

TRF & PEG actu

NUMÉRO D'AUTOMNE : BILAN DE L'ÉTÉ ET PERSPECTIVES POUR L'HIVER



La TRF a eu un fonctionnement très dynamique cet été, s'adaptant aux conséquences de la COVID-19. Le haut niveau de GNL en début de période puis sa baisse, le remplissage très rapide des stockages et l'adaptation aux besoins des pays voisins se sont faits sans heurt.

De plus le nombre de jours de congestions a drastiquement baissé par rapport à l'année dernière grâce à une gestion optimisée de la TRF et à une répartition des flux plus favorable. Le coût de recours au spread localisé a ainsi nettement diminué.

Prix et liquidité du PEG

2,57
€/MWh

PEG été 2020 : 7,6
€/MWh*
PEG été 2019 :
11,3€/MWh*

* : d'avril à novembre

C'est le niveau historiquement bas atteint par le PEG le 23 mai dernier (moyenne des transactions within-day), dans le contexte de la crise sanitaire. Il a également été plus bas en moyenne de 3,7 €/MWh par rapport à l'été 2019. On peut aussi noter que le PEG a été en moyenne 0,10 €/MWh en-dessous du TTF.

2 397
GWh

Eté 2019* =
2 428 GWh

échangés sur le PEG chaque jour, au même niveau qu'à l'été 2019

* : d'avril à novembre

128

acteurs actifs au PEG en octobre 2020, équivalent à octobre 2019

129*

* : en octobre 2019



Focus prix et liquidité p.2-3

Flux et limites du réseau

Bilan été

La TRF a connu très peu de congestions par rapport à l'année dernière grâce à des schémas de flux favorables et à l'ajustement des capacités fermes d'injections dans les stockages à l'aval des limites. De plus le pilotage de la zone unique a été optimisé grâce au REX de 2019.



Focus flux et limites été

p.4-5-6



Données du 1^{er} novembre au 31 octobre. Source :

Smart GRTgaz

INFO VIGILANCE

* : nombre de jours où au moins une limite a été atteinte. ** : mécanisme principal pour gérer les limites, via un appel au marché. *** : mécanisme de dernier recours

Perspectives hiver

Le haut niveau de remplissage des stockages en France et en Europe éloigne à ce stade les risques sur la sécurité d'approvisionnement.

