



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2018-009 DU 31 MAI 2018 RELATIVE AU FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE DU GAZ EN FRANCE

La présente consultation publique porte sur les conditions opérationnelles de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France, à compter du 1^{er} novembre 2018.

Pour lever la congestion existante entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz, 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, dans certaines configurations d'utilisation du réseau, des congestions résiduelles pourraient exceptionnellement apparaître.

La délibération du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1^{er} novembre 2018 a défini les modalités de mise en œuvre de la zone de marché unique, et notamment les mécanismes de levée des congestions journalières.

La présente consultation publique vise à préciser ces modalités. Elle s'appuie sur une proposition conjointe des gestionnaires de réseaux de transport (GRT), qui est annexée à la présente consultation publique.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 29 juin 2018 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp7@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Paris, le 31 mai 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Un commissaire,

Christine CHAUVET

SOMMAIRE

1.	RAPPEL DU FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE ET AVANCEMENT DES TRAVAUX ..	4
1.1	RAPPEL DES PRINCIPALES DECISIONS DE LA CRE DE LA DELIBERATION N° 2017-246	4
1.1.1	Fonctionnement général de la zone unique.....	4
1.1.2	Traitement des maintenances dans la zone de marché unique.....	4
1.1.3	Traitement des maintenances d'impact prévisionnel <30 GWh/j dit « petits travaux »	4
1.1.4	Mécanismes de levée des congestions journalières	4
1.1.5	Suivi de remplissage des stocks à l'aval des congestions et moyens d'actions éventuels	5
1.1.6	Couverture des coûts engagés par les GRT	5
1.1.7	Demandes de la CRE aux GRT	5
1.2	AVANCEMENT DES OUVRAGES ET TRAITEMENT D'UN CAS DE RETARD	5
1.2.1	Réalisation des ouvrages permettant la création d'une place de marché unique	5
1.2.2	Plans alternatifs en cas de retard des travaux d'infrastructures ou de retard SI	6
1.2.2.1	Cas d'un retard sur Val de Saône	6
1.2.2.2	Cas d'un retard sur Gascogne Midi	6
1.2.2.3	Cas d'un retard SI	6
2.	PRECISIONS SUR LE TRAITEMENT DES MAINTENANCES	6
2.1	UTILISATION DU <i>SPREAD</i> LOCALISE POUR OPTIMISER LES RESTRICTIONS DE CAPACITES POUR MAINTENANCE	7
2.1.1	Principes de l'utilisation du <i>spread</i> localisé pour optimiser les restrictions de capacités pour maintenance.....	7
2.1.2	Analyse de l'impact de cette solution et propositions des GRT	7
2.1.3	Analyse de la CRE	8
2.2	FONCTIONNEMENT DES SUPERPOINTS POUR GERER LES RESTRICTIONS DE CAPACITES	8
3.	PRECISIONS SUR LES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS JOURNALIERES	9
3.1	INTERRUPTION DES CAPACITES INTERRUPTIBLES EN J-1.....	9
3.2	<i>SPREAD</i> LOCALISE	10
3.2.1	Modalités des appels d'offres de <i>spread</i> localisé	10
3.2.2	Pénalités en cas de non-respect des modalités par un participant à un appel d'offres de <i>spread</i> localisé	11
4.	SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION ET MECANISMES PREVENTIFS EN CAS DE DEFICIT DE GAZ	12
4.1	SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION	12
4.1.1	Principes du suivi	12
4.1.2	Proposition des GRT	12
4.1.2.1	Description de l'outil de suivi.....	12
4.1.2.2	Paramètres du modèle, publications et critère de déclenchement d'un mécanisme préventif.....	14
4.1.3	Analyse de la CRE	14
4.2	MECANISMES PREVENTIFS EN CAS DE DEFICIT DE GAZ DANS LES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION.....	14
4.2.1	Non commercialisation de l'interruptible	14
4.2.2	Engagement de flux (<i>Flow commitment</i>).....	15
4.2.2.1	Horizon de déclenchement	15
4.2.2.2	Caractéristiques de l'appel d'offres	15

4.2.2.3	Rémunération en fonction du profil de livraison	16
4.2.2.4	Prise en compte des réductions de flux à Pirineos	16
5.	REPARTITION DES COUTS ENTRE GRT	16
6.	SYNTHESE DES QUESTIONS	17
7.	MODALITES DE REPOSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE	17

1. RAPPEL DU FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE ET AVANCEMENT DES TRAVAUX

1.1 Rappel des principales décisions de la CRE de la délibération n° 2017-246

1.1.1 Fonctionnement général de la zone unique

La zone de marché unique, appelée *Trading Region France* (TRF) aura le fonctionnement d'une zone entrée/sortie unique, divisée en deux zones d'équilibrage (Teréga et GRTgaz). Un unique point d'échange de gaz virtuel, le PEG, concentrera les achats/ventes de gaz pour l'ensemble de la TRF.

Le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur sera calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la TRF. Puis, chaque jour, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) répartiront le déséquilibre global de chaque portefeuille entre les deux zones d'équilibrage, GRTgaz et Teréga. La clé de répartition du déséquilibre sera fonction du type d'expéditeur : fournisseur de client final, importateur/exportateur, *trader* au PEG), afin notamment de permettre une attribution plus fine des déséquilibres. Ce fonctionnement est similaire à celui de la *Trading Region South* (TRS).

1.1.2 Traitement des maintenances dans la zone de marché unique

Les maintenances sont répercutées sous forme de « restrictions mutualisées » au prorata des capacités souscrites, 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 restriction.
- 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.

La CRE a par ailleurs demandé aux GRT de suivre et de présenter, en Concertation Gaz, des indicateurs de répartition des restrictions afin de permettre aux acteurs de marché et à la CRE de juger de l'équilibre de la répartition de l'impact des maintenances sur les différents points du réseau.

1.1.3 Traitement des maintenances d'impact prévisionnel <30 GWh/j dit « petits travaux »

Les petites maintenances pourront être traitées par les mécanismes de levée des congestions afin de réduire leur impact sur la disponibilité des capacités fermes. Dans un premier temps, la CRE considère que le seuil de 30 GWh/j est adapté.

Les programmes travaux continueront à donner aux expéditeurs les informations relatives à toutes les maintenances, y compris lorsqu'elles sont traitées par des mécanismes de levée des congestions.

