

TRF & PEG actu

NUMÉRO DE PRINTEMPS : BILAN DE L'HIVER ET PERSPECTIVES POUR L'ÉTÉ



Cet hiver a été marqué par des prix du gaz historiquement bas, sous l'effet conjugué de la douceur de l'hiver et de l'abondance de GNL. La crise du COVID-19 en fin d'hiver en Asie a contribué à l'arrivée massive de GNL en Europe et a accentué la baisse des prix.

Ainsi, le rythme de soutirage en France et en Europe a été très modéré, ayant pour conséquence un niveau de remplissage élevé des stockages pour un début d'été gazier.

Prix et liquidité du PEG

**-0,11€
/MWh**

de spread moyen end-of-day entre le PEG et la place de marché néerlandaise TTF. Ce spread a été négatif 75% des jours cet hiver, faisant souvent du PEG la place de marché la moins chère d'Europe. Par ailleurs le prix du PEG est descendu à 7 €/MWh en fin d'hiver.

0,11 €/MWh*

* : de novembre 2018 à mars 2019

**2 914
GWh**

échangés sur le PEG chaque jour, en augmentation de 8% par rapport à l'hiver dernier.

2 697 GWh*

* : de novembre 2018 à mars 2019

128

acteurs actifs au PEG en mars 2020.

122*

* : en mars 2019



Focus prix et liquidité p.2-3

Flux et limites du réseau

Bilan Hiver

Les transits Nord vers Sud étaient modérés, en raison des stockages en situation de soutirage et des flux vers l'Espagne peu importants voire inversés. Ainsi, aucune limite du réseau n'a été atteinte.



Focus flux et limites hiver p3-4-5

0 jour en alerte rouge*

0 spread localisé**

0€ de coût total des spreads localisés

0 restriction mutualisée***

Perspectives Été

Peu de tensions sont attendues cet été pour remplir les stockages, sous l'effet combiné du niveau de stock élevé en début d'été et des probables arrivées de GNL. Il est à noter que certains travaux ont dû être décalés en raison du COVID-19, sans impact notable sur le programme d'injection.



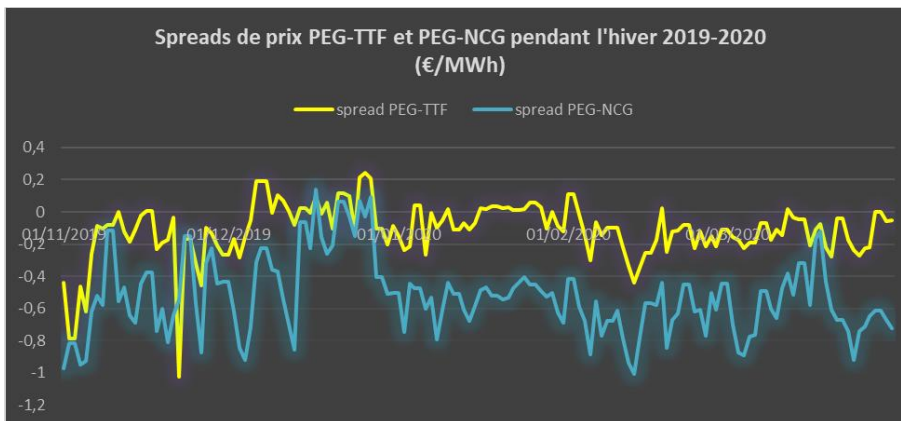
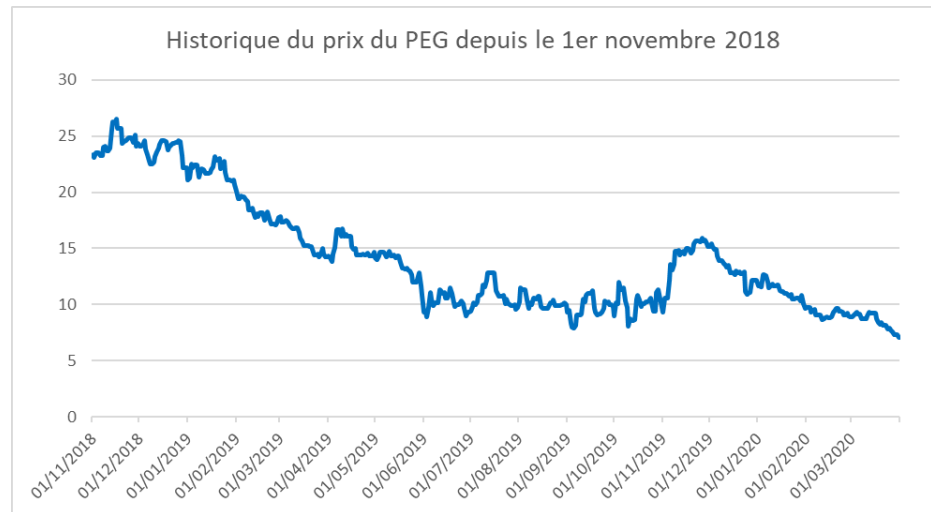
Focus perspectives été p.5-6