Focus perspectives hiver p.7-8

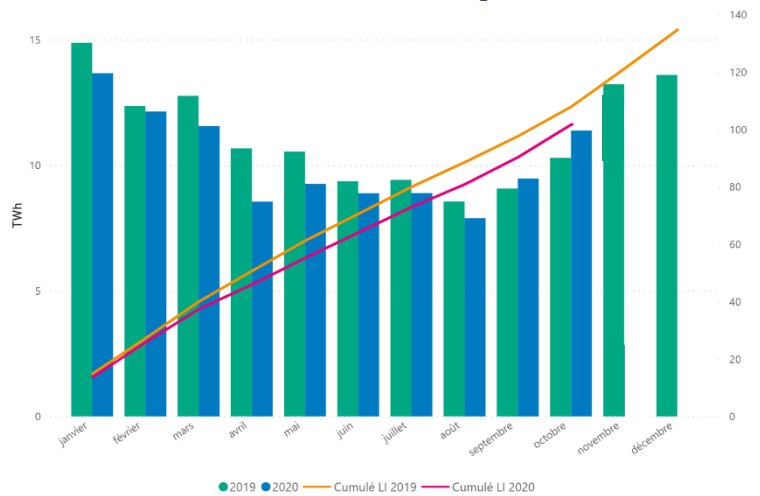
FOCUS CONSOMMATIONS

Un été marqué par les conditions sanitaires

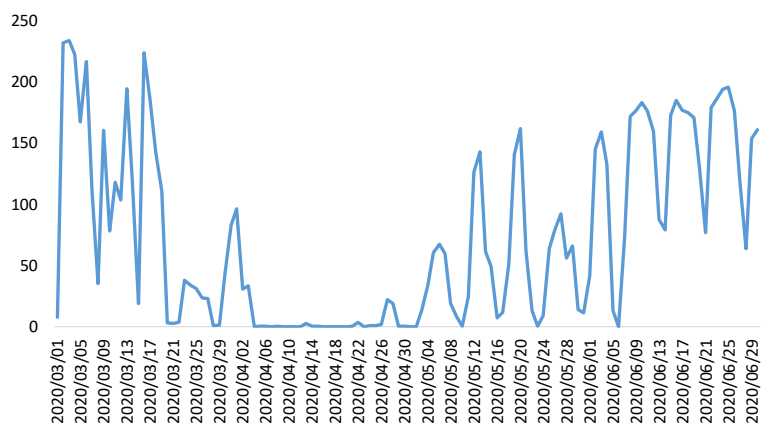
Le fonctionnement de la TRF a été influencé cet été par la crise de la COVID-19. En effet les consommations de gaz ont été réduites, notamment en début de crise, par les mesures exceptionnelles prises partout en Europe ; ce qui a eu des conséquences sur les flux de gaz en France. Concernant les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz, l'impact de la crise sanitaire a eu un effet sensible sur leurs consommations. Une baisse d'environ 20% a été observée au cours des mois de mars et avril avec certains secteurs industriels plus particulièrement touchés (Automobile-pneumatique -50%, Verre et matériaux non métalliques -30%), tandis que d'autres ont été épargnés (Chimie, Agro-alimentaire notamment). Dans le même temps, les centrales électriques à gaz sont restées quasiment à l'arrêt jusque fin avril, la demande en électricité étant également faible. Depuis la fin du confinement, la consommation des industriels est globalement revenue à un niveau normal¹, en sur-consommant durant l'été pour retrouver en cumulé depuis le début de l'année leur niveau nominal ; certains secteurs ayant « rattrapé leur retard de consommation », par exemple Verre et matériaux non métalliques, d'autres comme Automobile-pneumatique accusant toujours une baisse globale d'activité.

Sur les réseaux de distribution, des baisses globales de consommations ont été également observées, même si les niveaux de consommations depuis juillet sont globalement revenus à un niveau normal. Au cumul sur la période janvier-août, certains secteurs professionnels sont encore en « retard » de consommation. A contrario, les particuliers ont surconsommé cette année, les personnes étant chez elles durant le confinement.

Comparaison 2019/2020 de la consommation des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz



Consommation centrales électriques à gaz (GWh/j)

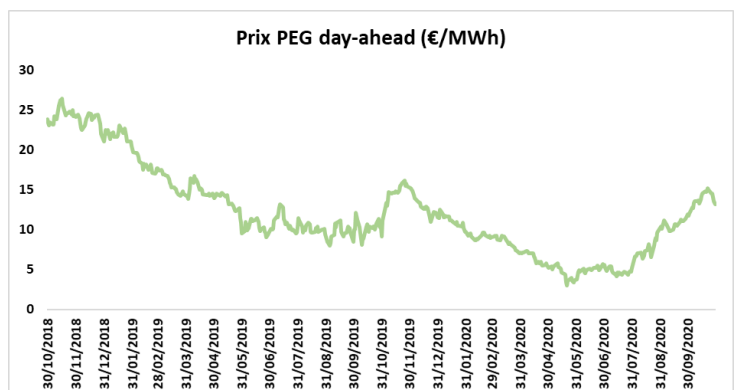


FOCUS PRIX ET LIQUIDITÉ DU PEG

Un prix du PEG très compétitif en Europe

Le PEG a été bas en absolu dans un contexte de prix déprimé au niveau mondial, atteignant son **point bas record à 2,57 €/MWh** en moyenne intra-day le 23 mai 2020. Outre ce jour, il a été particulièrement bas jusqu'au mois d'août, car globalement la consommation était faible et l'approvisionnement GNL confortable. **Sur l'été, le PEG a été 3,7 €/MWh plus bas que l'été précédent** (7,6 €/MWh contre 11,3 en 2019).