1.1.4 Mécanismes de levée des congestions journalières

En cas de survenue ou d'anticipation d'une congestion, des mécanismes seront activés par les GRT. Les mécanismes retenus sont les suivants :

- Accords avec les opérateurs d'infrastructures adjacents (*swaps*).
- Interruption des capacités interruptibles en J-1 et en J.
- Non commercialisation des capacités non souscrites en J-1 et en J.
- Recours à l'achat de *spread* localisé : contractualisation par les GRT d'un achat de gaz à l'aval de la congestion et d'une vente de gaz à l'amont de la congestion de manière simultanée.

Leur ordre de priorisation est le suivant :

NS1	NS2	NS3	NS4
<ol style="list-style-type: none"> 1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes inter-opérateurs notamment avec Fluxys 2. Interruption des capacités interruptibles 3. Non commercialisation des capacités fermes disponibles 4. <i>Spread</i> localisé 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Interruption des capacités interruptibles 2. Non commercialisation des capacités fermes disponibles 3. <i>Spread</i> localisé 		

Enfin, en cas d'échec de l'ensemble des mécanismes et en derniers recours, les GRT seront dans l'obligation de recourir à une restriction mutualisée des nominations.

1.1.5 Suivi de remplissage des stocks à l'aval des congestions et moyens d'actions éventuels

Les GRT mettront en œuvre, pour l'hiver, un suivi quotidien du niveau des stockages en aval de chaque front de congestions, pour s'assurer de la disponibilité effective, à court terme, d'offres de *spread* localisé à même de garantir la continuité d'acheminement.

La CRE a considéré que le suivi et les moyens d'actions éventuels visent à assurer exclusivement la continuité de l'offre d'acheminement ferme. De ce fait, il n'est pas envisageable de recourir à des mécanismes de marché pour assurer l'offre interruptible. En conséquence, il convient, en cas de risque sur la continuité d'acheminement, dans un premier temps, de suspendre la commercialisation des produits interruptibles. Dans un second temps, des mécanismes de marché doivent être envisagés si la situation demeure critique.

1.1.6 Couverture des coûts engagés par les GRT

Les coûts induits par la gestion des congestions seront intégrés au tarif de transport, sous la forme d'une trajectoire annuelle. Les écarts à la trajectoire seront intégrés au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Les coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux » seront traités de la même manière.

1.1.7 Demandes de la CRE aux GRT

La CRE a demandé aux GRT, en Concertation gaz, avant la mise en place de la fusion des zones :

- de travailler et de présenter les plans alternatifs en cas de retard de mise en service des ouvrages ;
- de poursuivre leur travail afin d'associer les expéditeurs à la mise en œuvre opérationnelle du *spread* localisé ;
- de travailler aux règles de déclenchement précises des mécanismes de levée des congestions ;
- concernant le *winter outlook*, d'inclure les acteurs de marché dans son élaboration ;
- de travailler avec les autres opérateurs, notamment les opérateurs de stockage, au mécanisme de *swap* inter-opérateur afin de pouvoir résoudre d'autres fronts de congestions que NS1 sans impacter les expéditeurs ;
- d'approfondir les modalités de mise en œuvre du dispositif de suivi du niveau de remplissage des stocks à l'aval des congestions, notamment les indicateurs suivis et les hypothèses considérées, et de définir les moyens d'action éventuels, leur fonctionnement et les échéances associées ;
- de transmettre à la CRE une proposition sur les éléments ci-dessus au plus tard en avril 2018..

Les GRT ont donc transmis à la CRE une note technique dans laquelle ils ont fait des propositions sur ces éléments, à la suite des travaux menés en Concertation gaz. Cette note technique est annexée à la présente consultation publique.

1.2 Avancement des ouvrages et traitement d'un cas de retard

1.2.1 Réalisation des ouvrages permettant la création d'une place de marché unique

En 2016, GRTgaz a obtenu l'autorisation ministérielle portant sur le renforcement de la canalisation de Val-de-Saône et l'autorisation relative aux stations de compression. Les travaux de pose de la canalisation de Val-de-Saône et la livraison du compresseur d'Étrez se sont déroulés d'avril à octobre 2017. Les stations de compression de Saint-Martin-de-Crau ont été mises en service à la fin de l'été 2017. Toutes les soudures de la canalisation Val-de-Saône sont terminées depuis le début de l'année 2018 et le tronçon Sud est mis en gaz depuis le 20 mars 2018. L'été 2018 sera consacré aux tests, à la remise en état des terrains autour de la canalisation, et à la mise en service des stations de Voisines, Palleau et Étrez.

Teréga a constitué les dossiers d'autorisation portant sur la canalisation de Gascogne-Midi et obtenu l'autorisation d'exploitation d'installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE). Les soudures sont terminées et la mise en fouille sera finie avant l'été 2018. A l'été 2018, Teréga menera les tests, la remise en état des terrains, la mise en gaz de la canalisation de Gascogne-Midi et la mise en service de la station de Barbaira.

Ces éléments confirment la date prévue de fusion des zones au 1^{er} novembre 2018.

Les GRT informent le marché de l'avancement de ces travaux régulièrement, *a minima* trimestriellement, via leurs sites internet.

- Pour Teréga :

<https://www2.terega.fr/nos-projets/projets-transport/projets-en-cours/renforcement-gascogne-midi-rgm.html>

- Pour GRTgaz :

<http://www.grtgaz.com/grands-projets/le-programme-val-de-saone/presentation.html>

1.2.2 Plans alternatifs en cas de retard des travaux d'infrastructures ou de retard SI

Conformément à la demande de la CRE, les GRT ont néanmoins travaillé à des plans alternatifs en cas de retard de mise en service des ouvrages ou de déploiement des SI.

1.2.2.1 Cas d'un retard sur Val de Saône

L'artère Val de Saône permettra d'acheminer entre 200 et 250 GWh/j supplémentaire de gaz du Nord vers le Sud de la France. En cas de retard sur cette artère, les GRT distinguent deux situations :

- en cas de retard identifié avant le 1^{er} septembre 2018, les GRT proposent de reporter la fusion des zones au 1^{er} jour du mois qui suit la mise en service effective de Val de Saône ;
- en cas de retard identifié entre le 1^{er} septembre et le 31 octobre, les GRT proposent de maintenir la date de fusion au 1^{er} novembre 2018, et de gérer les congestions qui apparaîtraient avec les mécanismes de levée des congestions.

La CRE considère, comme les GRT, qu'en cas de retard sur Val de Saône, le coût de gestion des congestions serait important. Il est donc cohérent d'envisager un report si un tel retard est identifié suffisamment en amont. Toutefois, décaler la date de création de la place de marché unique avec un préavis inférieur à deux mois ne paraît pas souhaitable : le délai de deux mois permet aux opérateurs boursiers d'effectuer sereinement la bascule des produits PEG Nord et TRS sur le PEG. A ce stade, la CRE est favorable à la proposition des opérateurs.

