



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-020 DU 24 OCTOBRE 2019 RELATIVE AU FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE DU GAZ EN FRANCE**

La zone de marché unique du gaz en France, *Trading Region France* (TRF), est entrée en fonctionnement le 1<sup>er</sup> novembre 2018, en remplacement des deux précédentes places de marché, le PEG Nord et la *Trading Region South* (TRS). Elle a permis l'instauration d'un prix unique du marché de gaz en France, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs.

Pour lever la congestion qui existait entre les zones PEG Nord et TRS et permettre la création d'une zone de marché unique, commune à GRTgaz et Teréga, la CRE a retenu, par sa délibération du 7 mai 2014, un schéma d'investissement associant le renforcement de l'artère de Val-de-Saône et le projet Gascogne-Midi. Ces nouvelles infrastructures, développées par GRTgaz et Teréga, ont été dimensionnées de manière à permettre la création d'une zone unique à un coût optimisé. En conséquence, il était prévu que, dans certaines configurations peu fréquentes d'utilisation du réseau, des congestions résiduelles puissent apparaître.

Les délibérations du 26 octobre 2017 et du 24 juillet 2018 ont défini les modalités de mise en œuvre de la zone de marché unique, et notamment les mécanismes de levée des congestions journalières.

A la suite des congestions survenues au début de l'été gazier 2019, le premier depuis la mise en œuvre de la zone de marché unique, en avril et mai, et en particulier des épisodes du week-end du 25 et 26 mai 2019, la CRE a fait évoluer les mécanismes de levée des congestions journalières par la délibération du 29 mai 2019.

La présente consultation publique a pour objectif de faire un retour d'expérience après la première année quasiment complète de la TRF et de proposer des éventuelles évolutions de son fonctionnement.

Par ailleurs, plusieurs cas de fraudes suspectées à l'équilibrage se sont produits ces derniers mois dans différents pays européens. Des dispositions permettant d'empêcher l'apparition de tels cas sur le marché de gaz français ont été prises par délibération de la CRE du 15 septembre 2016. Les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) proposent de faire évoluer ces dispositions pour en renforcer l'efficacité. La présente consultation porte également sur ces propositions des GRT.

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 15 novembre 2019 :

- de préférence en saisissant leur contribution sur la nouvelle plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr> ;
- ou par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp5@cre.fr](mailto:dr.cp5@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.

Paris, le 24 octobre 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Christine CHAUVET

# SOMMAIRE

<b>1. RETOUR D'EXPÉRIENCE SUR LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE À L'ISSUE DE SA PREMIÈRE ANNÉE D'EXISTENCE .....</b>	<b>4</b>
1.1. UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE AU BÉNÉFICE DE L'ENSEMBLE DES ACTEURS .....	4
1.2. LA TRADING REGION FRANCE A ÉTÉ MISE EN PLACE AVEC SUCCÈS .....	4
1.3. LES MÉCANISMES DE LEVÉE DES CONGESTIONS FONCTIONNENT .....	5
1.4. LE FONCTIONNEMENT DU PRODUIT SPREAD LOCALISÉ S'EST AMÉLIORÉ AU COURS DE L'ANNÉE .....	6
1.5. ANALYSE DE LA CRE SUR LE PREMIER BILAN DE LA TRF .....	6
<b>2. LES CAPACITES DE LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE RESTENT LIMITEES .....</b>	<b>7</b>
2.1. COMPARAISON DE L'ÉTÉ 2019 AVEC LE SCENARIO TENDU « DE RÉFÉRENCE » .....	7
2.1.1. Les capacités souscrites de sortie au PITS Sud-Ouest ont augmenté .....	8
2.1.2. La réforme du stockage conduit à un fort remplissage des stockages .....	9
2.1.3. Les maintenances aggravent les congestions .....	10
2.2. NIVEAU DE CAPACITÉS FERMES RÉELLEMENT DISPONIBLES .....	10
2.2.1. PITS Sud-Ouest .....	10
2.2.2. PITS Atlantique .....	11
2.2.3. Des arrivées plus faibles de GNL augmenteraient les congestions .....	12
<b>3. RETOUR SUR LES MESURES PRISES EN 2019 ET MESURES ENVISAGÉES POUR 2020 .....</b>	<b>13</b>
3.1. MESURES D'URGENCE PRISES AU COURS DE L'ÉTÉ 2019 .....	13
3.2. MESURES ENVISAGÉES POUR 2020 .....	13
3.2.1. Capacités fermes en sortie aux PITS Sud-Ouest et Atlantique .....	13
3.2.2. Mesures sur les maintenances .....	15
3.2.3. Utilisation du point conversion de gaz B en gaz H pour répondre au <i>spread localisé</i> .....	15
<b>4. SÉCURISATION FINANCIÈRE : GARANTIES FINANCIÈRES ET SUSPENSION DU CONTRAT D'ACHEMINEMENT .....</b>	<b>15</b>
4.1. RÈGLES EN VIGUEUR .....	15
4.2. PROPOSITION DES GRT D'ÉVOLUTION DES MODALITÉS DE SÉCURISATION FINANCIÈRE .....	16
4.2.1. Suspension du contrat d'acheminement .....	16
4.2.2. Calcul du montant minimum de la garantie financière .....	17
<b>5. SYNTHÈSE DES QUESTIONS .....</b>	<b>17</b>
ANNEXE 1 - RAPPEL SUR LE FONCTIONNEMENT DE LA TRF .....	18
Les limites du réseau en TRF .....	18
Les mécanismes de levée des congestions journalières .....	19
Principes généraux et ordre de préséance des mécanismes de levée des congestions .....	19
Le <i>spread localisé</i> .....	20
Traitement des maintenances .....	20
ANNEXE 2 – ENTRÉES DE GAZ SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT AUX PITTM (ÉMISSIONS DES TERMINAUX MÉTHANIERS), 2012-2019 .....	22

## 1. RETOUR D'EXPÉRIENCE SUR LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE À L'ISSUE DE SA PREMIÈRE ANNÉE D'EXISTENCE

### 1.1. Une zone de marché unique au bénéfice de l'ensemble des acteurs

La zone de marché unique, *Trading Region France* (TRF), a été mise en œuvre le 1<sup>er</sup> novembre 2018 conformément au calendrier établi en 2014<sup>1</sup>. Depuis de cette date, il existe en France une zone d'entrée/sortie unique, et un seul point d'échange de gaz virtuel, le Point d'Echange Gaz (PEG), concentrant les achats/ventes de gaz pour l'ensemble de la TRF.

La mise en œuvre de la TRF a ainsi eu pour conséquence la disparition de la liaison Nord-Sud, permettant l'instauration d'un prix unique du marché de gros du gaz pour l'ensemble de la France, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, notamment ceux du Sud qui étaient pénalisés par les écarts de prix entre Nord et Sud.

Pour mettre en place la *Trading Region France* et faire disparaître la congestion entre le Nord et le Sud du territoire, des investissements ont été nécessaires pour renforcer le réseau de transport. Les ouvrages des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, mis en service le 1<sup>er</sup> novembre 2018, ont permis d'augmenter d'environ 250 GWh/j la capacité d'acheminement du gaz du Nord vers le Sud de la France pour un coût total de 872 M€.

Ce schéma d'ouvrage optimisé a permis de lever l'essentiel de la congestion qui existait entre le Nord et le Sud. Un schéma d'investissement permettant de lever l'ensemble des congestions, quelle que soit la configuration de flux du réseau, aurait été trop coûteux au vu des bénéfices attendus. Ainsi, les GRT et la CRE avaient anticipé que des congestions résiduelles pourraient subsister dans certaines configurations d'utilisation du réseau. Dès lors, pour garantir la disponibilité des capacités fermes, en particulier aux frontières, des mécanismes contractuels permettant la levée de ces congestions ont été définis, à la suite d'un important travail mené en Concertation gaz en 2016 et 2017, par une délibération de la CRE du 26 octobre 2017<sup>2</sup>. A la suite de travaux complémentaires de la Concertation gaz, cette dernière a été complétée par la délibération du 24 juillet 2018<sup>3</sup>, qui est venue préciser certaines règles de fonctionnement de la TRF. Enfin, à la suite d'un épisode anormal constaté le week-end du 25-26 mai 2019 (voir au 3.1 de la présente consultation), la CRE a fait évoluer les mécanismes de levée des congestions dans sa délibération du 29 mai 2019<sup>4</sup>.

L'annexe 1 rappelle les règles de fonctionnement actuelles de la TRF.

### 1.2. La *Trading Region France* a été mise en place avec succès

La bascule entre l'ancien et le nouveau système, malgré des défis importants en termes de mise en œuvre opérationnelle, a été réalisée le 1<sup>er</sup> novembre 2018 avec succès, avec une continuité des échanges de gaz sur le marché de gros et des nominations de capacités d'entrée et de sortie sur le réseau par les expéditeurs. Ce changement réussi a été possible grâce au travail de préparation important des GRT et des expéditeurs utilisant le réseau français.

Le consommateur français bénéficie donc aujourd'hui d'un prix de gros unique du gaz, issu d'un marché plus liquide, grâce à l'aboutissement d'un projet industriel majeur, qui a également permis de renforcer la sécurité d'approvisionnement. La zone Sud, et notamment le Sud-Est, est ainsi moins isolée et dépendante des seules arrivées de GNL aux terminaux méthaniens de Fos, grâce aux capacités d'acheminement supplémentaires permises par les projets Val-De-Saône et Gascogne-Midi.

Le marché PEG a globalement vu sa liquidité croître. Sur le marché *spot* de PEGAS, le nombre d'acteurs actifs a ainsi augmenté entre 2018 et 2019, passant de 68 à 79. Par ailleurs, le spread *bid-ask* est passé de 0,13 €/MWh sur la période du 1<sup>er</sup> novembre 2017 au 3 mars 2018 à 0,08 €/MWh sur 4 premiers mois de la TRF, du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 3 mars 2019. Le PEG est globalement le 4<sup>e</sup> marché européen en terme de volumes échangés et de nombre d'acteurs, avec un marché *spot* important, mais un marché des *futures* qui reste modeste. Depuis la mise en place de la TRF, le prix *spot* du PEG est proche de celui du TTF (point d'échange de gaz des Pays-Bas, le marché principal en Europe), avec un *spread* moyen en fin de journée de 0,04 €/MWh.