Fin août, la courbe est remontée à des niveaux similaires à ceux de 2019 par la combinaison du

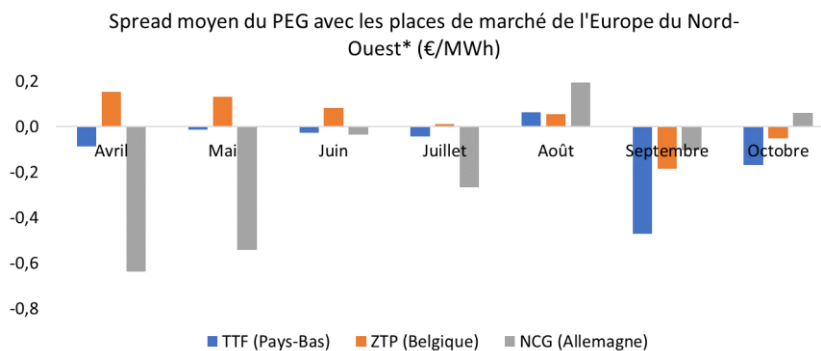


¹ Observation pré-reconfinement débuté fin octobre.

retour des consommations à un niveau normal, d'un approvisionnement GNL réduit, de maintenances sur les gazoducs norvégiens et d'achats de gaz pour injection dans les stockages.

Le PEG est également compétitif relativement aux places de marché voisines de l'Europe du Nord-Ouest. Il a été en moyenne **0,11 €/MWh plus bas que le TTF** et même **0,18 €/MWh en-dessous de la place allemande** (NCG), avec des spreads de plus de 0,60 €/MWh sur plusieurs périodes.

Cet écart important avec le NCG s'explique par les volumes importants de GNL écoulés en Europe, en particulier jusqu'à la fin du mois de mai, dont la France a été une des premières bénéficiaires. Au contraire, l'Allemagne, dépourvue de terminal méthanier, n'a pu profiter directement de ces volumes pour faire baisser le prix du NCG.