1.2.2.2 Cas d'un retard sur Gascogne Midi

Cette artère permet d'acheminer du gaz au sud de la France, notamment de l'Ouest vers l'Est. En cas de retard, des congestions dans le Sud Est pourraient survenir.

Les GRT proposent de ne pas retarder la fusion des zones en cas de retard sur Gascogne Midi. En effet, ils considèrent que les mécanismes de marché mis en place suffiront à lever les congestions.

La CRE partage l'analyse des GRT : de la même manière que pour l'hiver 2017-2018, les GRT seraient en mesure de traiter, via des mécanismes de marché, les congestions Sud-Est en cas de retard sur l'artère Gascogne Midi. Ce traitement des congestions se ferait par des recours au *spread* localisé, et cela d'autant plus facilement que les stockages du Sud-Est de la France sont intégralement souscrits pour l'année 2018-2019.

1.2.2.3 Cas d'un retard SI

En cas de retard SI, GRTgaz et Teréga considèrent être en mesure d'effectuer l'ensemble des actions nécessaires manuellement (notamment l'appel au *spread* localisé). Ainsi, en cas de retard SI, les GRT proposent de maintenir la date de fusion au 1^{er} novembre 2018, avec un fonctionnement en mode « dégradé ». La principale conséquence serait potentiellement une réduction du nombre de fenêtres de lancement d'appel au *spread* localisé dans une journée.

La CRE est favorable à la solution proposée par les GRT.

Au vu de l'avancée actuelle de leurs travaux, les GRT confirment la date du 1^{er} novembre pour la fusion des zones. Seul un retard sur Val-de-Saône, s'il est identifié avant le 1^{er} septembre, pourrait conduire à un retard de la fusion des zones. Dans tous les autres cas de retard, la fusion sera mise en œuvre comme prévu au 1^{er} novembre.

Question 1 Etes-vous favorable aux solutions proposées par les GRT en cas de retard sur les ouvrages physiques ou sur les SI ?

2. PRECISIONS SUR LE TRAITEMENT DES MAINTENANCES

Dans sa délibération n°2017-246 du 26 octobre 2017, la CRE a fixé le traitement des maintenances avec un impact prévisionnel inférieur à 30 GWh sur la disponibilité des capacités (les « petits travaux »). Pour ces maintenances, aucune restriction de capacités ne sera publiée dans le programme de travaux. Les capacités indisponibles en raison de ces maintenances seront traitées par les mécanismes de levée de congestion.

Suite aux travaux en concertation et aux demandes des acteurs de marché, les GRT proposent également d'utiliser les mécanismes de levée de congestion pour optimiser le traitement des maintenances avec un impact prévisionnel

supérieur à 30 GWh. Ils proposent également des modalités de gestion des restrictions, notamment liées aux maintenances, sous forme de superpoint.

2.1 Utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions de capacités pour maintenance

2.1.1 Principes de l'utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions de capacités pour maintenance

La disponibilité des capacités en période de maintenance dépend de l'impact des travaux, mais également, pour partie, des consommations. En effet, les GRT tiennent compte des hypothèses de consommation lorsqu'ils établissent les niveaux de restrictions pour maintenance. Ainsi, plus les consommations de la zone située à l'amont des travaux (respectivement à l'aval) sont fortes (respectivement faibles), plus l'indisponibilité des capacités sera faible.

S'agissant des maintenances ayant un impact sur le cœur de réseau, l'aléa climatique peut être important, particulièrement pour les maintenances programmées en intersaison. L'incertitude peut donc être forte sur le niveau de disponibilité des capacités liées à ce type de maintenance.

Dans le schéma actuel à deux zones, GRTgaz peut interrompre les capacités interruptibles, puis éventuellement les capacités fermes, de la liaison Nord-Sud afin de gérer l'impact de ces maintenances.

En zone unique, les GRT ne disposent plus de ce levier. Sans outil de substitution, il deviendrait nécessaire pour établir les taux de restriction et garantir le fonctionnement du réseau de retenir les niveaux de consommations les plus faibles à l'amont et les plus forts à l'aval sur la période considérée. Or, cette méthodologie aboutirait à restreindre beaucoup de capacités inutilement et à remettre sur le marché quasi systématiquement ces capacités finalement disponibles les jours de maintenance.

Les GRT proposent par conséquent l'utilisation du *spread* localisé pour couvrir une part de risque pris sur les hypothèses des niveaux de consommations lorsqu'ils établissent les restrictions de capacité liées au programme de travaux. Le *spread* localisé pourrait être déclenché en cas de matérialisation d'un risque climatique non couvert par les restrictions. Cette proposition répond ainsi à deux objectifs :

- limiter le niveau des restrictions publiées à l'avance en se rapprochant du niveau réellement disponible le jour J, afin d'augmenter la visibilité de l'impact des maintenances pour les expéditeurs ;
- mettre en œuvre un outil de marché (le *spread* localisé) pour gérer les cas où les capacités non restreintes sont finalement indisponibles (les jours où l'aléa climatique est plus fort qu'anticipé au moment de la publication).