Concernant le fonctionnement de la TRF, quasiment un an s'est écoulé depuis sa mise en place, avec un hiver gazier entier (de novembre 2018 à mars 2019) et un été presque achevé (d'avril 2019 à octobre 2019). Le premier hiver gazier de la zone unique s'est déroulé conformément aux attentes et sans alerte particulière. Ainsi, il n'y a eu

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

<sup>2</sup> Délibération 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<sup>er</sup> novembre 2018

<sup>3</sup> 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

<sup>4</sup> 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

que 6 jours de congestion en hiver (journées en rouge dans l'info-vigilance publiée par GRTgaz), qui ont toutes pu être gérées sans appel au spread localisé.

Par ailleurs, le réseau n'a pas connu de tension pour l'approvisionnement en gaz, en raison du remplissage quasi-complet des stockages (voir au 2.1.2) du côté de l'offre, mais également des conditions climatiques douces. Les consommations de l'hiver 2018-2019 ont été en moyenne plus basse que les hivers précédents, et la pointe hivernale également limitée, avec une consommation journalière maximale de 2 773 GWh le 24 janvier 2019, contre une pointe à 3 253 GWh l'hiver précédent.

En revanche, comme attendu dans les scénarios prévisionnels sur la TRF, des congestions plus nombreuses ont eu lieu en période d'été. Elles sont analysées ci-après.

### 1.3. Les mécanismes de levée des congestions fonctionnent

Comme cela avait été anticipé lors des travaux préparatoires à la fusion des zones, l'été gazier d'avril à octobre, et plus particulièrement jusqu'à septembre, est la période la plus tendue pour le réseau en terme de congestions, du fait notamment des injections dans les stockages et de la concentration des maintenances sur cette période :

- Ainsi, des flux de forte ampleur se créent pour alimenter les sorties aux Points d'Interface Transport-Stockage (PITS), notamment au Sud du réseau. En effet, les flux sont beaucoup plus concentrés vers le Sud-Ouest (stockages Atlantique, Lussagnet et sortie vers l'Espagne) en été par rapport à l'hiver : en hiver la forte consommation est bien répartie sur le territoire et plus importante dans le Nord de la France.
- En outre, les GRT et les opérateurs des autres infrastructures (stockages, terminaux méthaniers) réalisent leur maintenance durant l'été, restreignant globalement les capacités sur cette période. Les limites Nord/Sud et Est/Ouest identifiées par les GRT lors des scénarios de flux de la TRF (voir en annexe 1) sont donc les plus susceptibles d'être atteintes en période d'injection, lorsque les injections dans les stockages sont au maximum.

Des congestions fréquentes et pour des volumes parfois importants sont ainsi survenues durant l'été gazier 2019, nécessitant le recours aux mécanismes de levée des congestions. Il y a ainsi eu 51 jours de congestion durant l'été, dont 15 ont pu être traités uniquement avec l'interruption des capacités interruptibles et la non commercialisation des capacités fermes disponibles (coupure du service Use It Or Lose It (UIOLI)), sans recours au *spread* localisé. Les 36 autres jours ont été traités par le recours au *spread* localisé, qui ont permis de résorber quasiment toutes les congestions. Deux jours ont mené, *in fine*, à une restriction mutualisée.

Les principales maintenances opérées sur le réseau ayant été programmées sur les mois de juin et juillet 2019, les capacités sur ces mois ont été restreintes et les congestions nécessitant un appel au *spread* localisé *de facto* évitées. Les *spreads* localisés se sont donc concentrés sur les mois d'avril-mai (début de la période d'injection dans les stockages) et août (reprise du programme d'injection après la période des maintenances). Les chiffres des congestions pour l'été 2019 sont les suivants :

	Avril	Mai	Juin	juillet	Août	TOTAL avril-septembre
Nombre de jours de congestion	11	18	6	0	16	51
Nombre de jours de congestion sans appel au SL	4	5	6	0	0	15
Nombre de jours de congestion avec appel au SL	7	13	0	0	16	36
Volumes appelés au SL (GWh)	243 GWh	901 GWh*	0 GWh	0 GWh	736 GWh	1 880 GWh
Prix moyen pondéré (€/MWh)	4,29 €/MWh	5,76 €/MWh*	-	-	1,82 €/MWh	3,99 €/MWh
<b>Coût total (M€)</b>	<b>0,9 M€</b>	<b>5,0 M€</b>	<b>0 M€</b>	<b>0 M€</b>	<b>1,3 M€</b>	<b>7,2 M€</b>
Nombre de Restrictions mutualisées	1	1	0	0	0	2

\*le week-end du 25-26 mai représente à lui seul 318 GWh de volume appelé, à un prix moyen de 13,12 €/MWh. Sur le reste du mois de mai, le volume est donc de 583 GWh à un prix moyen de 2,16 €/MWh

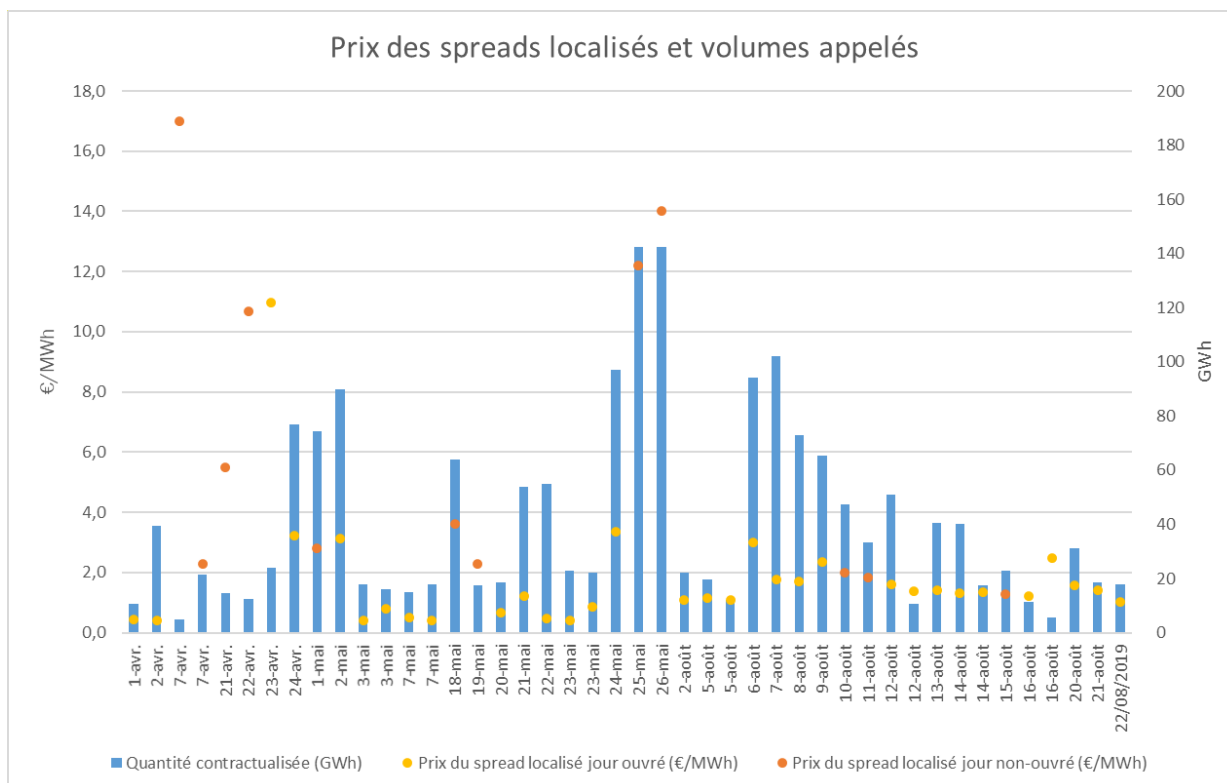
Au 24 octobre, aucun autre appel au spread localisé n'a eu lieu depuis le dernier survenu en date du 22 août 2019.

### 1.4. Le fonctionnement du produit spread localisé s’est amélioré au cours de l’année

Le mécanisme de *spread* localisé étant nouveau, un temps de familiarisation du marché a été nécessaire. Ainsi, en avril la concurrence entre expéditeurs a été moindre ce qui peut expliquer en partie les prix élevés des premières transactions conclues.

Depuis, un nombre croissant d’acteurs ont répondu à chaque appel, pour finalement atteindre un niveau stable sur le mois d’août. Ainsi, s’agissant de la dynamique des prix observés, la CRE constate une amélioration constante sur l’ensemble de la saison avec un prix moyen pondéré passant de 4,29 €/MWh en avril à 1,82 €/MWh en août.

Le graphique suivant retrace l’historique des prix contractualisés et les volumes associés :



Par ailleurs, outre les fondamentaux du marché gazier et le nombre d’expéditeurs en concurrence, le prix du *spread* localisé dépend des paramètres implémentés dans le robot de la plateforme Powernext dédié à la sélection des offres. Sur ce sujet les deux GRT travaillent conjointement dans un processus d’amélioration continue.

### 1.5. Analyse de la CRE sur le premier bilan de la TRF

Le bilan de la première année de fonctionnement est globalement positif. En particulier, le retour d’expérience sur la période hivernale confirme la robustesse du système mis en œuvre pour le fonctionnement de la TRF qui, couplé à la réforme du stockage, assure un haut niveau de disponibilité des capacités et donc la sécurité d’approvisionnement. Les hivers précédents avaient vu des écarts de prix parfois très importants entre la zone Nord et la zone Sud. Les renforcements du réseau réalisés ont permis d’approvisionner le sud du territoire sans difficultés durant l’hiver 2018-2019 dans le cadre d’une zone de marché unique, ce qui était le premier objectif attendu.