Spreads moyens sur l'été

TTF : -0,11 €/MWh

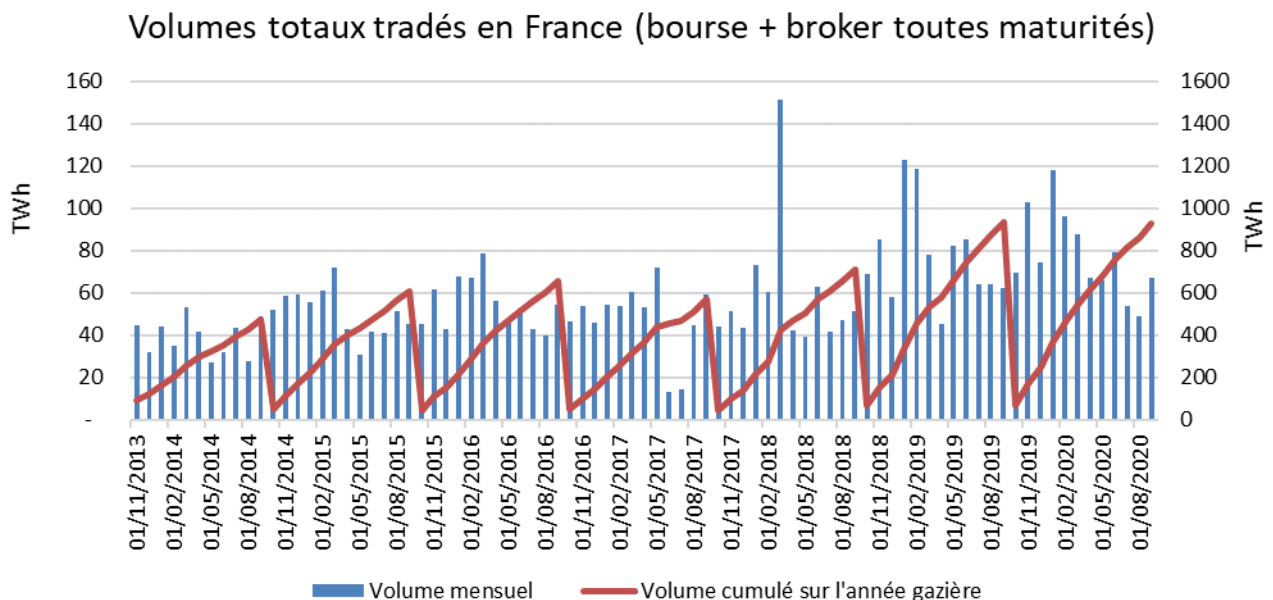
NCG : -0,18 €/MWh

ZTP : +0,02 €/MWh

* Valeur positive : PEG > place de marché voisine
 Valeur négative : PEG < place de marché voisine

Une liquidité confirmée

L'attractivité de la TRF ne se dément pas avec un nombre d'acteurs actifs au PEG constant et le maintien des échanges observés en 2019.



D'ailleurs, le dernier rapport de surveillance des marchés de gros de la CRE note une **augmentation de 17% des échanges sur les produits à terme** entre 2019 et 2018.

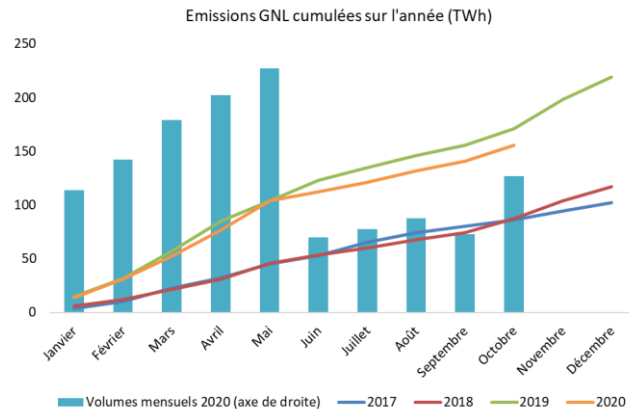
FOCUS FLUX ET LIMITES ÉTÉ

Une TRF flexible dans un contexte mouvant

Des importations de GNL toujours importantes mais réduites en été

Concernant le GNL, l'année s'est divisée en deux périodes bien distinctes :

- En début d'année, le niveau record de GNL en France de 2019 s'est confirmé. Outre l'excès structurel de GNL, les livraisons en Europe et en France ont été soutenues à partir de février par les confinements mis en place en Asie. En effet, ces mesures ont réduit la demande locale, provoquant la redirection de nombreuses cargaisons GNL vers les marchés de derniers recours européens.

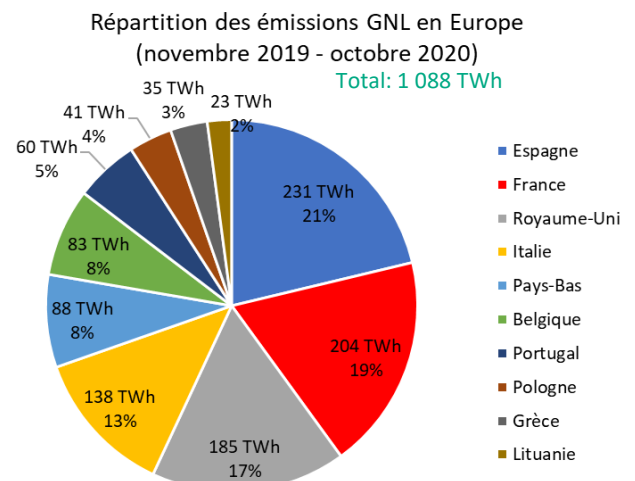


- Cette situation a duré jusqu'au mois de mai, où on observait encore des émissions à 880 GWh/j en moyenne, bien que le PEG avait déjà atteint des niveaux très bas, propres à dissuader les livraisons de GNL. La chute, brutale, du GNL n'est intervenue qu'en juin. Les usines de liquéfaction n'étant pas conçues comme des outils de flexibilité, la production s'est ajustée à la demande avec un effet retard. Les émissions ont alors été à 340 GWh/j en moyenne sur la fin de l'été, niveau plus vu depuis septembre 2019.

