci est déclenchée en priorité par rapport à tout autre mécanisme. L'interruption par les GRT intervient dès basculement en alerte rouge en J-1 ou au cours de la journée J. Les capacités interruptibles « long-terme » (Dunkerque, Oltingue, Virtualys, Obergailbach entrée), affermiées à 15h en J-1, sont quant à elles interrompues pour tout passage en alerte orange avant 14h en J-1.

Dans un second temps, si la congestion n'est pas résorbée, les GRT procèdent à l'interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà de leurs niveaux nominaux suivants, fixés dans la délibération CRE n°2021-276 du 16 septembre 2021 :

PITS	Périmètre	Niveau nominal en injection GWh/jour
Nord-Ouest	GRTgaz	165
Nord-Est	GRTgaz	130
Nord B	GRTgaz	115
Atlantique	GRTgaz	340
Sud-Est	GRTgaz	145
Sud-Ouest	Teréga	300

Puis, si la congestion persiste, la commercialisation des capacités fermes disponibles est suspendue. Les mécanismes de type UBI (*Use it and Buy It*) sur les entrées amont ou les sorties aval ne sont pas activés afin de ne pas aggraver la congestion.

Si la congestion n'est toujours pas résorbée et afin d'éviter une restriction mutualisée des capacités détenues par les expéditeurs, les GRT font appel à un mécanisme de marché : le *spread* localisé. Son principe de fonctionnement est détaillé ci-après.

Spread localisé

Une congestion se matérialise par un surplus de gaz dans le réseau à l’amont d’une limite et par un déficit à l’aval de celle-ci. Le *spread* localisé consiste donc en la contractualisation simultanée par le GRT d’une vente de gaz à l’amont de la congestion et d’un achat de gaz à l’aval. Ces deux opérations résultent en une réduction de la quantité transitant à travers le front de congestion.

Ce mécanisme de marché étant un produit localisé, l’achat et la vente ciblent chacun un point précis du réseau. L’expéditeur, en tant que contrepartie à la transaction, doit donc modifier sa nomination en un point donné, dans un temps limité, pour garantir un flux physique de gaz à l’endroit attendu. A l’amont des limites la réduction du gaz en transit peut être obtenue via une renomination à la baisse des entrées aux PIR et PITTM, une hausse des injections dans les stockages ou une révision à la hausse du programme d’une CCCG. A l’aval il s’agit au contraire de remettre du gaz en circulation, via une renomination à la baisse des injections dans les stockages et des sorties vers l’Espagne, une hausse des entrées aux PITTM, ou une révision à la baisse du programme d’une CCCG.

A titre d’exemple, le tableau suivant explicite les mouvements possibles en cas de survenue d’une congestion de type NS3 :

	Offre possible à l’amont de la congestion	Offre possible à l’aval de la congestion
Congestion NS3	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution des entrées au PIR Taisnières H - Diminution des entrées au PIR Obergailbach - Diminution des entrées au PIR Dunkerque - Augmentation des sorties aux PIR Oltingue et Jura - Augmentation des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest et Sud-Est. - Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG ou de Montoir. - Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion. 	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution des sorties au PIR Pirineos - Diminution des injections aux PITS Atlantique ou Sud-Ouest. - Augmentation des émissions au PITTM de Fos. - Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion.

Les deux « jambes » amont et aval du *spread* localisé peuvent être contractualisées auprès d’un unique expéditeur ou bien séparément auprès de deux expéditeurs différents. D’un point de vue opérationnel, la sélection des offres en prix et en volumes remises par les expéditeurs est réalisée par cycles successifs à l’aide d’un robot opéré par la plateforme Powernext. Les modalités de sélection de ce robot ont été conjointement définies par GRTgaz et Teréga.

Quelle que soit la jambe considérée, la réponse au *spread* localisé oblige l’acteur à revoir les arbitrages initialement prévus pour sa journée (apport de gaz via un PIR ou injection dans les stockages pour profiter d’un *spread* avantageux, démarrage d’une CCCG...). Le prix remis par les expéditeurs pour chaque transaction reflètera cette contrainte.

Le mécanisme de *spread* localisé fait partie intégrante du fonctionnement général de la TRF, l’objectif prioritaire de la zone unique étant d’éviter au maximum les restrictions mutualisées des capacités détenues par les expéditeurs dès lors qu’une limite pourrait être atteinte.

Son coût annuel peut cependant varier, en fonction du nombre de jours de congestion observé, du volume de ces congestions et des prix proposés par les expéditeurs.



Annexe 2 : Définitions des limites SN0, SN1, SN2, SN3 et SN4

Limite	Amont	Aval
SN0	PIR Pirineos PITS Lussagnet	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Montoir PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Ouest PITS Nord Est PITS Atlandique PITS Sud Est PITTM Fos
SN1	PIR Pirineos PITS Lussagnet PITTM Fos	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Montoir PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est PITS Atlandique
SN2	PIR Pirineos PITS Lussagnet PITS Atlandique PITTM Fos	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Montoir PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est
SN3	PIR Pirineos PITS Lussagnet PITS Atlandique PITTM Montoir PITTM Fos	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est
SN4	PIR Pirineos PITS Lussagnet PITS Atlandique PITTM Montoir	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est PITTM Fos

15 juin 2023

Annexe 3 : Propositions d'amélioration du fonctionnement de la TRF en schéma de flux Sud vers Nord, GRTgaz, juin 2023

Annexe 4 : Mesures de renforcement de la TRF, Téréga, 25 mai 2023