En été, comme prévu, le niveau de congestion est plus élevé notamment du fait des importants volumes à injecter dans les stockages. Les mécanismes de levée des congestions ont cependant permis de préserver les capacités fermes dans la quasi-totalité des cas.

Les congestions en été résultent du jeu concurrentiel des expéditeurs qui cherchent à optimiser les conditions économiques de remplissage des stockages. Cette optimisation économique va dans le sens de l’intérêt général mais peut engendrer des débits élevés de remplissage des stockages certains jours, entraînant des congestions qui elles-mêmes représentent un coût pour la collectivité, via le *spread* localisé ou, en dernier recours, les restrictions mutualisées. Un équilibre est donc à rechercher pour permettre l’usage le plus efficace des stockages sans générer des coûts de congestion trop élevés.

Au final, la CRE dresse un bilan positif de la création de la zone unique :

- elle a amélioré la sécurité d’approvisionnement du système gazier français et permis de résorber les écarts de prix parfois très élevés entre le Nord et le Sud de la France ;

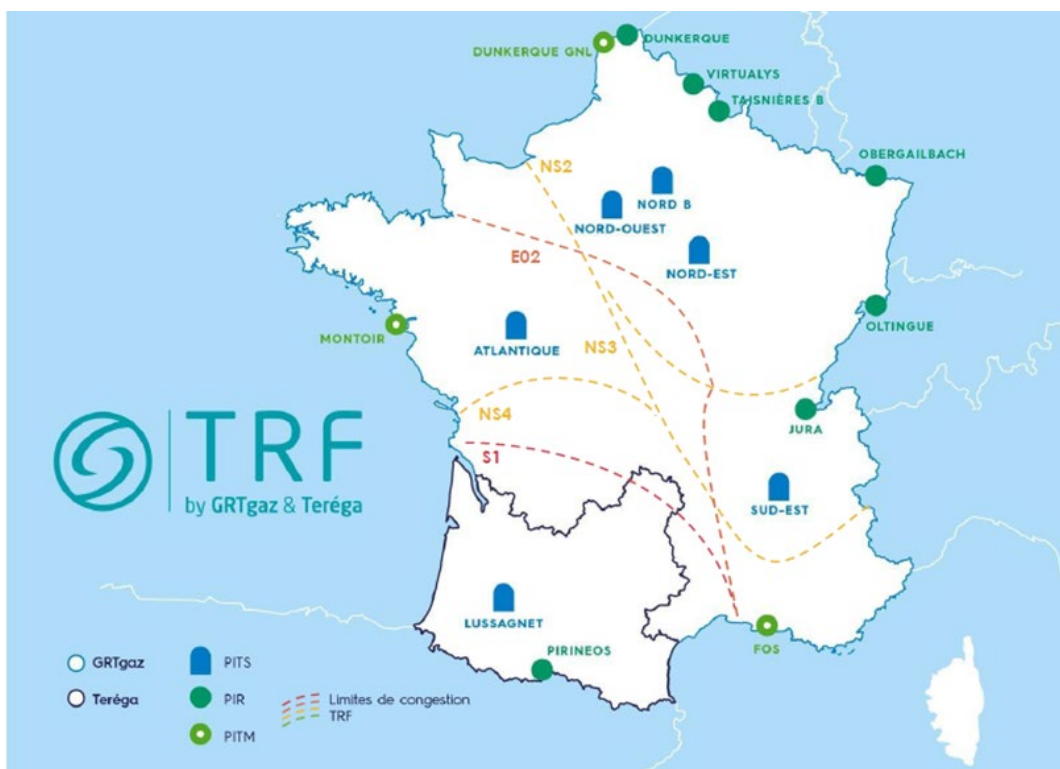
- les possibilités d'optimisation offertes aux expéditeurs se traduisent par des congestions en été dont il faut limiter les conséquences et les coûts pour la collectivité.

**Question 1** Partagez-vous le bilan positif de la CRE sur la mise en place de la *Trading Region France* ?

## 2. LES CAPACITES DE LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE RESTENT LIMITEES

Le réseau français a une capacité limitée pour acheminer le gaz du Nord vers les sorties du réseau. Dans ce cadre la CRE avait fixé comme objectif, pour dimensionner les investissements nécessaires à la fusion des zones, de conserver les capacités fermes existantes, notamment celles aux interconnexions transfrontalières.

Comme indiqué au 1.3, les limites du réseau apparaissent aujourd'hui principalement l'été. Les congestions importantes observées cette saison, tant en occurrence qu'en volume, dans une situation moins tendue, du fait de la présence de GNL, que le scénario de référence qui avait été envisagé au moment de définir les règles de fonctionnement de la TRF, conduisent la CRE à étudier de nouveau la capacité des GRT à délivrer l'ensemble des capacités fermes actuellement commercialisées. La carte suivante présente les différents fronts de congestion survenus depuis l'instauration de la TRF au 1<sup>er</sup> Novembre 2018 :



Il s'agit ainsi de certains fronts dans le sens Nord vers Sud (NS2, NS3, NS4, S1) et Est vers Ouest (E02). Par ailleurs, l'ensemble des fronts de congestion qui avaient été identifiés dans les scénarios sur la zone de marché unique sont présentés dans l'annexe 1.

### 2.1. Comparaison de l'été 2019 avec le scénario tendu « de référence »

Dans le cadre des travaux de préparation de la zone de marché unique, les GRT avaient analysé les occurrences et les niveaux des congestions en fonction des différents schémas d'approvisionnement possibles. Ils ont modélisé des scénarios probables afin d'évaluer les congestions résiduelles. Ces scénarios de flux ont été construits sur les données historiques de consommation et de flux aux différents points d'interface, en interconnexion avec les réseaux adjacents (PIR), avec les stockages (PITS) et avec les terminaux méthaniers (PITM) des années 2012 à 2016. Ces flux ont ensuite été rejoués en modifiant certaines hypothèses, comme les entrées aux PITM, la consommation des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et les sorties vers l'Espagne. Afin de respecter le bilan à la maille France, lorsque les hypothèses considérées conduisent à plus de sorties du réseau, les flux aux PIR du nord de la France ont été augmentés d'autant. Ces scénarios ont été partagés avec les acteurs de marché dans les groupes de travail de la Concertation gaz entre octobre 2016 et juin 2017.



Un scénario de référence représentant une situation tendue a été retenu dans l'objectif de dimensionner les mécanismes visant à lever les congestions. Il est présenté dans la consultation publique de la CRE du 2017 et la délibération du 26 octobre 2017, et correspond aux hypothèses suivantes :

		Scénario tendu (dit de référence)
Description		GNL cher et rare, forte utilisation des CCCG
Hypothèses	<p><b>GNL = minimum technique :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Fos : <b>40 GWh/j</b> contre 164 GWh/j en moyenne en 2016</li> <li>Montoir : <b>40 GWh/j</b></li> </ul> <p><b>Flux vers l'Espagne = capacités souscrites :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Pirineos hiver : <b>146 GWh/j</b> contre environ 120 GWh/j en moyenne historiquement</li> <li>Pirineos été : <b>146 GWh/j</b> contre environ 88 GWh/j en moyenne historiquement</li> </ul> <p><b>CCCG = moyenne des plus fortes consommations :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CCCG hiver : <b>71 %</b> contre environ 26 % en moyenne historiquement</li> <li>CCCG été : <b>62 %</b> contre environ 12 % en moyenne historiquement</li> </ul>	
Occurrence des congestions (résultats présentés en Concertation)		<b>10,5 %</b> : 38 jours par an (29 jours en été, 9 jours en hiver)

Dans le scénario de référence, une congestion est observée environ 1 jour sur 10. La répartition des occurrences des limites est hétérogène selon les saisons et les années mais les limites sont atteintes majoritairement au printemps, en début de période d'injection.

Ce scénario pessimiste a été jugé pertinent, car décrivant une situation plus tendue que celle observée historiquement, mais possible en zone fusionnée

Durant l'été 2019 (sur la période du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre), des congestions sont survenues, conduisant les GRT à recourir au *spread* localisé, avec une occurrence supérieure à celle du scénario tendu (36 contre 29 sur l'été). De plus, 2 restrictions mutualisées ont eu lieu.

Pourtant, certains paramètres observés en 2019 étaient plus favorables pour le réseau que ceux qui sous-tendaient le scénario de référence :

- les arrivées de GNL moyennes cumulées de Fos et Montoir ont été de 368 GWh/j (et même 386 GWh/j sur la période d'avril à août sur laquelle ont eu lieu l'ensemble des congestions), contre 80 GWh/j dans le scénario tendu ;
- le niveau des sorties à Pirineos vers l'Espagne a été de 127 GWh/j en moyenne, contre 146 GWh/j dans le scénario tendu ;
- le taux d'utilisation des CCG a été de 32 % durant l'été 2019, contre 62 % dans le scénario tendu.

A contrario, d'autres paramètres ont évolué défavorablement (cf. ci-après).