La même dynamique a été observée au niveau européen, avec cependant une moins forte baisse côté espagnol. Ainsi, malgré des émissions plus faibles à partir de juin, le GNL importé sur l'année gazière 2019/2020 a été encore plus important (+8%) que l'année précédente, qui avait elle-même été une année record.

La France est la première destination des marchés liquides de l'Europe du Nord-Ouest, et au niveau européen deuxième derrière l'Espagne.

Le GNL livré en France provient essentiellement de Russie (23%) puis du Nigéria (21%) et d'Algérie (19%).

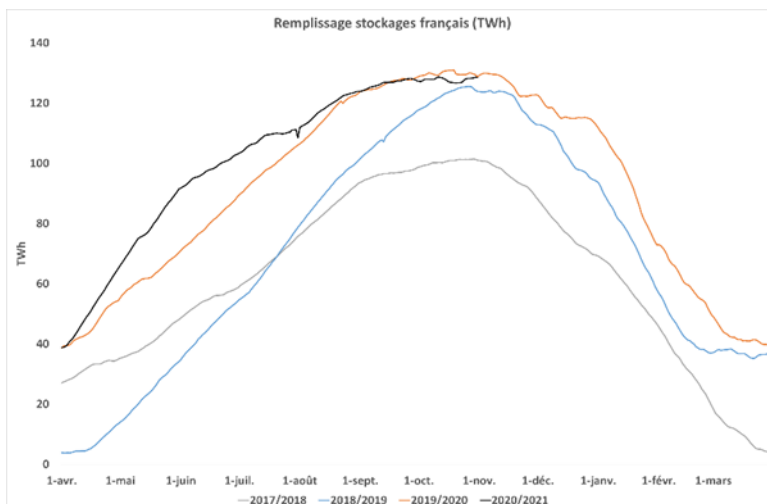


Un remplissage rapide des stockages

Comme l'année dernière, les stockages étaient déjà remplis à 30% au début de l'été à la suite d'un hiver doux et bien approvisionné. Et comme l'année dernière, le remplissage a été précoce avec des stockages déjà à 96% fin août 2020.

Les injections en début de campagne ont été particulièrement fortes : 61% des injections nettes ont eu lieu sur avril-mai. Cela est atypique alors que le gros des injections est habituellement au cœur de l'été quand la consommation est faible. Cette année la baisse de la demande liée aux conditions sanitaires a fait chuter les prix en début d'été et incité aux achats pour remplir les stockages.

De plus, ces fortes injections ont été rendues possibles par l'absence de congestion au début de l'été et des travaux allégés à la suite de reports liés à la COVID-19.



Le saviez-vous ?