Sources : Smart GRTgaz INFO VIGILANCE

FOCUS PRIX ET LIQUIDITÉ DU PEG

Un prix du PEG au plus bas cet hiver

Après une hausse de 5 €/MWh en novembre 2019, due à l'augmentation des consommations, le prix du PEG a progressivement rejoint les prix historiquement bas de l'été dernier. Cela est probablement dû à l'abondance de GNL, renforcée à partir de janvier par la crise du COVID-19, et à la douceur de l'hiver. Les consommations ont été en baisse de 4% par rapport à l'hiver dernier pour une hausse moyenne de température de 0,5°C.



De plus, le spread PEG-TTF s'est inversé par rapport à l'hiver dernier (il est passé de 0,11 à -0,11 €/MWh), et le prix du PEG a été inférieur à celui de la place de marché néerlandaise TTF 75% des jours. Par ailleurs le prix du PEG continue à être inférieur à celui de la place de marché allemande NCG (en moyenne de 0,5 €/MWh sur la période).

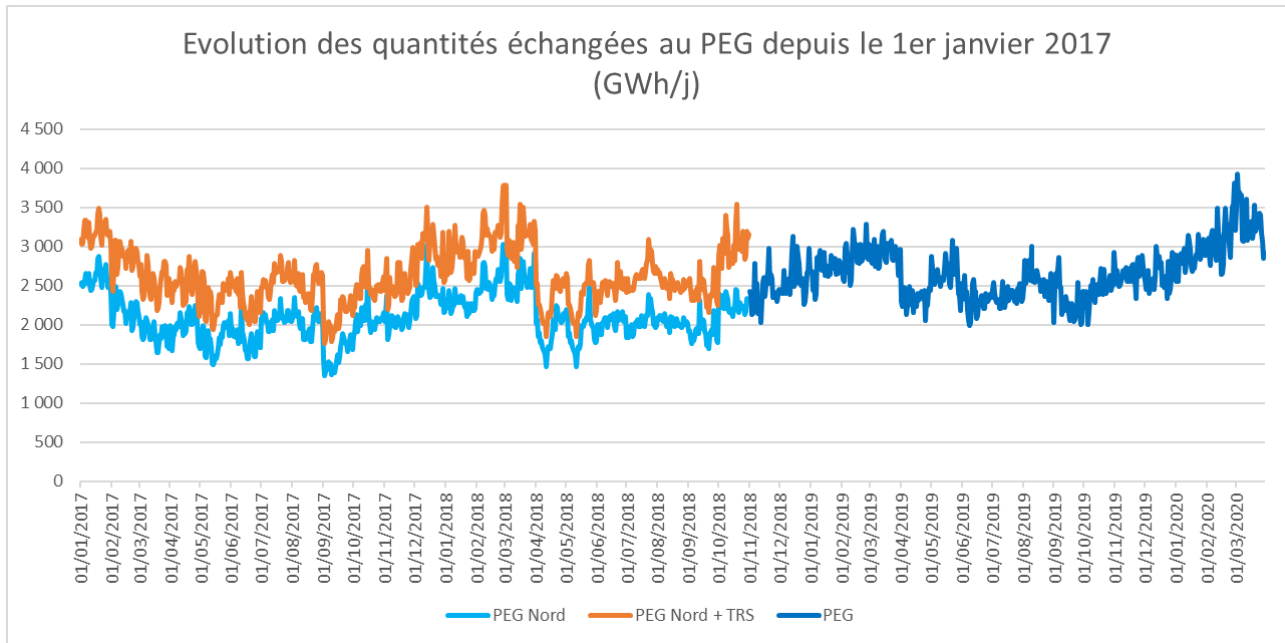
Comme l'hiver dernier, les centrales à cycle combiné gaz ont bien fonctionné cet hiver (23 TWh consommés, soit 12% de la consommation française de gaz), et ont eu une rentabilité moyenne supérieure à celle des centrales charbon : le Clean Spark Spread moyen entre octobre 2019 et mars 2020 a été de 3,42 €/MWh (positif plus de 2 jours sur 3), au lieu de -0,01 en moyenne pour le Clean Dark Spread (positif seulement un jour sur 2). En revanche leur rentabilité a baissé fin mars, en raison de la crise du COVID-19 entraînant une chute des prix de l'électricité et du CO₂.