### 2.1.1. Les capacités souscrites de sortie au PITS Sud-Ouest ont augmenté

L'évolution principale s'agissant des capacités par rapport à la période historique retenue pour la construction des scénarios de référence de la TRF est l'augmentation des capacités souscrites de sortie au PITS Sud-Ouest (correspondant aux injections dans le stockage de Lussagnet) :

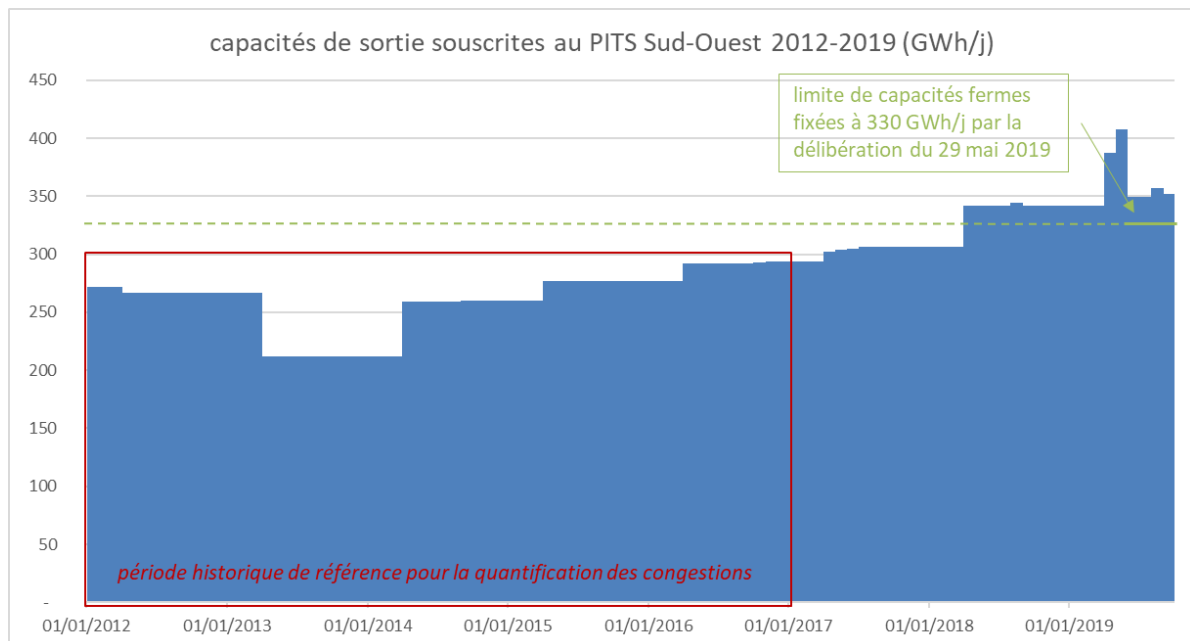
(GWh/j) par an*	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Capacité ferme annuelle commercialisée au stockage de Lussagnet	267	277	260	278	292	302	331	331
Capacité ferme additionnelle issue des services commercialisés au stockage de Lussagnet	46	47	70	70	72	91	100	100



Capacité d'injection commercialisée totale au stockage de Lussagnet	313	324	347	348	364	393	431	431
Capacité souscrite maximum**	267	212	260	278	292	306	354	407

\*en année gazière de stockage, du 1<sup>er</sup> avril N au 30 mars N+1 (par exemple pour 2012, 1<sup>er</sup> avril 2012 au 30 mars 2013). Les sorties au PITS ont lieu sur la période du 1<sup>er</sup> avril N au 30 octobre N. La capacité de sortie au PITS est allouée automatiquement en fonction de la capacité d'injection souscrite par l'expéditeur sur le groupement de stockage correspondant.

\*\*correspond à la capacité souscrite mensuelle la plus élevée



Les capacités de sortie au PITS Sud-Ouest ont été développées par Teréga au cours des dernières années, passant de 278 GWh/j en 2015, auxquelles s'ajoutaient 70 GWh/j de capacités additionnelles, à 331 GWh/j en 2019, avec 100 GWh/j de capacité additionnelle. Les capacités souscrites ont donc pu augmenter fortement sur cette période, atteignant 407 GWh/j en mai 2019.

Les scénarios de flux utilisés pour la quantification des congestions n'ont pas été mis à jour par les GRT pour prendre en compte cet accroissement de capacités. Pourtant, le PITS Sud-Ouest est situé à l'aval de l'ensemble des fronts de congestion de la TRF, et un accroissement des capacités de sortie à ce PITS a donc un impact direct sur les congestions.

### 2.1.2. La réforme du stockage conduit à un fort remplissage des stockages

Les injections dans les stockages structurent les flux de gaz au sein de la TRF en été. En effet, les expéditeurs remplissent les stockages en vue de soutirer le gaz en hiver, pour approvisionner la France pendant les fortes périodes de consommation. Ils doivent donc injecter, sur la période d'avril à octobre, la totalité du gaz nécessaire pour remplir les stockages. Par ailleurs, chaque site de stockage possède un débit d'injection différent, permettant de le remplir plus ou moins rapidement. Les expéditeurs peuvent ainsi bénéficier d'une certaine flexibilité, maximisant les injections sur les jours où le prix du gaz est le plus bas.

Depuis la réforme du stockage, les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères avec prix de réserve nul. Ce nouveau système permet de s'assurer du remplissage des stockages. Par conséquent, pour les prochaines années, la CRE anticipe une souscription de la totalité ou quasi-totalité des capacités de stockage, et donc du débit d'injection associé.

Le débit total d'injection dans les stockages souscrit pour les capacités 2019-2020 s'élevait à 1 163 GWh/j, et jusqu'à 1 222 GWh/j en mai 2019, contre 793 GWh/j en 2017. Ces injections représentent des flux importants de sortie du réseau de transport, qui, selon leur position sur le réseau, participent à la formation des fronts de congestion.

En particulier, les stockages au PITS Atlantique (en amont de NS4 et S1 mais en aval de NS3 et EO2, voir carte en introduction de la partie 2) et surtout au PITS Sud-Ouest (en aval de l'ensemble des fronts de congestion Nord-Sud et Est-Ouest) contribuent fortement aux sorties de gaz à l'aval du réseau français en été. Le débit d'injection souscrit dans ces stockages pour l'été 2019 était de 652 GWh/j, soit plus de la moitié de la capacité totale en France,

auquel s'ajoute le débit supplémentaire offert par certains services : le service *booster* de Teréga ayant été souscrit jusqu'à 77 GWh/j au PITS Sud-Ouest, et le service *Flow Plus* de Storengy à 54 GWh/j pour le PITS Atlantique, soit un maximum de 783 GWh/j pour ces deux PITS. En comparaison, le débit souscrit à ces deux PITS était au maximum de 549 GWh/j en 2017 (700 GWh/j en 2016). Le débit en 2019 est donc fortement plus élevé que lors des années précédant la réforme du stockage.

Avec la souscription de la totalité des capacités de stockage, les débits d'injection journaliers devraient rester élevés, avec pour conséquence des flux de gaz importants vers les stockages en aval des fronts de congestion. Ils constituent le facteur principal d'apparition des congestions.

### 2.1.3. Les maintenances aggravent les congestions

Le dimensionnement du réseau est structurant, mais, au-delà, sa capacité est régulièrement réduite en raison des maintenances, qu'elles soient préventives, pour l'entretien du réseau, ou curatives, à la suite d'une défaillance d'un des éléments du réseau. Les maintenances contribuent donc à contraindre les flux circulant sur le réseau et à l'apparition des congestions.

Outre les restrictions publiées par les GRT lors de l'élaboration du programme de maintenance, la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 a prévu que les maintenances avec un impact prévisionnel inférieur à 30 GWh/j sur la capacité de transport ne donnent pas lieu à des restrictions publiées *ex-ante*, mais sont traitées via les mécanismes de levée des congestions.

En conséquence, les maintenances ont un impact sur les congestions en raison des restrictions programmées qui conduisent à une concentration plus importante des flux de gaz sur les périodes hors restriction, mais également un impact direct dans le cas des maintenances inférieures à 30 GWh/j.

Durant l'été 2019, des maintenances ont eu lieu la plupart des jours, impactant principalement les limites Nord-Sud. Les restrictions de capacités programmées ont eu lieu principalement sur les mois de juin et de juillet, affectant notamment pendant 65 jours les capacités du superpoint à l'aval de NS3 (ensemble des capacités en sortie du PIR Pirineos, PITS Sud-Ouest et PITS Atlantique, voir carte en introduction de la partie 2). En particulier, les GRT ont présenté lors du groupe de travail du 15 octobre 2018 en Concertation gaz des taux de restriction significatifs sur le PIR Pirineos et les PITS Sud-Ouest et Atlantique en raison de travaux sur le cœur de réseau géré par GRTgaz. Les expéditeurs ont ainsi été encouragés à anticiper les injections en avril et mai pour ne pas avoir de marges trop réduites pour le remplissage des stockages à la fin de l'été.

Par ailleurs, il y a eu 160 jours de « petits travaux » (maintenance inférieure à 30 GWh/j ne donnant pas lieu à une restriction de capacités) sur les 183 du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre, soit 87% des jours. Ces « petits travaux » ont certes permis de réduire significativement le nombre de jours de restrictions programmées, mais ce nombre est supérieur aux 146 jours observés en 2016, qui avait servi pour évaluer l'impact sur les coûts de gestion des congestions qui est pris en compte dans la délibération du 26 octobre 2017. Il y a ainsi eu 17 jours d'appel au *spread* localisé avec des petits travaux sur les fronts de congestion concernés, sur les 36 jours pour lesquels il y a eu un appel au *spread* localisé au total (soit 47% des jours d'appel au *spread* localisé). Ces « petits travaux » ont donc contribué à augmenter les congestions.

Si les jours et les fronts de congestion impactés par les maintenances et les « petits travaux » sont publiés par les GRT, ce n'est pas le cas de l'impact quantitatif des petits travaux sur le niveau des congestions.