2.1.2 Analyse de l'impact de cette solution et propositions des GRT

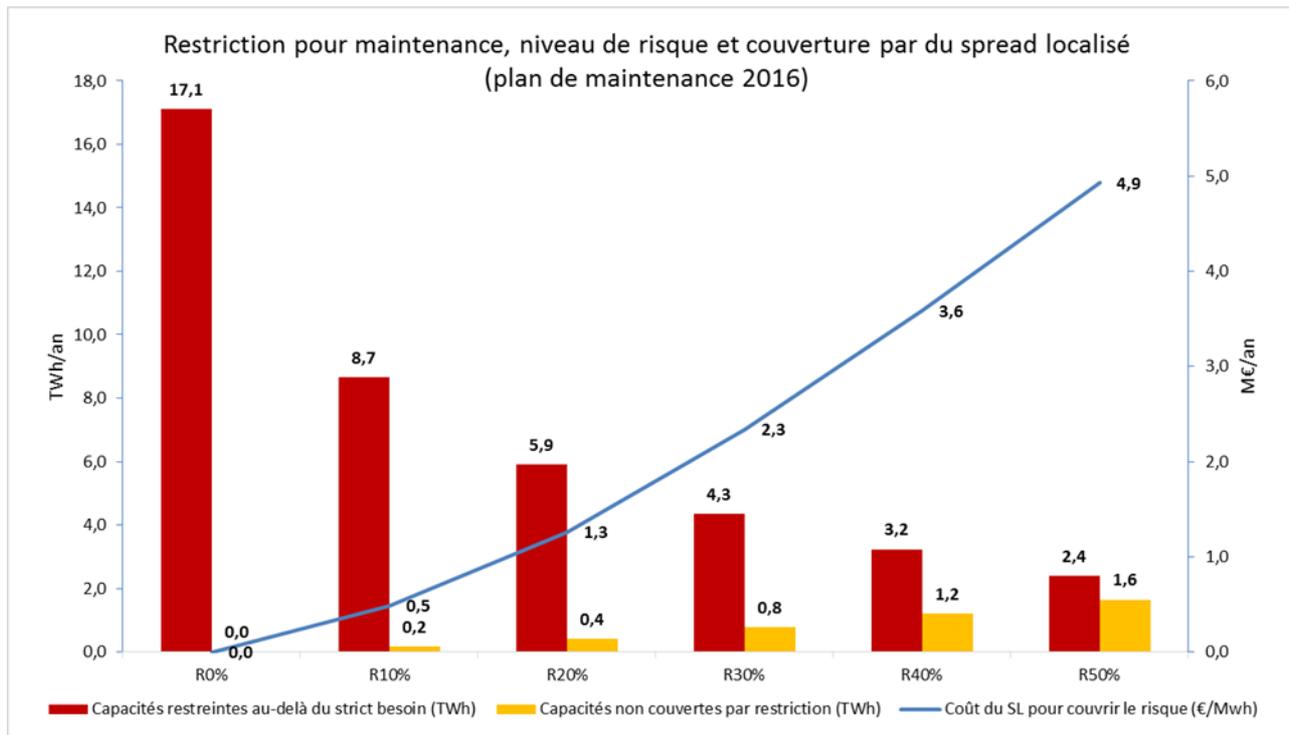
Les GRT ont analysé les impacts de leur proposition selon différents niveaux de risque sur les consommations en classant les consommations observées sur les 5 dernières années. L'analyse a été réalisée sur la base du plan de maintenance 2016. Les résultats, obtenus sur un historique de 5 ans, permettent d'appréhender l'ordre de grandeurs de l'impact selon les différents niveaux de risques. Pour la traduction des impacts en coût, le *spread* localisé a été valorisé à 3 €/MWh.

Le tableau et le graphe suivant synthétisent ces résultats pour des capacités totales commercialisées sur la période de maintenance annuelle du 1^{er} avril au 31 octobre de 482,4 TWh :

	R0%	R10%	R20%	R30%	R40%	R50%
Capacités totales restreintes (TWh/an)	64,0	55,3	52,3	50,5	49,2	48,0
Capacités restreintes finalement disponibles (TWh/an)	17,1	8,7	5,9	4,3	3,2	2,4
Capacités non restreintes finalement indisponibles (TWh/an)	0,0	0,2	0,4	0,8	1,2	1,6
Coût du <i>spread</i> localisé (M€)	0,0	0,5	1,3	2,3	3,6	4,9
Occurrences du <i>spread</i> localisé (nb jrs/an)	0	7	15	26	34	43
Appel max au <i>spread</i> localisé (GWh/j)	0	103	158	192	222	242
Appel moyen au <i>spread</i> localisé (GWh/j)	0	25	28	30	35	38

Lecture du tableau : à titre d'exemple, si un risque 10 % est retenu, les 10 % des cas avec l'aléa climatique le plus important ne sont pas pris en compte pour fixer le volume de capacités restreintes pour maintenance à l'horizon d'un an. Les capacités restreintes totales sont alors de 55,3 TWh. Parmi les capacités non restreintes, 0,2 TWh seraient finalement indisponibles la veille de la journée gazière. Pour gérer cette indisponibilité, des appels d'offres de *spread* localisé auront lieu 7 jours par an, pour un coût de 0,5 M€ (= 0,2 TWh x 3€/MWh, avec les arrondis). Selon les cas, la quantité journalière appelée par *spread* localisé sera comprise entre 25 GWh et 103 GWh. Par

ailleurs, 8,7 TWh de capacités restreintes (sur les 55,3 TWh) seraient finalement disponibles la veille de la journée gazière et auront donc été restreintes inutilement.



GRTgaz propose pour la première année de retenir l'utilisation du *spread* localisé pour couvrir un risque 10 % sur le niveau des consommations lors du calcul des restrictions pour maintenance. Ce niveau permet un gain substantiel sur les niveaux de restrictions appliquée, tout en exposant relativement peu le système aux appels au mécanisme de *spread* localisé. GRTgaz précise ainsi que plus le niveau qui devrait être géré par le *spread* localisé sera élevé, plus son coût risque d'être élevé pour un jour donné. Le risque 10 % expose à un niveau maximum d'appel d'offres les jours de maintenance de 100 GWh/jour.

Teréga propose de couvrir un risque à 30 %, dont le dépassement maximum (192 GWh/j) est similaire au niveau de risque constaté pour la gestion de la limite NS3 (front de congestion Nord-Sud NS3, définie dans la délibération du 26 octobre 2017). Teréga considère que couvrir un risque à 30 % permettrait de réduire encore plus le volume de capacités restreintes à l'horizon d'un an, avec des coûts potentiels proches de ceux pour un risque à 10 %.

2.1.3 Analyse de la CRE

Sur la base de l'analyse des GRT et des discussions en concertation, la CRE est favorable à ce stade à la proposition de retenir un niveau de risque 10 % sur le niveau des consommations lors du calcul des restrictions pour maintenance pour la première année de la place de marché unique.

Ce niveau permet de réduire déjà fortement les capacités contraintes par rapport à un système sans utilisation du *spread* localisé, sans faire peser un risque trop important de dérapage du coût du mécanisme de *spread* localisé. Ce niveau semble ainsi raisonnable pour la première année de la place de marché unique en l'absence de recul sur le fonctionnement de celle-ci.

Le retour d'expérience permettra éventuellement d'augmenter le niveau de risque pris pour calculer les capacités restreintes lors de l'établissement du programme de travaux des années suivantes.

Question 2 Etes-vous favorable à l'utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions pour maintenance en couvrant un risque climatique ? Si oui, quel niveau de risque souhaitez-vous que les GRT prennent en compte pour définir les restrictions ?