COVID-19 : notre analyse

L'épidémie de COVID 19 a un impact fort sur l'économie française et la consommation en énergie. GRTgaz a constaté une baisse significative de la consommation de gaz (corrigée de l'effet température) sur son réseau depuis le 12 mars. Cette baisse a été progressive du 12 au 20/23 mars pour atteindre ensuite un pallier bas autour de -25%, répartie de la façon suivante :

- -15/-20% sur les distributions publiques (DP)
- -80/-90% pour les centrales de production d'électricité (TAC et CCCG)
- -20/-25% sur les industriels raccordés au réseau de GRTgaz (les secteurs les plus impactés sont l'automobile, la métallurgie et les matériaux non métalliques pour lesquels la consommation a baissé de plus de 50%).

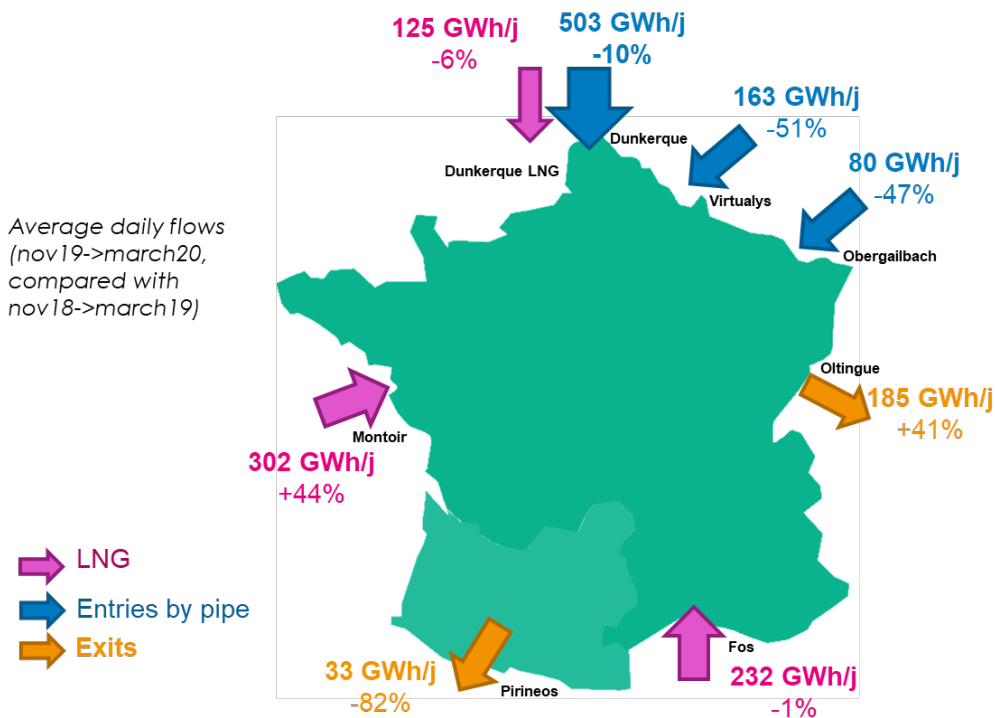
Une liquidité en constante progression



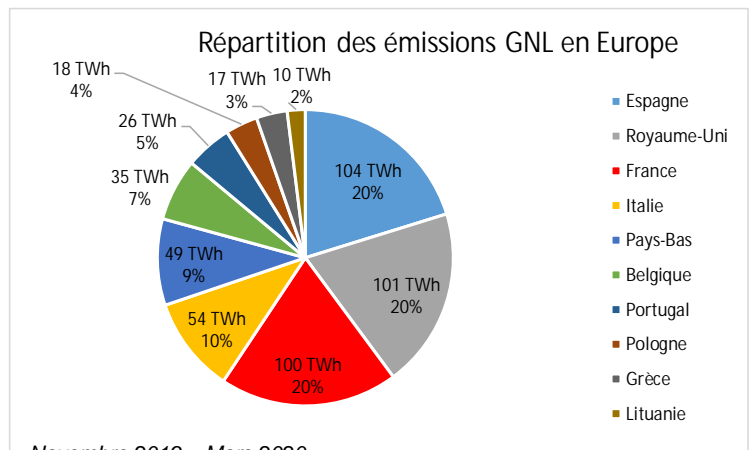