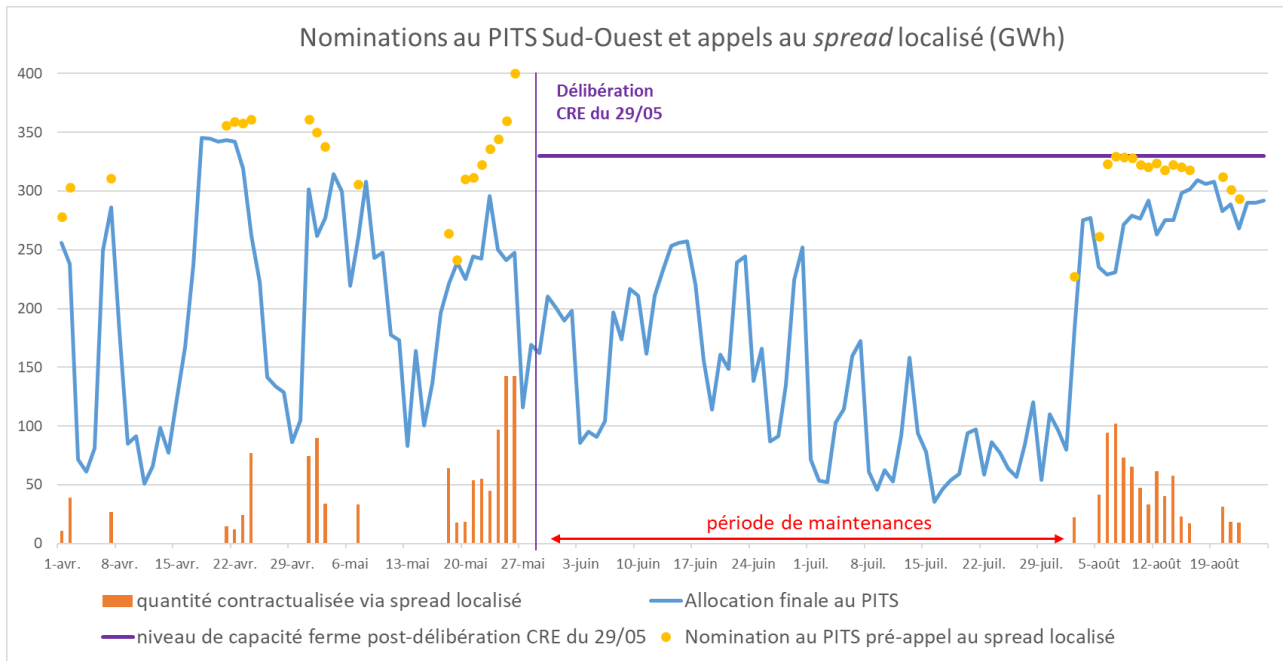
## 2.2. Niveau de capacités fermes réellement disponibles

### 2.2.1. PITS Sud-Ouest

La CRE a étudié l'historique des nominations par les expéditeurs et des capacités finalement allouées à ces deux PITS pour la saison d'injection 2019.

Le graphique suivant présente, pour le PITS Sud-Ouest :

- les nominations dans la demi-heure précédent les appels au *spread* localisé ;
- les volumes de *spread* localisé contractualisés ;
- les allocations finales.

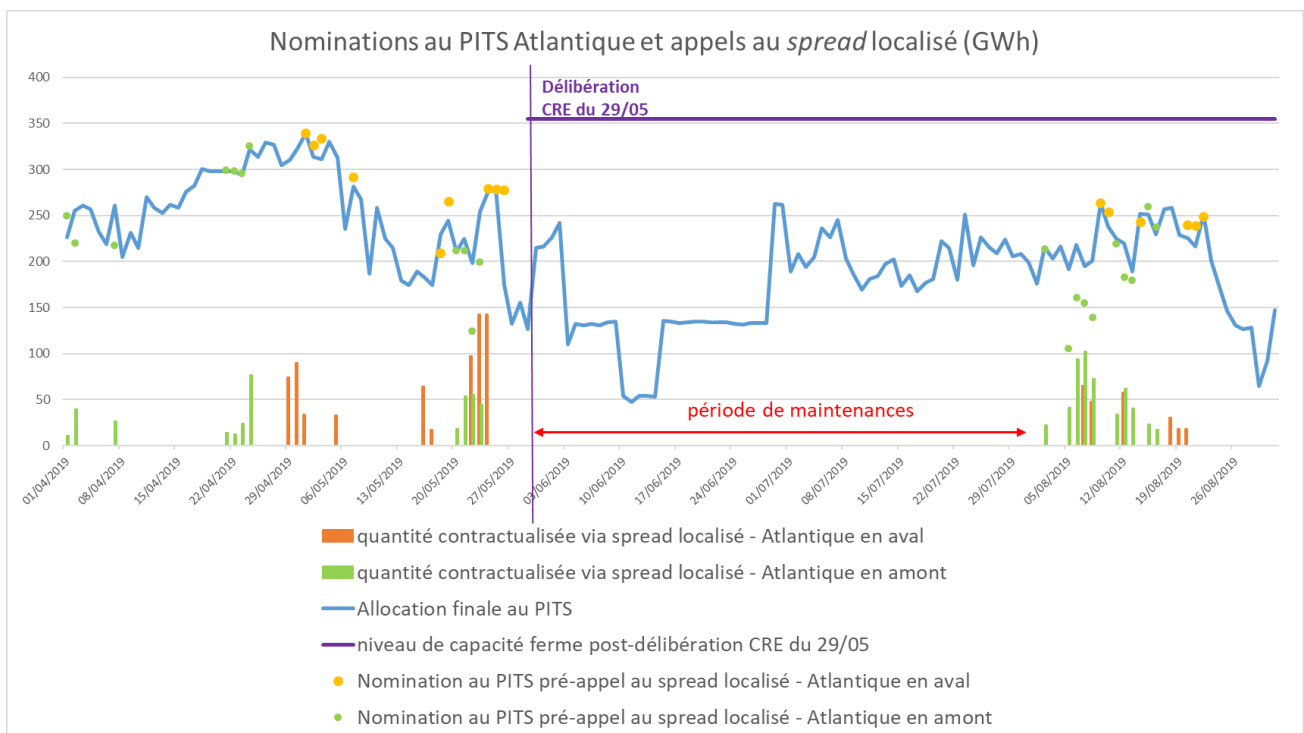


Ce graphique montre une forte corrélation entre des nominations élevées au PITS Sud-Ouest en début de journée de congestion (points orange) et le recours aux *spreads* localisés (barres orange). Ainsi, on constate que sur les 38 journées pour lesquelles le marché a démontré un intérêt pour des injections à Lussagnet supérieures à 300 GWh/j, 30 ont vu les GRT faire appel au *spread* localisé conduisant *in fine* à délivrer un niveau inférieur à 300, soit 79 % du temps. On retrouve par ailleurs un ratio identique au-delà de 330 GWh/j, avec 11 journées de recours au *spread* localisé pour 14 jours d'intérêt du marché (soit 79% du temps).

La CRE considère que les capacités fermes allouées doivent correspondre aux capacités que le réseau est effectivement capable de délivrer dans l'ensemble des situations. Or, l'atteinte du niveau nominal des capacités d'injection en sortie du PITS Sud-Ouest, actuellement fixé à 330 GWh/j par la délibération du 29 mai 2019, conduit dans plus de trois cas sur quatre à une congestion.

### 2.2.2. PITS Atlantique

La CRE a par ailleurs mené une analyse similaire sur le PITS Atlantique. Le graphique obtenu est le suivant :



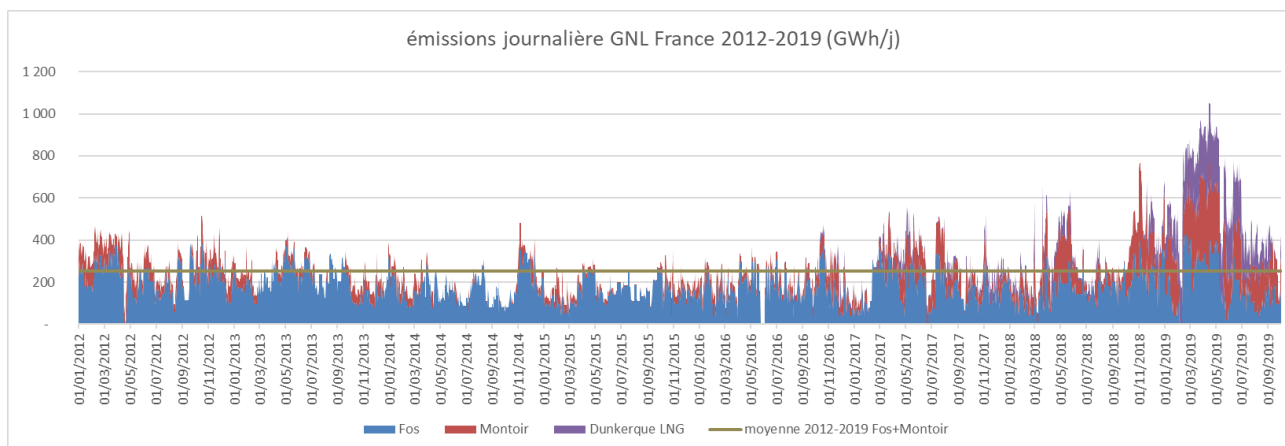
Le graphique pour le PITS Atlantique est moins révélateur que celui obtenu pour le PITS Sud-Ouest. On constate cependant que dans certaines configurations du réseau, par exemple sur les premières journées du mois de mai, des niveaux d'injection élevés au PITS Atlantique ont concouru au déclenchement de *spreads* localisés.

Par ailleurs, le niveau nominal tel qu'actuellement défini, à 355 GWh/j, semble relativement élevé par rapport à l'utilisation de ce stockage par le marché (maximum journalier à 340 GWh/j et moyenne sur l'ensemble des mois d'avril-mai-août à 233 GWh/j).

Par ailleurs, contrairement au PITS Sud-Ouest, le PITS Atlantique est certes parfois à l'aval des limites (en configurations NS3 et EO2, voir carte en introduction de la partie 2) mais également parfois à l'amont de celles-ci (en configurations NS4 et S1, voir carte en introduction de la partie 2). Lorsque le PITS Atlantique est à l'amont, les flexibilités à l'injection dont il peut disposer sont utiles pour le réseau dans la mesure où elles permettent d'écouler le surplus de gaz au Nord du front via des re-nominations à la hausse. Sur le graphique ces situations correspondent aux journées de congestion pour lesquelles les allocations finales (courbe bleue) sont supérieures aux nominations de début de journée (points orange), observables notamment sur la première quinzaine du mois d'août.