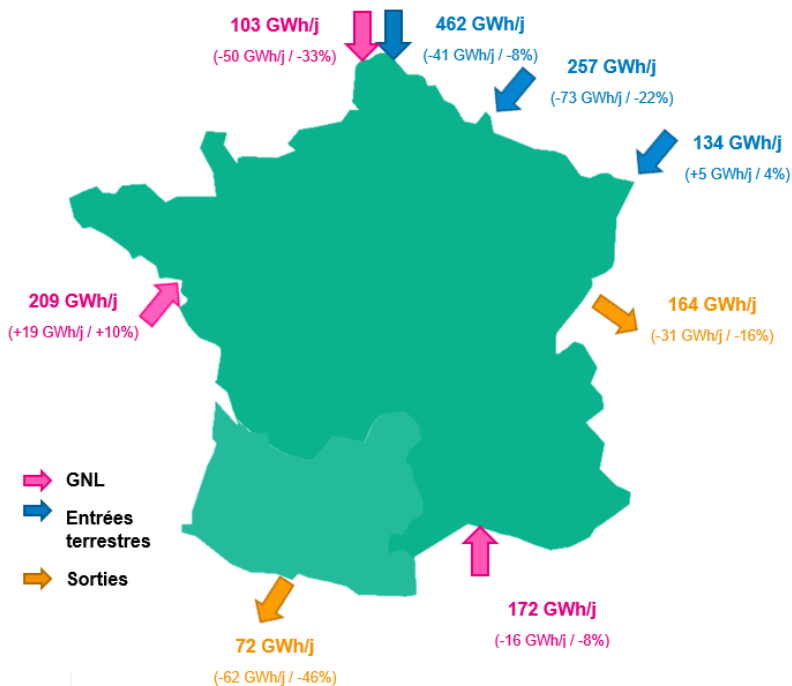
26,5 TWh

Les injections du mois d'avril ont constitué un record absolu d'injection dans les stockages français sur un mois !

Les prix très attractifs du gaz ont incité le marché à injecter au maximum. Ce sont plus de 880 GWh/j qui ont été stockés sur ce mois afin d'assurer la demande hivernale à moindre coût.

Des transits fluctuants

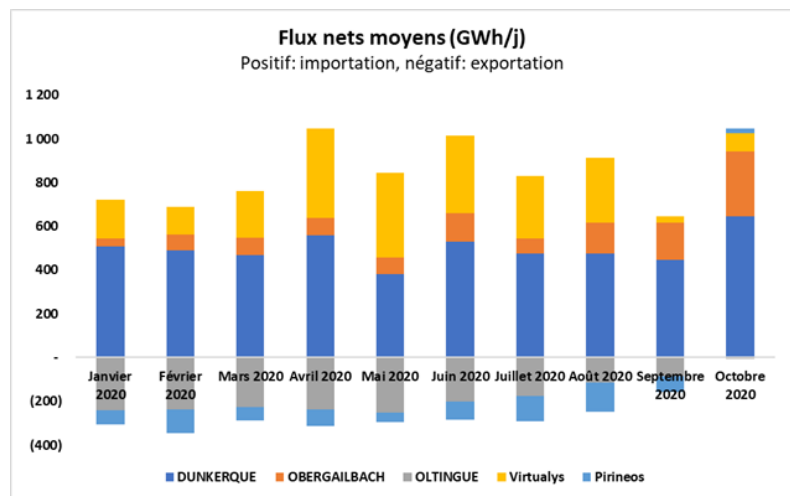
Flux moyens journaliers été 2020 (avril octobre), comparés à l'été 2019



Alors que les entrées terrestres nettes étaient en moyenne à 723 GWh/j sur les trois premiers mois de l'année 2020, elles ont été bien au-delà en été. Notamment en avril, elles ont atteint 1 045 GWh/j pour répondre à la

demande d'injection dans les stockages, malgré les fortes arrivées de GNL. Et en juin 1 014 GWh/j ont été atteints afin de contrebalancer la chute des importations GNL.

En septembre, ces entrées se sont réduites malgré la baisse des températures. Les stockages étant déjà quasiment pleins, la demande pour l'injection a quasiment disparu et les entrées terrestres se sont établies autour de 650 GWh/j. Cette baisse des entrées a largement été portée par Virtualys qui est passé de 298 GWh/j en août à 30 GWh/j en septembre. Une forte demande de gaz H aux Pays-Bas a provoqué des importations depuis la Belgique, ce qui a fait monter le ZTP. Le spread entre la France et la Belgique s'est alors inversé, provoquant des exportations nettes vers la Belgique certains jours.



Du côté des sorties, Oltingue qui alimente l'Italie via la Suisse, a été élevée à 230 GWh/j sur avril-juin (88% de la capacité). Puis le flux a décliné à 125 GWh/j sur juillet-septembre suite à la baisse de la demande italienne, avant que le point n'entre en maintenance quasiment tout le mois d'octobre.