La liquidité du PEG en volumes totaux échangés par jour a augmenté substantiellement depuis un an : elle est de 8% supérieure à celle de l'hiver dernier, et est maintenant équivalente à celle de PEG Nord + TRS (2 914 GWh/j échangés cet hiver, contre 2 933 GWh/j échangés en hiver 2017-2018). Le nombre d'acteurs au PEG est passé de 122 à 128 en 1 an et est stable depuis cet hiver, après une forte hausse la première année de la TRF. Le nombre total d'expéditeurs est de 156, au même niveau qu'il y a un an.

FOCUS FLUX ET LIMITES HIVER

Abondance de GNL et transits importants vers l'Italie

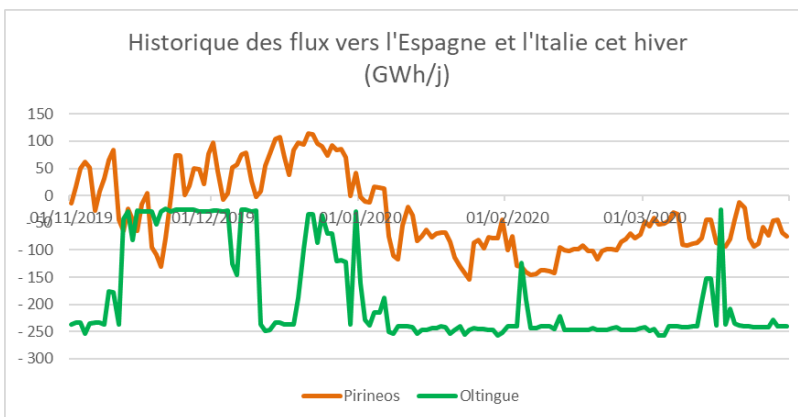


Les flux de GNL sont toujours très importants, ils ont été en moyenne de 659 GWh/j, en hausse de 14% par rapport à l'hiver précédent. Cela correspond à un taux important d'utilisation des terminaux de près de 60%. 100 TWh de GNL ont été émis au total en France, ce qui place la France dans le trio de tête européen, juste derrière l'Espagne et le Royaume-Uni. Ce GNL provient essentiellement du Nigéria, de la Russie et des Etats-Unis.