### 2.2.3. Des arrivées plus faibles de GNL augmenteraient les congestions

Les congestions en zone TRF dépendent des flux de gaz au sein de la zone, dont l'une des variables principales correspond aux entrées de gaz depuis les terminaux méthaniers. Ces dernières sont cependant très variables selon les niveaux de prix du GNL sur le marché mondial.



*Emissions journalières de gaz sur le réseau français depuis les terminaux méthaniers sur 2012-2019, en GWh (graphique figurant en plus grand en annexe 2)*

Les émissions de gaz depuis les terminaux méthaniers ont atteint un niveau historiquement élevé en 2019 depuis 2012. En particulier, il y a eu 368 GWh/j en moyenne à Fos et Montoir, montant significativement supérieur à la moyenne sur l'ensemble des étés de la période 2012-2019, 249 GWh/j. Les émissions à Montoir étaient quasiment nulles en 2014 et 2015, et ont atteint leur maximum en 2019, à un niveau supérieur à Fos pour la première fois de la période 2012-2019. En effet, en configuration avec deux places de marché, dès lors que les capacités Nord-Sud en France étaient insuffisantes pour approvisionner le sud de la France (zone TRS), le prix dans cette zone était plus élevé, et donc plus attractif pour les cargaisons de GNL, que dans la zone Nord. Des *spreads* de prix du gaz de plusieurs €/MWh sont ainsi régulièrement apparus entre le PEG Nord et la TRS au cours des dernières années. Avec la fusion de ces deux places de marché, l'attractivité spécifique des terminaux de Fos par rapport à celui de Montoir a disparu.

De plus, l'offre de GNL au niveau mondial a évolué, avec l'apparition récente de GNL en provenance des Etats-Unis et de Russie. Pour ces cargaisons, les façades Atlantique (Montoir) et de la Mer du Nord (Dunkerque) sont des destinations privilégiées par rapport à la façade méditerranéenne (Fos). Un rééquilibrage entre les terminaux pourrait s'opérer.

**Question 2** Partagez-vous les analyses de la CRE sur les capacités fermes réellement disponibles aux PITS Sud-Ouest et Atlantique ?

### 3. RETOUR SUR LES MESURES PRISES EN 2019 ET MESURES ENVISAGÉES POUR 2020

A l'issue de l'analyse menée dans la présente consultation publique, il apparaît que ce premier été en zone fusionnée a vu une fréquence élevée des appels au *spread* localisé malgré des conditions de tension moyennes pour le réseau, voire favorables. Il y a également eu 2 restrictions mutualisées, alors que cette solution de dernier recours doit être évitée au maximum, et *a fortiori* quand le réseau n'est pas fortement tendu.

Dans ce contexte, la CRE considère que le bon dimensionnement des capacités fermes commercialisées en aval des limites en sortie aux PITS est un enjeu important, dans un premier temps pour garantir aux utilisateurs du réseau de transport la disponibilité des capacités fermes qu'ils souscrivent, et d'autre part pour éviter un recours systématique au *spread* localisé pour pallier le surdimensionnement de l'offre de capacités fermes.

#### 3.1. Mesures d'urgence prises au cours de l'été 2019

Les épisodes des journées du 25 et 26 mai 2019 ont amené la CRE et les GRT à s'interroger sur le dimensionnement des capacités d'injection dans les stockages à l'aval du réseau.

Des *spreads* localisés ont été appelés pour des quantités importantes sur ces deux journées, respectivement 146 GWh et 172 GWh. Les réponses n'ont permis de couvrir que 142 GWh pour chacun de ces appels, à des prix élevés de 12,2 et 14,0 €/MWh, engendrant un coût total de 3,7 M€ sur ce seul week-end, et une restriction mutualisée le 26 mai.

Ces journées étaient marquées par une consommation française particulièrement basse et donc une incitation particulièrement forte pour les expéditeurs à injecter dans les stockages, notamment à l'aval : des demandes d'injection élevées ont été observées au PITS Sud-Ouest, et dans une moindre mesure au PITS Atlantique. Ces demandes d'injections ont engendré des congestions importantes, d'autant que les apports de GNL depuis Fos ont été faibles sur ces deux jours (passant de 106 GWh le vendredi 24 à 57 GWh le samedi 25 puis 20 GWh le dimanche 26).

Par ailleurs le nombre réduit de points sur lesquels les expéditeurs pouvaient répondre en amont du *spread* localisé (car tous les stockages du Nord était déjà à leur niveau d'injection maximum au moment de l'appel) a conduit à des prix particulièrement élevés. La corrélation de ces deux facteurs a finalement rendu ces deux opérations particulièrement coûteuses.

La CRE a alors constaté que l'utilisation des flexibilités supplémentaires à l'injection dans les stockages dont bénéficient les expéditeurs, via des souscriptions de court terme en sortie PITS, a contribué à mettre en risque le bon fonctionnement du réseau.

Dans sa délibération du 29 mai 2019, la CRE a donc ajouté à la liste des mécanismes de levée des congestions l'interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà de leurs niveaux nominaux. A compter de cette date, en journée de congestion, les capacités fermes aux PITS Sud-Ouest et Atlantique ont donc été plafonnées à respectivement 330 GWh/j et 355 GWh/j (voir en annexe 1), ce qui garantissait la fermeté des capacités nominales qui avaient été commercialisées aux enchères par les opérateurs de stockage.

En Concertation Gaz du 30 septembre 2019, les deux GRT ont présenté les résultats obtenus en « rejouant » la saison d'injection passée, en appliquant dès le 1<sup>er</sup> Avril, d'une part la délibération du 29 mai 2019, et d'autre part la suppression de la marge opérationnelle qu'ils avaient incluse par sécurité dans les volumes appelés au *spread* localisé. En gardant à l'identique le prix de chacune des transactions, le coût total des *spreads* localisés en 2019 aurait été abaissé à 4,3 M€ (au lieu de 7,2 M€) et les deux restrictions mutualisées auraient été évitées.

**Question 3** Avez-vous des remarques à formuler sur les conséquences des mesures d'urgence prises par la CRE dans sa délibération du 29 mai 2019 ?

Au sortir de la saison d'injection complète et au vu des analyses précédentes, la CRE estime cependant qu'une adaptation de ces mesures est nécessaire.

#### 3.2. Mesures envisagées pour 2020

##### 3.2.1. Capacités fermes en sortie aux PITS Sud-Ouest et Atlantique

L'analyse présentée au 2.2 tend à montrer que le réseau n'est pas en mesure de délivrer les niveaux fermes retenus dans la délibération de la CRE du 29 mars 2019 dans une majorité des cas, compte tenu notamment des limites et maintenances sur le réseau de GRTgaz.

Par ailleurs, si un maintien des volumes de stockage et des débits de soutirage (qui sont ceux qui permettent de passer la pointe de consommation nationale en hiver) paraît absolument essentiel, il n'en va pas de même des débits d'injection pour lesquels une vitesse la plus élevée possible apporte de la flexibilité sur le moment de l'injection mais n'est pas un enjeu de sécurité d'approvisionnement. La CRE considère que les niveaux des capacités fermes sur ces points doivent être cohérents avec ce que le réseau est effectivement en capacité de fournir dans la plupart des cas. Il convient cependant de s'assurer que le niveau retenu permette un remplissage des volumes de stockage dans les temps impartis, pour assurer la sécurité d'approvisionnement en hiver.

La période d'injection s'étend du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre, soit 214 jours auxquels la CRE considère qu'il est raisonnable, au vu de l'historique, de retrancher 30 jours afin de tenir compte des restrictions annuelles pour maintenances durant la période d'été. La durée maximale de la période d'injection est donc de 184 jours.

A date, les durées d'injection réelles des deux stockages (soit la durée nécessaire à leur remplissage total à capacité nominale d'injection) sont de 106 jours pour Sud-Ouest et de 151 jours pour Atlantique. L'un comme l'autre étaient remplis à 95% au 1<sup>er</sup> septembre 2019.

Dans l'hypothèse d'un passage à un niveau ferme en sortie du PITS Sud-Ouest à 300 GWh/j, et d'un passage à 340 GWh/j pour le PITS Atlantique, les durées réelles d'injection passeraient alors respectivement à 117 jours pour Sud-Ouest et 170 jours pour Atlantique (sur la base de la commercialisation de l'ensemble du volume, soit 47,5 TWh contre 45 TWh commercialisés en 2019). Même si des congestions se présentaient tous les jours, une telle évolution laisserait une marge de manœuvre confortable au PITS Sud-Ouest et une marge résiduelle assez réduite pour Atlantique mais néanmoins suffisante pour remplir le stockage dans les temps impartis. En outre, au-delà de ces capacités fermes, des capacités interruptibles seraient par ailleurs allouées et pourront être utilisées les jours ne présentant pas de congestions.

A la lumière de ces éléments, la CRE envisage donc un abaissement du niveau nominal en sortie des PITS, respectivement à 300 GWh/j pour le PITS Sud-Ouest et à 340 GWh/j pour le PITS Atlantique.

La CRE, dans sa consultation publique du 23 juillet 2019<sup>5</sup>, a envisagé la tarification de capacités fermes et interruptibles en sortie au PITS pour répondre à ces limitations. La CRE envisage ainsi les niveaux suivants de capacités fermes et interruptibles :

Capacité de sortie au PITS, en GWh/j	Capacité de sortie ferme	Capacité de sortie interruptible*
Nord B	115	10
Nord-Ouest	145	20
Nord-Est	115	35
Sud-Est	145	35
Atlantique	340	60
Sud-Ouest	300	96

\*Lorsqu'il n'y a pas de congestion, ou que le PITS est à l'amont de la congestion, aucune capacité n'est interrompue.