2.2 Fonctionnement des superpoints pour gérer les restrictions de capacités

Les GRT ont proposé de gérer les restrictions mutualisées sous la forme d'un superpoint, afin de libérer de la souplesse d'arbitrage pour les expéditeurs. Le superpoint peut donc regrouper des points qui appartiennent aux

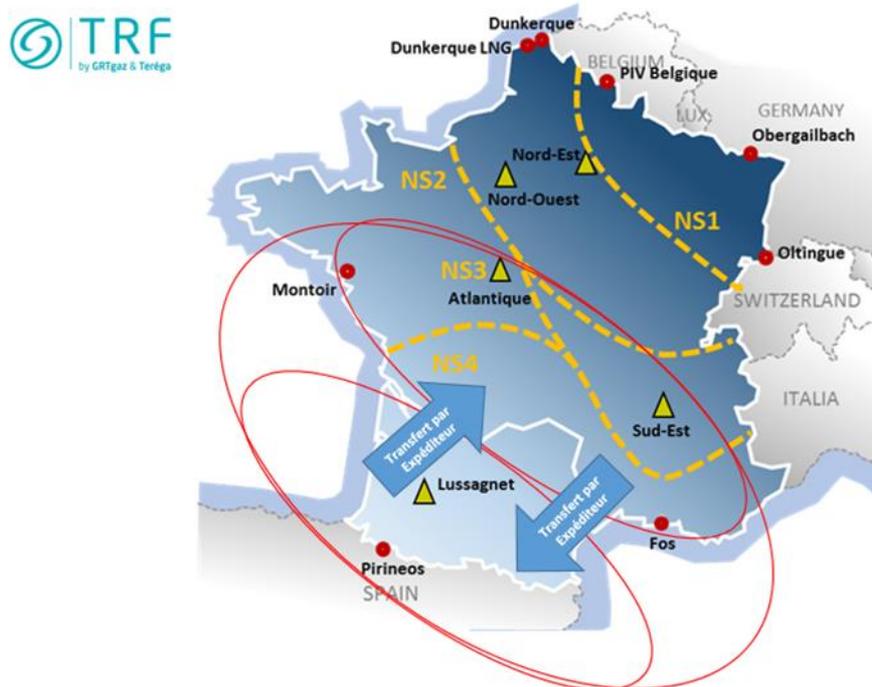
réseaux des deux GRT. Les programmations de ces différents points au sein du superpoint sont interdépendantes. Par conséquent, ces superpoints nécessitent une cogestion par GRTgaz et Teréga.

GRTgaz et Teréga ont élaboré une solution commune qui satisfait aux conditions suivantes :

- préserver la flexibilité des superpoints pour les clients ;
- préserver la responsabilité de chaque GRT sur la programmation de ses points, ainsi que sa relation commerciale opérationnelle avec ses clients.

Ainsi, les superpoints contenant des points des deux GRT seront séparés en deux sous-superpoints, un par GRT, fonctionnant selon le mode actuel de chacun des deux GRT. Les expéditeurs devront transférer manuellement de la capacité entre les sous-superpoints. Par exemple, un expéditeur pourra injecter moins au PITS Atlantique pour injecter plus au PITS Lussagnet, ou inversement, en transférant la capacité entre le sous-superpoint de GRTgaz et le sous-superpoint de Teréga.

Les modalités plus précises du fonctionnement des superpoints (mutualisation du UIOLI, transfert automatique du bonus de Fos pour NS4) sont détaillées dans la note technique des GRT, annexée à la présente consultation publique.



Ce fonctionnement des superpoints communs a été présenté en concertation et permet de satisfaire l'ensemble des contraintes de gestion du réseau par les GRT dans le cadre de la place de marché unique.

Question 3 Etes-vous favorable au fonctionnement des superpoints communs proposé par les GRT ?

3. PRECISIONS SUR LES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS JOURNALIERES

3.1 Interruption des capacités interruptibles en J-1

Il existe deux types de capacités interruptibles sur les réseaux de GRTgaz et Teréga :

- les capacités interruptibles « long terme », qui concernent les points Nord du réseau de GRTgaz (Dunkerque, Oltingue, Virtualys, Obergaillbach entrée), et qui sont affermies avant 15h en J-1 pour J ;
- les capacités interruptibles « court terme », qui concernent le point Pirineos de Teréga et les capacités rebours du réseau de GRTgaz (Virtualys, Jura entrée, Obergaillbach sortie), qui sont interruptibles à tout moment en J-1 et en J.

La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 prévoit qu'en cas de congestion, « si l'interruption des capacités interruptibles permet d'assurer la continuité de l'acheminement, elle est déclenchée en priorité par rapport à tout autre mécanisme ». Elle précise que ces capacités sont interrompues dès l'alerte rouge en J-1 et en J.

Les GRT proposent d'ajuster cette règle : ils proposent d'interrompre les capacités interruptibles « long terme » en J-1 à 14h dès l'alerte orange, car elles ne peuvent ensuite plus être interrompues en cours de journée. Les règles concernant l'interruptible « court terme » sont inchangées.

La CRE est à ce stade favorable à cette proposition. En effet, en cas d'alerte orange, il y a un risque de congestion. Ainsi, il paraît approprié de ne pas affermir des capacités interruptibles qui pourraient ensuite aggraver le risque de congestion et son niveau.

Question 4 Etes-vous favorable à l'interruption des capacités interruptibles « long terme » en J-1 à 14h en cas d'alerte orange ou rouge ?

3.2 Spread localisé

3.2.1 Modalités des appels d'offres de spread localisé

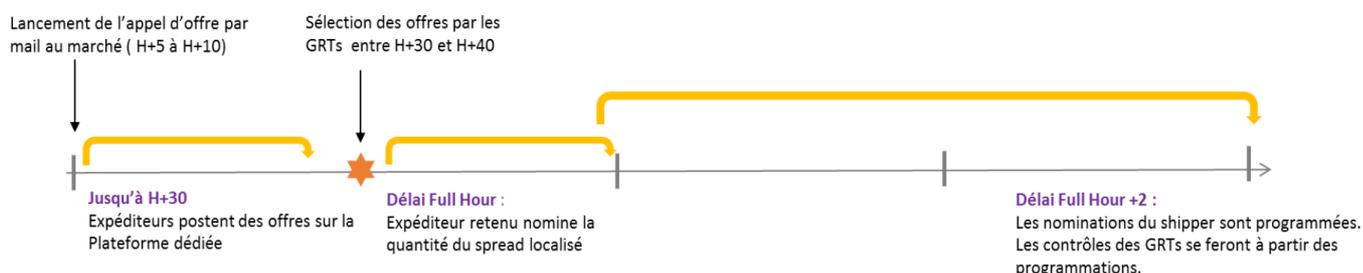
La délibération du 26 octobre 2017 a retenu le *spread* localisé parmi les mécanismes de levée des congestions. Elle en a également déterminé certaines modalités.