Novembre 2019 – Mars 2020

Ces flux élevés de GNL ont été contrebalancés par des flux plus bas que l'an dernier sur les points d'entrée terrestres au Nord. Ces flux ont été divisés par deux sur Virtualys et Obergailbach par rapport à l'hiver dernier, ce qui représente respectivement seulement 25% et 13% de la capacité technique des points. Le point Dunkerque (import du gaz Norvégien) reste à un niveau élevé mais en baisse de 10 % par rapport à l'hiver dernier. Les souscriptions annuelles ont en effet diminué, laissant de la place pour de nouvelles souscriptions sur ce point très utilisé.



Concernant le transit : les flux de sortie à Oltingue et Pirineos ont été réduits en début d'hiver, on a même observé des flux physiques de l'Espagne vers la France 46 jours en novembre et en décembre (soit 30% des jours sur l'hiver). Depuis janvier les flux sont modérés vers l'Espagne. Au total sur l'hiver, les flux ont été en moyenne de seulement 33 GWh/j, en chute de 82% par rapport à l'hiver dernier, où ces flux avaient atteint des niveaux records. Cela est probablement dû à

l'augmentation des entrées de GNL en Espagne et à la hausse de la production hydraulique et éolienne espagnole, réduisant la production d'électricité à partir de gaz.

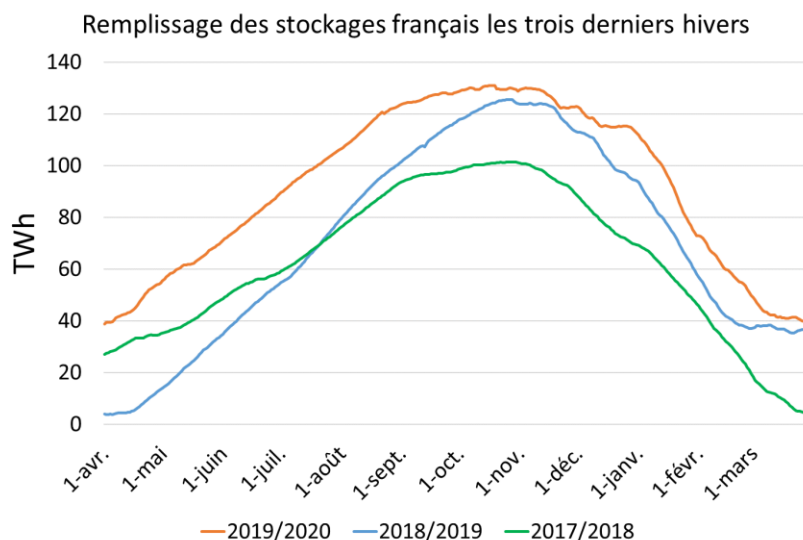
En revanche, les flux sont à nouveau très élevés vers l'Italie depuis janvier, en moyenne de 234 GWh/j entre le 1^{er} janvier et le 31 mars, ce qui représente 93% de la capacité technique ferme du point.

Aucune limite atteinte cet hiver

La situation de soutirage propre à l'hiver, ainsi que les flux réduits vers l'Espagne combinés à des entrées importantes à Fos et Montoir et des flux faibles sur les points d'entrée Nord, ont relâché les transits Nord vers Sud de la France. Ainsi, les limites Nord vers Sud et Est vers Ouest n'ont pas été approchées cet hiver. Le réseau s'est même trouvé quelquefois dans des configurations « Sud vers Nord », sans toutefois jamais atteindre les limites associées.