Quant à Pirineos, son utilisation a été faible sur avril-mai (59 GWh/j en moyenne), l'Espagne étant bien approvisionnée en GNL comme toute l'Europe. Lorsque le GNL s'est tari, les exportations vers l'Espagne ont augmenté à 112 GWh/j sur juin-août. En septembre, les consommations croissantes en France, le spread entre les deux pays s'est réduit ainsi que les exportations. En octobre, le spread s'est même inversé et par là-même les flux, la France devenant importatrice depuis l'Espagne.

Une TRF fluidifiée

La TRF a connu trois fois moins de congestions cette année que l'an dernier. Outre un approvisionnement GNL confortable qui a facilité les transits du Nord vers le Sud de la France, cela est dû à trois facteurs principaux :

- Le caractère modéré des flux de sortie vers l'Espagne (sauf en août) ;
- L'ajustement des capacités fermes d'injection dans les stockages en aval des limites
- Un meilleur pilotage de la zone grâce au REX de la première année de la TRF ;
- Des flux GNL importants



Données du 1^{er} novembre au 31 octobre. Source :



* : nombre de jours où au moins une limite a été atteinte. ** : mécanisme principal pour gérer les limites, via un appel au marché. *** : mécanisme de dernier recours

De plus une meilleure stratégie de sourcing du Spread Localisé a été mise en place et la concurrence pour répondre au spread localisé s'est accrue avec plus d'acteurs participants. Combiné avec des besoins plus faibles qu'en 2019, cela s'est traduit par une **baisse du coût moyen de 4 €/MWh à 1,3 €/MWh**.

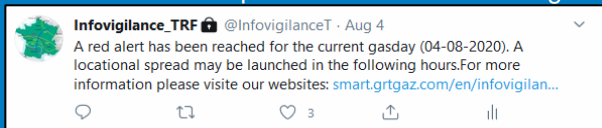
Les appels au spread localisé ont été concentrés en août car les injections dans les stockages du Sud et les sorties vers l'Espagne étaient fortes alors qu'il y avait peu d'arrivées de GNL au Sud du réseau.



Le saviez-vous ?

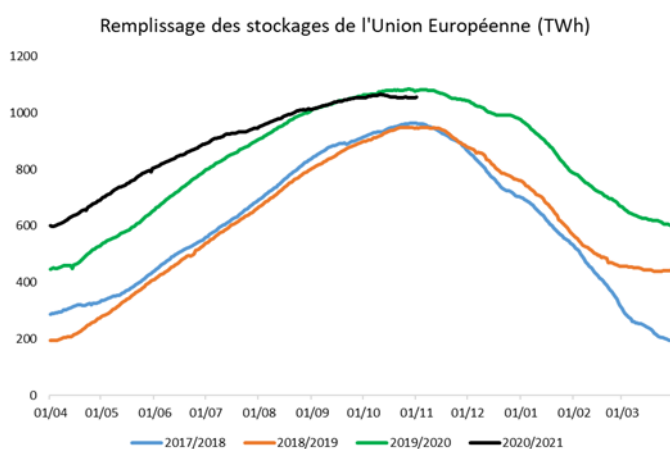


En cas de lancement d'un spread localisé, des alertes sont maintenant faites sur Twitter. Abonnez-vous ! Uniquement accessible aux signataires du contrat de Spread Localisé.



FOCUS PERSPECTIVES HIVER

La sécurité d'approvisionnement est assurée



Il n'y a pas de risque identifié concernant la sécurité d'approvisionnement : comme l'année dernière, les stockages français sont bien remplis (129 TWh au 31 octobre 2020).

Au niveau européen, les stocks sont également confortables. Plus de 1 050 TWh sont disponibles pour assurer les besoins hivernaux.

Quelles perspectives GNL pour cet hiver ?