Ces modalités ont été approfondies dans le cadre des groupes de travail de la Concertation gaz.

Sur la base de ces travaux, Teréga et GRTgaz proposent les précisions suivantes :

- Les appels d'offres seront réalisables sur tous les cycles de la journée gazière en cours. Toutefois, dans la mesure du possible, des appels en horaires ouvrables seront privilégiés ;
- Les appels d'offres seront envoyés par les GRT sous la forme de courrier électronique. Ces courriers électroniques préciseront :
 - la limite concernée
 - le volume de gaz appelé, exprimé en MWh/j
 - les points amont et aval de la limite concernée
- Les produits concernés seront des produits infra-journaliers « *Within Day* » ;
- La remise des offres par les expéditeurs se fera sur la plateforme développée à cet effet ;
- Les GRT sélectionneront les offres les plus intéressantes, c'est-à-dire les mieux-disantes en terme de prix ;
- Les expéditeurs sélectionnés devront effectuer le mouvement pour lequel ils ont été sélectionnés à la maille du ou des points appelés. Le changement de nomination attendu se fera avant la fin de l'heure qui suit la sélection de l'appel d'offres ;
- Les expéditeurs seront tenus de notifier le ou les points choisis ainsi que les quantités associées, avant la fin de la journée gazière, par retour de mail, aux GRT ;
- Les GRT contrôleront les programmations à la maille du ou des points choisis par les expéditeurs dont les offres auront été sélectionnées. Des pénalités sont applicables en cas d'inexécution du service et/ou de reprogrammation ultérieure dans le sens inverse.

Le schéma ci-dessous synthétise la proposition des opérateurs :



Les GRT ont fait le constat de leur impossibilité de mettre en œuvre dès le 1^{er} novembre 2018 certaines des modalités cibles :

- La possibilité pour les expéditeurs qui le souhaitent de remettre une offre la veille (*day-ahead*) qui serait automatiquement convertie en offre « *Within-Day* » en début de journée gazière ;
- La possibilité de faire des appels d'offre en MWh/h et non en MWh/j, dans le but que les offres remises puissent perdurer tout au long de la journée gazière, le volume d'une offre étant dans ce cas automatiquement décrétementé des heures échues de la journée gazière.

La CRE prend acte de ces points et demande aux GRT de travailler pour arriver à mettre en œuvre ces modalités cibles le plus rapidement possible.

Toutes les modalités proposées par les opérateurs ont été présentées en Concertation gaz. Les expéditeurs ont largement contribué à l'élaboration des modalités de fonctionnement du *spread* localisé. La CRE salue cette démarche.

Question 5 Etes-vous favorable aux propositions des opérateurs concernant les modalités applicables aux appels d'offres de *spread* localisé ?

3.2.2 Pénalités en cas de non-respect des modalités par un participant à un appel d'offres de *spread* localisé

Dans les cas où un expéditeur allocataire de l'appel d'offres de *spread* localisé ne respecterait pas ses engagements, une pénalité pourra être appliquée. Dans la décision du 26 octobre 2017, la CRE a retenu le principe d'une pénalité proportionnelle au volume en défaut valorisé au prix de la transaction, majoré de 25 %.

La règle de calcul de cette pénalité a donné lieu à des discussions en Concertation gaz. Certains acteurs ayant dû s'acquitter de pénalités ont indiqué que le niveau des pénalités est tellement élevé comparé aux bénéfices de participer aux appels d'offres sur les *spreads* localisés, qu'il pourrait dissuader les expéditeurs de participer aux appels d'offres.

Par ailleurs, le règlement de cette pénalité n'exempte pas l'expéditeur du règlement des écarts en cas de déséquilibre sur ses nominations.

Afin d'encourager la participation aux appels d'offres de *spread* localisé, la CRE envisage donc de modifier la méthode de calcul de la pénalité afin qu'elle ne soit pas excessive. Elle propose de ne pas faire payer la totalité du volume en défaut au prix de la transaction, mais de garder une pénalité de 25 %.

Ainsi, la pénalité serait calculée selon les principes suivants :

- la pénalité est calculée de manière indépendante entre l'achat de gaz d'un côté de la congestion et la vente de gaz de l'autre côté de la congestion, y compris lorsqu'un même expéditeur est sélectionné des deux côtés de la congestion ;
- la pénalité est proportionnelle au volume en défaut ;
- en cas de retard sur les nominations, la pénalité est calculée en appliquant un *prorata temporis* ;

Le montant de la pénalité se calcule comme le volume en défaut multiplié par 25 % du prix moyen du jour, auquel on ajoute la marge réalisée par le répondant sur cet appel d'offres pour la part du volume en défaut. Cette marge se calcule en considérant l'écart entre le prix de l'offre sélectionnée et le prix moyen du jour.

Exemple : Un acteur est retenu en aval d'une congestion pour acheminer 10 000 MWh, au prix de 24 €/MWh. Le prix moyen du jour est de 20 €/MWh. Cet acteur ne nomme à la hausse que de 7 500 MWh sur les points en aval de la congestion.

La pénalité applicable est donc $P = 2\,500 \times 25\% \times 20 + 2\,500 \times (24 - 20) = 22,5 \text{ k€}$

*Exemple 2 : Un acteur est retenu en amont de la congestion pour 10 000 MWh, aux prix de 18 €/MWh. Le prix moyen du jour est de 20 €/MWh. Cet acteur nomme à la baisse de 10 000 MWh sur les points en amont de la congestion avec 3 heures de retard par rapport à l'horaire prévu par le *spread* localisé. Il reste 15 heures dans la journée gazière couverte par le *spread* localisé.*

La pénalité applicable est donc $P = 10\,000 \times 3/15 \times 25\% \times 20 + 10\,000 \times 3/15 \times (20 - 18) = 14 \text{ k€}$

La CRE considère que cette méthode n'est pas de nature à dissuader les acteurs de marché de participer aux appels d'offres, et qu'elle est suffisamment incitative pour éviter que des arbitrages soient réalisés aux dépens de la résorption de la congestion.

La CRE propose également qu'un retour d'expérience soit fait sur le respect des engagements au titre du spread localisé et sur le niveau de la pénalité.

La CRE propose d'appliquer des modalités de pénalités similaires pour les produits localisés.

Question 6 Etes-vous favorable à la méthode proposée par la CRE pour déterminer les pénalités applicables en cas de manquement d'un expéditeur sur le spread localisé ?

4. SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION ET MECANISMES PREVENTIFS EN CAS DE DEFICIT DE GAZ

4.1 Suivi du niveau de remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion

4.1.1 Principes du suivi

Pour assurer la continuité d'acheminement à l'aval des congestions Nord-Sud, différents moyens de flexibilité peuvent être mobilisés : stockage, terminaux méthaniers, imports depuis l'Espagne. Le mécanisme de *spread* localisé permettra aux GRT de mobiliser ces moyens en cas de besoin la veille ou le jour même.

Néanmoins, en cas de tension simultanée en France et en Espagne, il pourrait ne pas être possible de réduire les exportations vers l'Espagne. De même, l'augmentation des émissions aux terminaux méthaniers ne peut être mobilisée à court terme que si du GNL est disponible en cuve. De ce fait, la seule flexibilité sur laquelle les GRT peuvent compter en toutes circonstances est le stockage, dans la limite du débit correspondant au remplissage des sites situés à l'aval des congestions.

C'est pourquoi la CRE a décidé, dans sa délibération du 26 octobre 2017, de la mise en œuvre par les GRT d'un suivi quotidien sur l'hiver du niveau des stockages en aval de chaque front de congestion, pour s'assurer de la disponibilité effective, à court terme, d'offres de *spread* localisé à même de garantir la continuité d'acheminement.

Ce suivi a pour but d'anticiper un niveau de remplissage des stockages insuffisant pour garantir le débit nécessaire pour traiter les congestions qui pourraient survenir à court-terme. Dans le cas d'un niveau insuffisant, le suivi permettra de déclencher des mécanismes préventifs pour pallier le risque de manque de flexibilité aval.

Le suivi repose sur :

- Un scénario d'approvisionnement, qui doit représenter une situation tendue mais réaliste ;
- La prise en compte de tous les éléments connus ou prévisibles (consommations des prochains jours, programme d'émission des terminaux, autres événements certains) ;
- La projection sur la fin de l'hiver de différents scénarios climatiques, afin de détecter une éventuelle configuration critique qui mettrait en risque le fonctionnement de la zone unique.

4.1.2 Proposition des GRT

4.1.2.1 Description de l'outil de suivi

L'outil proposé par les GRT permet de tester différentes combinaisons de scénarios climatiques (hivers historiques, hiver au risque 2 %) et d'approvisionnements (peu d'arrivée GNL) correspondant à des situations tendues.

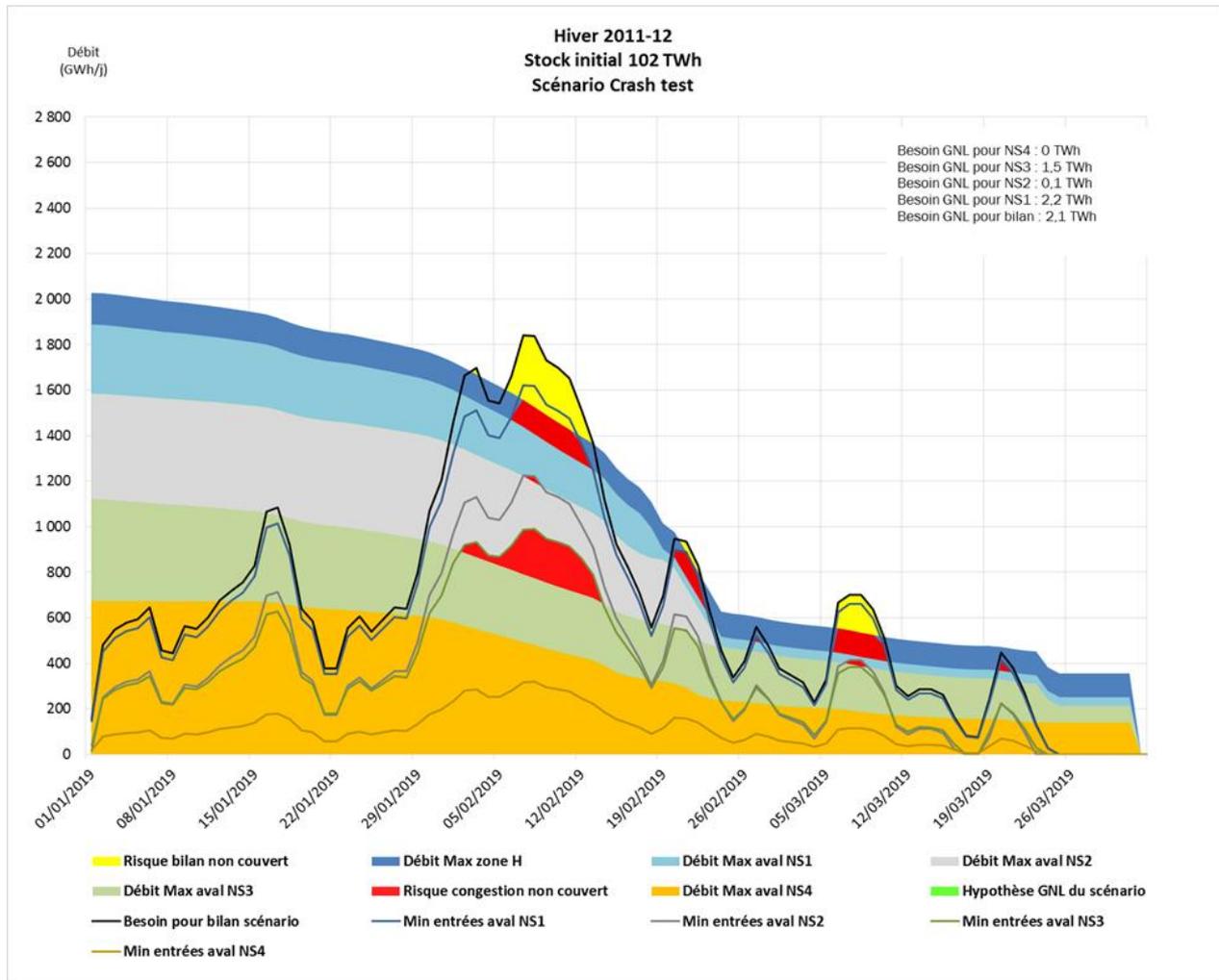
Pour chaque journée gazière de l'hiver, l'outil estime le niveau de soutirage des stockages nécessaire au fonctionnement du réseau. Les quantités estimées soutirées des stockages sont ainsi limitées au strict besoin pour équilibrer le réseau. Par ailleurs, plusieurs stockages peuvent être sollicités indifféremment pour répondre à une même contrainte. Dans ce cas, l'outil propose une répartition qui correspond à une sollicitation relativement homogène des stockages sur tout l'hiver, en cherchant notamment à préserver si possible les capacités de pointe à 45% de volume utile (VU) au 1^{er} février.