Des stockages à 30% pleins au 1^{er} avril

L'abondance de GNL, la douceur de l'hiver et donc les prix bas n'incitaient pas à soutirer dans les stockages : on a souvent observé des prix day-ahead inférieurs aux prix « futures » pour l'été, ce qui incitait à acheter sur le PEG et à garder le gaz en stock, plutôt qu'à soutirer. En conséquence le niveau de remplissage des stockages français au 1^{er} avril était relativement élevé : 39 TWh, proche du niveau de l'an dernier (37 TWh). Cependant leur taux de remplissage (30%) est inférieur à la moyenne européenne historiquement haute, à 54 % (601 TWh au 1^{er} avril 2020). Il est à noter que les stockages allemands sont particulièrement pleins (à 71 %, soit 162 TWh).



FOCUS PERSPECTIVES ÉTÉ

Des améliorations en place pour réduire les coûts de spread localisé

En ce début d'été gazier, les signaux de prix semblent favorables à une injection importante dans les stockages : au 1^{er} avril 2020, le spread temporel avril versus le troisième trimestre 2020 est de $-0,5$ €/MWh. Or, il a été observé l'été dernier que les injections fortes dans les stockages favorisaient l'atteinte des limites du réseau, et donc l'appel au spread localisé, qui est le principal mécanisme pour les gérer.

Des améliorations substantielles ont été apportées à l'offre suite au retour d'expérience de l'an dernier, afin de réduire le coût d'appel au spread localisé :

- Une baisse de 100 GWh/j de l'offre ferme d'injection dans les stockages à l'aval des limites. Ceci devrait permettre une baisse de la fréquence et des volumes appelés en spread localisé ;
- Plusieurs améliorations de l'offre de spread localisé, permettant une augmentation de la concurrence. Notamment, les expéditeurs peuvent maintenant recevoir les alertes spread localisé directement sur leur smartphone via Twitter.

Les limites ont été approchées sans être atteintes depuis le 1^{er} avril 2020

Au 10 avril 2020, aucun spread localisé n'a encore été déclenché. En effet, les premiers jours certains stockages étaient encore en soutirage du fait des températures froides ; ils sont ensuite passés en injection. Avec la hausse des températures, certaines injections ponctuelles fortes ont été observées dans le stockage de Lussagnet, certaines limites ont été approchées mais n'ont pas été atteintes du fait des flux faibles vers l'Espagne.