La reprise de la demande en Asie crée un spread significatif entre le PEG et le JKM. En décembre, ce spread dépasse les 5 €/MWh, incitant le GNL des sources éloignées à aller plutôt vers l'Asie. Ceci pourrait réduire l'approvisionnement GNL de la fin de l'année. En revanche, même si sur janvier/février 2021, le spread reste assez élevé, les coûts d'affrètement pour le moment élevés des méthaniers pourraient favoriser des livraisons vers l'Europe. Cependant, ce sont les conditions à plus court terme qui détermineront les flux.

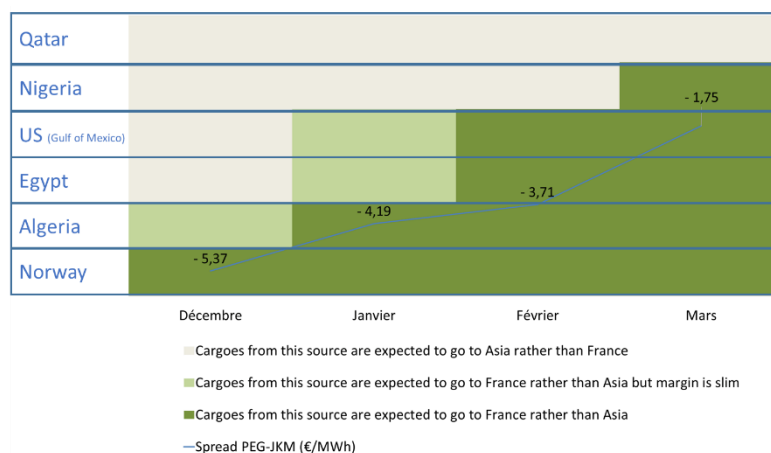
Pour avoir une vision fiable un mois avant les arrivées de GNL, il est conseillé de consulter les programmes d'émission des terminaux, mis à jour le 25 de chaque mois :

Montoir et Fos Tonkin :

<https://www.elengy.com/fr/contrats-operations/gestion-operationnelle/donnees-d-utilisation/>

Fos Cavaou : <https://www.fosmax-lng.com/fr/nos-services/donnees-operationnelles/donnees-d-utilisation/>

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



Quelles perspectives pour l'électricité et le transit ?

Les prix à terme indiquent un prix du gaz plus élevé que l'hiver dernier (10,4 €/MWh en moyenne day-ahead sur décembre 2019-mars 2020 contre 14,4 sur les futures décembre 2020-mars 2021). Cela pourrait être guidé par des anticipations de moindre approvisionnement GNL. Le PEG reste cependant moins cher que ses voisins ou à leur niveau. A noter cependant que l'année dernière à la même époque, les courbes à terme donnaient un prix de l'ordre de 15 €/MWh qui a par la suite chuté.

€/MWh	Prix spot 1->5 nov20	Déc. 2020	Décembre- Mars
TTF	13,8	14,4	14,5
PEG (France)	13,6	14,2	14,4
NCG (Allemagne)	13,5	14,2	14,4
ZTP (Belgique)	13,7	14,3	14,5
PSV (Italie)	13,5	14,1	14,4
Mibgaz (Espagne)	13,5	14,9	15,2

Les spreads entre places de marché sont resserrés, ne montrant pas de perspective de transit important. Cette situation est dans la lignée des faibles transits observés à la fin de l'été. Notamment les prix français et italiens sont équivalents.

€/MWh	Moyenne spot forward	Déc. 2020	Décembre- Mars
Clean Spark Spread France	2,4	6,2	9,1
Clean Dark Spread France	3,9	7,5	10,6

Les Clean Spark Spread et Clean Dark Spread sont positifs, augurant d'une sollicitation importante des centrales thermiques cet hiver par le système électrique.

*Clean Spark/Dark Spread = prix de l'électricité – prix du gaz/charbon / rendement centrale – prix CO2 * facteur d'émission). Prix CO2 = environ 24 €/t.*