La durée réelle d'injection nécessaire pour remplir les stockages étant une problématique essentielle, ces niveaux définis par la CRE sont susceptibles d'évoluer de nouveau à l'avenir si les volumes de stockage commercialisés par les opérateurs venaient à évoluer, notamment à la hausse, afin de s'assurer que le niveau de débit choisi permette bien de remplir les volumes commercialisés durant l'été gazier.

Les capacités pourraient être interrompues uniquement à hauteur du niveau permettant de résorber la congestion pour chacun des PITS au prorata des nominations de capacités interruptibles sur l'ensemble des PITS.

- |                   |   |
|-------------------|---|
| <b>Question 4</b> | Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Atlantique à 340 GWh/j ? |
| <b>Question 5</b> | Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Sud-Ouest à 300 GWh/j ?  |
| <b>Question 6</b> | Avez-vous d'autres remarques sur les capacités en sortie au PITS ?  |

<sup>5</sup> Consultation publique N° 2019-013 du 23 juillet 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRT-gaz et Teréga



### 3.2.2. Mesures sur les maintenances

A ce stade, la CRE n'envisage pas de modifier le traitement des petites maintenances inférieures à 30 GWh/j, dans la mesure où cela reviendrait à publier à nouveau de nombreuses restrictions de capacités qui seraient pénalisantes pour les expéditeurs.

Toutefois, il est important que GRTgaz travaille à l'optimisation de la gestion de son réseau. L'objectif doit être de réduire l'impact des maintenances et des défaillances sur les flux, sans détériorer la sécurité du réseau.

La CRE envisage donc de demander aux GRT de publier, à chaque fois qu'une congestion survient alors qu'il y a une « petite maintenance », a posteriori, l'impact de cette petite maintenance sur le volume de gaz faisant défaut à l'aval du front de congestion.

En fonction des résultats observés, un indicateur pourrait être introduit dans la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz pendant le tarif ATRT7.

Par ailleurs, en complément de la coordination existante entre les opérateurs des différentes infrastructures (réseaux de transport, stockages et terminaux méthaniers) pour l'établissement des programmes de maintenance, la CRE envisage de demander à ces opérateurs de publier un unique programme annuel de maintenance conjoint. Ce programme conjoint donnerait une meilleure vision aux acteurs de marché.

**Question 7** Etes-vous favorable à la publication par les GRT de l'impact des maintenances inférieures à 30 GWh/j sur le volume de gaz faisant défaut à l'aval des fronts de congestion ?

**Question 8** Etes-vous favorable à la publication d'un unique programme annuel de maintenance conjoint à l'ensemble des opérateurs des réseaux de transport de gaz, des stockages et des terminaux méthaniers ?

### 3.2.3. Utilisation du point conversion de gaz B en gaz H pour répondre au spread localisé

En dehors des premiers appels au spread localisé, les prix les plus élevés (supérieurs à 12 €/MWh) ont été observés lorsque les volumes appelés sont importants (supérieurs à 140 GWh), notamment en raison du manque de solutions pour les expéditeurs pour répondre à l'amont des congestions. Pour augmenter les possibilités de réponse, la CRE envisage d'ajouter, dans les points qui peuvent répondre à l'amont, le point virtuel correspondant au service de conversion de gaz B en gaz H. Ce point virtuel serait alors aussi concerné par le mécanisme de dernier recours, la restriction mutualisée, si le Spread Localisé est infructueux.

**Question 9** Êtes-vous favorable à l'inclusion du service de conversion de gaz B en gaz H dans les points éligibles aux mécanismes de gestion de la congestion ?

## 4. SÉCURISATION FINANCIÈRE : GARANTIES FINANCIÈRES ET SUSPENSION DU CONTRAT D'ACHEMINEMENT

En fin d'année 2018 et au premier semestre 2019, plusieurs cas de fraudes suspectées à l'équilibrage se sont produits dans différents pays européens (Allemagne, Pays-Bas, Espagne, Pologne), pour des montants significatifs (plusieurs dizaines de millions d'euros à chaque occurrence).

La CRE a demandé aux GRT d'analyser le risque qu'une telle situation se produise en France, avec les modalités de sécurisation financière en vigueur : ils ont conclu qu'un renforcement de ces modalités est nécessaire pour faire face à ce type de comportement, et ont à ce titre adressé à la CRE des propositions d'évolutions du dispositif visant, d'une part, à en améliorer la réactivité dans le cas d'une situation à risque, et d'autre part, à mieux adapter le montant de la garantie financière. Ces propositions d'évolution ont été présentées en Concertation gaz le 30 septembre 2019.

### 4.1. Règles en vigueur

En 2015, la CRE a demandé aux GRT de travailler pour améliorer la sécurisation financière du système d'équilibrage. Plusieurs réunions d'un groupe de travail dédié en Concertation Gaz ont permis d'aboutir à des propositions



des GRT. Après avoir mené une consultation publique à l'été 2016, la CRE a approuvé les propositions des GRT dans sa délibération en date du 15 septembre 2016<sup>6</sup>.

Il existait déjà auparavant une garantie financière, dont le montant permettait de couvrir les GRT contre le risque d'un défaut de paiement de la part d'un expéditeur, notamment pour les capacités souscrites. Cependant, cette garantie n'était pas suffisante pour couvrir contre les risques de défaillance ou de comportement frauduleux d'un expéditeur dans le cadre de l'équilibrage du réseau.

La délibération du 15 septembre 2016 prévoit que les GRT calculent un niveau d'entame de la garantie financière de l'expéditeur au titre de l'équilibrage, et qu'ils mettent en œuvre des actions en fonction de l'atteinte de différents seuils de cette entame.

Le calcul quotidien du taux d'entame de la garantie financière d'équilibrage, exprimé en pourcentage, est fondé sur le ratio entre :

- la somme des déséquilibres journaliers multipliés par le prix de règlement des déséquilibres de la journée ;
- le niveau de garantie financière ou le niveau théorique de garantie financière, qui correspond à la garantie ou au dépôt en espèces que l'expéditeur a versé sauf s'il est exempté au titre de sa notation financière (dans ce dernier cas, le taux d'entame est calculé par rapport à un montant théorique de garantie).

En fonction de l'atteinte de différents seuils de ce taux d'entame quotidien, les actions suivantes sont mises en place par les GRT :

- le premier seuil d'alerte, défini et paramétré par le GRT, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;
- le deuxième seuil, fixé à 50 % d'entame de la garantie, entraîne une information formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- au-delà du troisième seuil, fixé à 90 % d'entame de la garantie, le GRT peut demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;
- à partir de trois jours successifs au-delà de 100 % d'entame de la garantie, le GRT a la possibilité de suspendre le contrat d'acheminement, après une mise en demeure de payer restée sans effet sous deux jours. La suspension du contrat interdit à l'expéditeur de souscrire de nouvelles capacités et de nommer toute quantité sur les réseaux des GRT mais ne le délie pas de ses obligations contractuelles et notamment celle de payer les factures dont il est débiteur. Elle est appliquée sans préjudice de l'exercice des autres droits ouverts au titre du contrat d'acheminement.

Par ailleurs, le calcul de la garantie financière a également été fixé par la délibération du 15 septembre 2016. Ainsi, le montant calculé est égal à la somme des deux factures mensuelles d'acheminement, hors règlements des déséquilibres, les plus élevées des douze derniers mois, si celle-ci sont supérieures. Le montant de la garantie financière n'est révisé que tous les 6 mois, en octobre et avril. Enfin les expéditeurs ont la possibilité d'ajuster volontairement le niveau de leur garantie à un niveau supérieur à celui exigé. En contrepartie, cet ajustement volontaire à la hausse leur permet mécaniquement de pouvoir réduire leur taux d'entame de cette garantie.

## **4.2. Proposition des GRT d'évolution des modalités de sécurisation financière**

### **4.2.1. Suspension du contrat d'acheminement**

Dans les cas de fraude suspectée susmentionnés, les événements se sont déroulés sur plusieurs jours avec des impayés estimés à plusieurs millions d'euros par jour. Il paraît donc nécessaire que le GRT puisse mettre fin dès leur apparition à des positions exceptionnellement déséquilibrées et non couvertes par les garanties bancaires.

Les GRT considèrent que le délai actuel d'au minimum 5 jours pour suspendre le contrat d'acheminement en cas de dépassement au-delà de 100 % de l'entame de la garantie au titre de l'en-cours d'équilibrage est trop long. En effet, il permet à un expéditeur de dépasser ce seuil pendant 3 jours de suite, avant qu'il puisse être mis en demeure par le GRT de payer sous un délai supplémentaire de 2 jours.

Afin de permettre une plus grande réactivité en cas de déséquilibre exceptionnel laissant présumer un cas de fraude et de protéger les GRT et la communauté des expéditeurs (le code de réseau européen « équilibrage »<sup>7</sup> prévoit une mutualisation des pertes subies par le GRT en cas de défaut de paiement d'un expéditeur), la suspension devra être possible dès qu'un en-cours de l'entame d'équilibrage supérieur à 100% est constaté et sans mise en demeure

<sup>6</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 septembre 2016 portant approbation de l'évolution des règles d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel au 1er octobre 2016

<sup>7</sup> 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

préalable. Il sera ainsi possible de suspendre le contrat d'acheminement d'un expéditeur ayant une activité suspecte dès le 1er jour avec effet immédiat.

De plus, seule la suspension totale du contrat d'acheminement est prévue actuellement. L'expéditeur suspendu ne peut donc pas poursuivre la livraison de ses clients consommateurs ou bien corriger sa situation d'équilibrage via des achats ou imports de gaz depuis les points d'interface réseau. Les GRT souhaitent pouvoir suspendre partiellement le contrat d'acheminement, permettant dans certains cas de limiter la suspension du contrat d'acheminement dont l'en-cours d'équilibrage est excessif aux nominations de l'expéditeur concerné en sortie du PEG ou des points d'interface en entrée (PIR, PITS), pour éviter qu'il puisse aggraver son déséquilibre.

#### Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ces propositions des GRT pour renforcer la sécurité financière du système au bénéfice de l'ensemble des acteurs (consommateurs, expéditeurs, opérateurs) en évitant des potentiels cas de fraude sur plusieurs jours, potentiellement très coûteuses. Les évolutions proposées laissent de la marge aux GRT pour réagir rapidement. L'interruption dès le dépassement journalier de 100% du taux d'entame de la garantie financière ne paraît pas trop restrictive au vu des conditions historiques. De plus, dans la mesure où les seuils précédents sont maintenus, les expéditeurs continuent à être alertés dès lors que leur taux d'entame se dégrade.

#### **4.2.2. Calcul du montant minimum de la garantie financière**

Les GRT souhaitent également modifier le montant minimum de la garantie financière en y intégrant le montant des factures d'équilibrage payées. Les GRT proposent que la garantie financière soit cohérente avec le risque relatif au déséquilibre de l'expéditeur, dont ils cherchent à se prémunir.

La CRE est favorable à une telle évolution.

**Question 10** Êtes-vous favorable aux propositions des GRT d'évolution du calcul de la garantie financière et des modalités de suspension de contrat d'acheminement ?

## **5. SYNTHÈSE DES QUESTIONS**

- Question 1** Partagez-vous le bilan positif de la CRE sur la mise en place de la *Trading Region France* ?
- Question 2** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les capacités fermes réellement disponibles aux PITS Sud-Ouest et Atlantique ?
- Question 3** Avez-vous des remarques à formuler sur les conséquences des mesures d'urgence prises par la CRE dans sa délibération du 29 mai 2019 ?
- Question 4** Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Atlantique à 340 GWh/j ?
- Question 5** Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Sud-Ouest à 300 GWh/j ?
- Question 6** Avez-vous d'autres remarques sur les capacités en sortie au PITS ?
- Question 7** Êtes-vous favorable à la publication par les GRT de l'impact des maintenances inférieures à 30 GWh/j sur le volume de gaz faisant défaut à l'aval des fronts de congestion ?
- Question 8** Êtes-vous favorable à la publication d'un unique programme annuel de maintenance conjoint à l'ensemble des opérateurs des réseaux de transport de gaz, des stockages et des terminaux méthaniers ?
- Question 9** Êtes-vous favorable à l'inclusion du service de conversion de gaz B en gaz H dans les points éligibles aux mécanismes de gestion de la congestion ?
- Question 10** Êtes-vous favorable aux propositions des GRT d'évolution du calcul de la garantie financière et des modalités de suspension de contrat d'acheminement ?

## ANNEXES

### Annexe 1 - Rappel sur le fonctionnement de la TRF

#### Les 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.

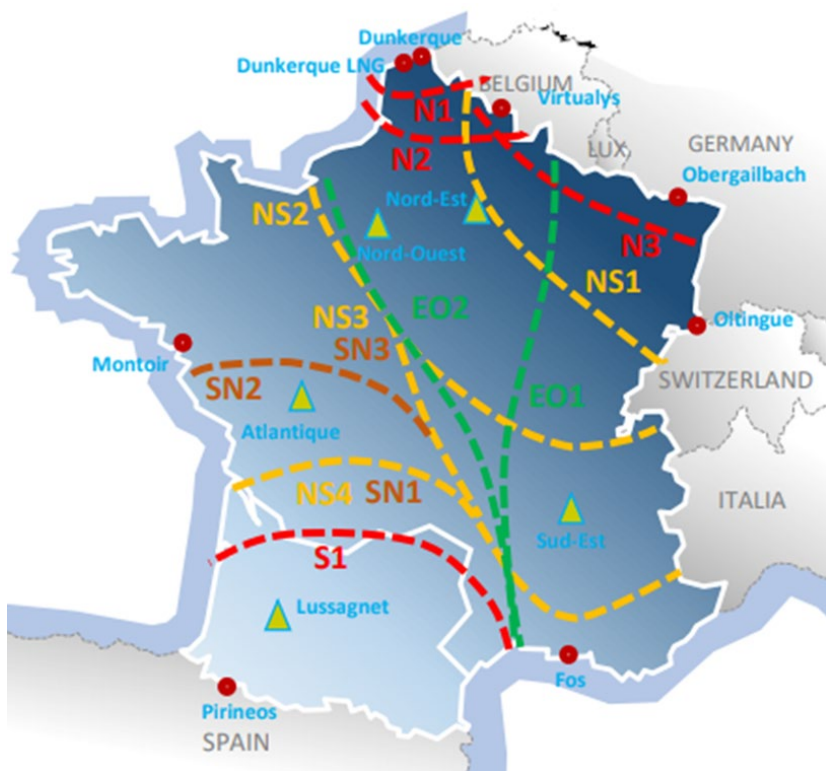
Ces scénarios de congestion correspondent chacun à des schémas de flux différents, principalement liés à la compétitivité comparée du GNL et du gaz arrivant par tuyaux depuis le Nord de la France.

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.

A contrario, les congestions de type Sud-Nord pourraient théoriquement être rencontrées dans le cas d'un GNL très peu cher et très disponible par rapport au gaz venant par tuyaux. Ceci pourrait conduire à un afflux de GNL dans les terminaux du sud de la France et depuis l'Espagne, et à un désintérêt pour l'approvisionnement via les PIR du Nord. Ce type de schéma de flux reste théorique, notamment du fait de l'existence de contrats d'approvisionnement longs termes aux PIR, et n'a jamais été rencontré à ce jour.

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 élevée dans les stockages de l'Ouest et des maintenances au terminal méthaniens 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.



## Les 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"> <li>1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes inter-opérateurs notamment avec Fluxys</li> <li>2. Interruption des capacités interruptibles</li> <li>3. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux</li> <li>4. Non commercialisation des capacités fermes disponibles</li> <li>5. Spread localisé</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Interruption des capacités interruptibles</li> <li>2. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux</li> <li>3. Non commercialisation des capacités fermes disponibles</li> <li>4. Spread localisé</li> </ol>		
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, Obergaillbach 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 du 29 mai 2019 :

PITS	Périmètre	Niveau nominal en injection GWh/jour
Nord-Ouest	GRTgaz	145
Nord-Est	GRTgaz	115
Nord B	GRTgaz	115
Atlantique	GRTgaz	355
Sud-Est	GRTgaz	145
Sud-Ouest	Teréga	330

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.

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

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 Terega.

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.

**Traitement des maintenances**

Les règles de gestion des maintenances jouent également un rôle essentiel dans le fonctionnement de la TRF et dans l'occurrence des congestions. Dans sa délibération du 26 octobre 2017, la CRE a rappelé des objectifs de réduction des restrictions de capacité, pérennisé le processus existant de programmation des travaux, et présenté



le système des superpoints mis en place par les GRT pour gérer les maintenances « cœur de réseau » affectant la capacité disponible à plusieurs points. Elle a, de plus, défini la règle de répartition amont/aval des maintenances et introduit une règle spécifique pour le traitement des maintenances dont l'impact est inférieur à 30 GWh/j.

La programmation des maintenances fait désormais l'objet d'une publication prévisionnelle par les deux GRT au mois d'octobre de l'année N-1, pour s'adapter au calendrier de commercialisation aux enchères des capacités de stockage. Une mise à jour peut être envoyée en décembre. La publication finale, sur la plateforme Trans@ctions de GRTgaz, a toujours lieu en février N.

Les capacités restreintes sont répercutées sous forme de « restrictions mutualisées » au prorata des capacités souscrites par les expéditeurs, selon les règles suivantes :

- si les travaux touchent un point en particulier, la restriction de capacité porte sur le point concerné ;
- si les travaux sont localisés sur les ouvrages du nord du réseau de GRTgaz, la restriction mutualisée porte sur les superpoints situés à l'amont de cette limite ;
- si les travaux sont localisés sur les ouvrages du Sud du réseau de GRTgaz ou sur les ouvrages de Teréga, la restriction mutualisée porte sur les superpoints à l'aval de la limite concernée.

Dans ces programmes travaux, le volume de restriction publié tient compte, d'une part, de l'intervention sur les ouvrages, et de l'autre, de l'anticipation des schémas de flux pour un jour donné. Dans certains cas, les GRT restreignent ainsi les capacités de manière préventive, car ils ne pensent pas être en mesure de garantir les capacités dans une configuration de flux donnée, en tenant compte des travaux en cours.

Une part significative des travaux menés sur le cœur de réseau ont un impact prévisionnel inférieur à 30 GWh/j. Ces « petits travaux » étaient traités avant la fusion des zones par une réduction des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud publiée la veille pour le lendemain. Suivant la proposition des GRT accueillie favorablement par les acteurs de marché, la CRE a retenu le principe, que ces petites maintenances soient traitées par les mécanismes de levée des congestions, afin de réduire l'impact sur la disponibilité des capacités fermes. En effet, appliquer une restriction mutualisée *a priori* pour ce type de maintenances générerait un trop grand nombre d'occurrences pour les expéditeurs. En conséquence, en zone fusionnée, si une congestion survient sur une journée donnée et que des travaux d'impact inférieur à 30 GWh/j sont en cours de réalisation sur le réseau, ceux-ci sont considérés comme partie intégrante de la congestion du jour. La CRE a néanmoins considéré indispensable que les GRT continuent à publier ces maintenances dans le programme travaux. Elles sont également intégrées dans l'info-vigilance sur l'état du réseau.

Le coût de ce mécanisme était estimé par les GRT à 2,6 M€/an lors des travaux sur les mécanismes de levée des congestions. Dans sa délibération, la CRE a demandé aux GRT à ce qu'un retour d'expérience soit présenté afin de mesurer le coût et d'éventuellement réévaluer le seuil de 30 GWh/j.



**Annexe 2 – entrées de gaz sur le réseau de transport aux PITM (émissions des terminaux méthaniers), 2012-2019**