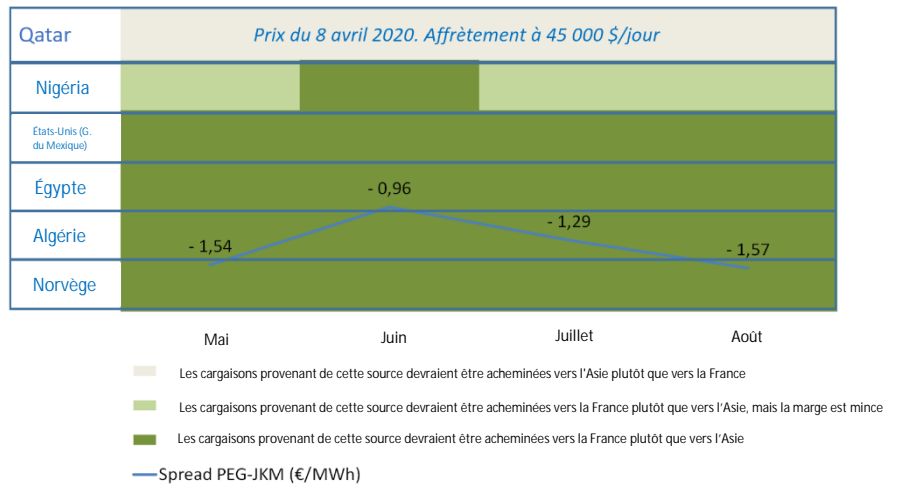


Carte des limites Nord->Sud et Est->Ouest

GNL : des perspectives toujours favorables

L'offre de GNL au niveau mondial est actuellement abondante, ce qui est renforcé par la crise du COVID-19, ayant provoqué une baisse de la demande gazière en Asie, puis également en Europe. Le prix asiatique (JKM) a donc baissé, et le spread à terme entre le PEG et le JKM est actuellement faible, de sorte que le GNL provenant de sources proches est plus compétitif en France qu'en Asie. Les conditions économiques sont donc actuellement favorables à des arrivées de GNL en France dans les prochains mois. Prudence toutefois, compte tenu de la volatilité du marché mondial du GNL. Pour avoir une vision fiable un mois avant les arrivées de GNL, il est conseillé de consulter les programmes d'arrivée de méthaniers, mis à jour le 25 de chaque mois.

Analyse de la compétitivité des différentes sources GNL en fonction des spreads PEG-JKM sur le marché à terme



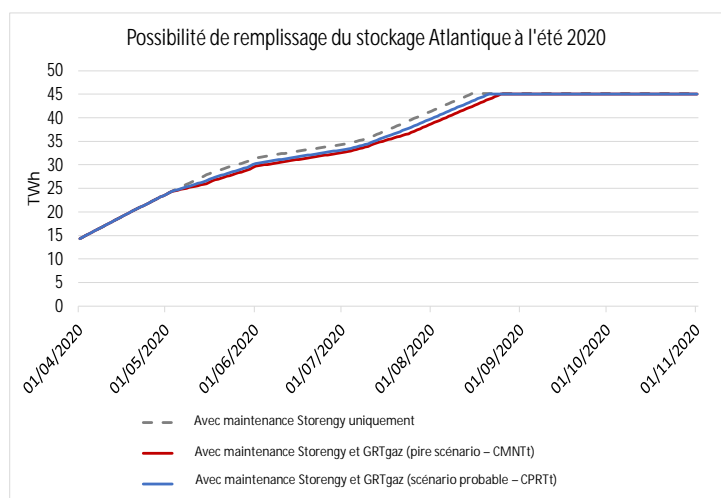
Par ailleurs, les spreads entre les prix « futures » français, italiens et espagnols nous indiquent que les flux de sortie devraient être dans la continuité cet hiver, élevés vers l'Italie et modérés vers l'Espagne :

Prix forward au 31/03/2020 (€/MWh)	TTF	PEG	PSV	Mibgas
Avril 2020	6,85	6,83	8,95	6,65
Moyenne 6 prochains mois	7,32	7,20	9,13	7,55

Pas de tensions identifiées pour remplir les stockages

Les mesures de confinement ont entraîné le report de certains travaux (sur la zone B, en mars), tandis que ceux déjà commencés ont pu être maintenus ; ainsi la station de Voisines a été remise en disponibilité complète dès le 30 mars. Par ailleurs, deux semaines de travaux initialement prévues en mai, impactant les superpoints EO2D et S1D ainsi que le terminal de Fos, ont dû être reportées à l'an prochain. GRTgaz tient ses clients informés au plus tôt sur les travaux éventuellement replanifiés.

Nos premières analyses montrent que le programme d'injection sera réalisable même si des travaux étaient reportés cet été. En effet, le niveau de remplissage des stockages est élevé, et les perspectives GNL sont favorables, relâchant les tensions du Nord vers le Sud de la France. Le stockage Atlantique, qui est le plus contraint par les travaux, peut ainsi être rempli dès le 22 août (70 jours de flexibilité) comme le montre la courbe ci-contre.



Info clients : cette année, pour les travaux impactant le superpoint EO2 aval, les quantités de GNL arrivant à Fos et Montoir sont directement incluses dans votre capacité ferme disponible pour le lendemain, vous offrant une visibilité accrue par rapport à l'an dernier. Nous vous incitons également à utiliser notre service de « transfert » pour bénéficier d'un maximum de flexibilité entre GRTgaz et Teréga.