Enfin, les capacités maximales de soutirage des stockages sont calculées en fonction du volume restant en stock et des facteurs d'évolution publiés par les opérateurs de stockages. Le volume soutiré un jour donné est soustrait du stock restant pour donner la nouvelle capacité maximale de soutirage des stockages du lendemain, et ainsi de suite pour chaque journée du scénario testé. De cette manière, l'outil prend en compte la dynamique des stockages tout au long de l'hiver et permet de détecter la période à partir de laquelle le volume restant en stock ne sera plus

suffisant pour répondre aux besoins de flexibilité du réseau à l'aval des fronts de congestion (également nommés « limites »).

Les résultats du suivi sont visualisés sous forme de courbes de besoin de sollicitation des stocks à l'aval de chaque limite, comparées au débit maximal disponible dans les stockages à l'aval de chaque limite. Les périodes où les débits disponibles dans les stockages, compte tenu de la consommation des stocks, sont insuffisants pour répondre au besoin de flexibilité du réseau apparaissent sur le graphique de suivi, présenté ci-dessous, en rouge (atteinte d'une limite: il manque du gaz pour approvisionner l'aval d'un front de congestion) ou en jaune (problème de bilan : il manque du gaz pour l'ensemble du réseau. Dans ce cas, il ne s'agit pas d'une congestion mais d'un déséquilibre global que les expéditeurs restent responsables de résorber conformément aux règles d'équilibrage.

Sur la base des hypothèses retenues, l'outil permet ainsi de détecter à l'avance les périodes qui présentent un risque d'approvisionnement aval insuffisant. Si le scénario redouté se confirme à un horizon prédéfini, il est alors possible de déclencher un mécanisme préventif afin de couvrir ce risque.



L'exemple proposé ci-dessus présente une combinaison de scénarios extrêmes, afin de générer des périodes de risque :

- Un scénario climatique historique d'un hiver froid avec une pointe importante début février (hiver 2011-12) ;
- Une absence totale de GNL dans les terminaux durant tout l'hiver, flux vers l'Espagne au maximum des capacités fermes techniques tout l'hiver, consommation des CCCG avec taux d'utilisation de 71 % en hiver ;
- Un niveau de remplissage initial des stockages le plus faible jamais constaté (celui du 1^{er} novembre 2017).

Dans la réalité, de telles combinaisons de scénarios, extrêmes dans tous les domaines (niveau de stock, conditions climatiques et approvisionnement) sont très peu probables notamment à la suite de la mise en œuvre de la réforme du stockage en France.

4.1.2.2 Paramètres du modèle, publications et critère de déclenchement d'un mécanisme préventif

Les GRT paramètreront le suivi en prenant en compte les meilleures informations dont ils disposent, soit :

- le niveau de stock réel en cours d'hiver ;
- les prévisions de consommation sur les 15 prochains jours ;
- au-delà des 15 prochains jours, plusieurs scénarios climatiques contraignants basés sur les hivers récents et sur un hiver type au risque R2 % et pointe P2 sur 3 et 10 jours seront testés ;
- un scénario d'approvisionnement tendu mais tenant compte des événements connus (programmations des émissions des terminaux de Fos et Montoir du mois en cours).

Entre le 1^{er} novembre et le 1^{er} avril, les GRT publieront un état du suivi des stockages tous les 15 jours. En cas de risque détecté, ils indiqueront les différentes hypothèses qui aboutissent à l'émergence de ce risque (scénario de consommation et scénario d'approvisionnement principalement).

A l'horizon de déclenchement d'un mécanisme préventif (engagement de flux, voir paragraphe 4.2) :

- si le risque détecté concerne uniquement un problème de bilan et pas d'atteinte de limite, seule une information sera faite au marché, sans déclenchement de mécanisme de la part des GRT ;
- si le risque détecté concerne l'atteinte d'une limite (c'est-à-dire que les expéditeurs ont les ressources en portefeuille pour équilibrer leur bilan, mais le réseau ne saurait pas fournir les capacités nécessaires), les GRT informeront le marché du déclenchement du mécanisme préventif.

4.1.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable aux propositions des GRT concernant l'outil de suivi, les paramètres pris en compte et les modalités de publication de l'état du suivi.

L'outil présenté par les GRT permet bien de détecter un éventuel déficit de gaz dans les stockages à l'aval des différents fronts de congestion nord-sud pendant l'hiver qui, s'il se matérialisait, aurait pour conséquence une rupture d'approvisionnement.

Le test du suivi des stockages par les GRT sur les cinq derniers hivers mais en tenant compte des nouvelles infrastructures qui entreront en service au 1^{er} novembre 2018, présenté en concertation gaz, est rassurant. Il conclut qu'à aucun moment il n'aurait été nécessaire de déclencher un mécanisme préventif pour pallier un déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion en zone de marché unique.

La CRE considère que les paramètres pris en compte pour le suivi doivent être définis par les GRT. Les scénarios retenus doivent ensuite être présentés aux acteurs de marché en concertation.

Par ailleurs, la CRE considère importante la publication régulière du suivi pour maintenir les acteurs de marché informés au cours de l'hiver. La fréquence d'une publication tous les 15 jours paraît pertinente.

Question 7 Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant la méthode de suivi des stockages aval et les paramètres retenus ?

Question 8 Etes-vous favorable à une fréquence de publication du suivi des stockages aval au cours de l'hiver tous les 15 jours ?

4.2 Mécanismes préventifs en cas de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion

4.2.1 Non commercialisation de l'interruptible

Dans la délibération du 26 octobre 2017, la CRE a considéré que le suivi du remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion (ou « limites ») vise à assurer exclusivement la continuité de l'offre d'acheminement ferme, et que de ce fait il n'est pas envisageable de recourir à des mécanismes de marché pour assurer l'offre interruptible.

En conséquence, en cas de risque sur la continuité d'acheminement à moyen terme, la commercialisation des capacités interruptibles en aval des congestions sera interrompue, de manière temporaire. En pratique, lorsqu'un risque de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion est détecté via l'outil de suivi (décrit dans la partie 4.1), les GRT proposent de recourir à un engagement de flux (*flow commitment*) avec 4 semaines d'anticipation au maximum (voir partie 4.2.2.1). Les capacités interruptibles en aval des fronts de congestions ne seraient donc pas commercialisées 4 semaines avant le risque de déficit détecté.

La CRE considère que la suspension des ventes de capacités interruptibles doit précéder tout mécanisme de marché. Néanmoins, compte tenu du faible risque de voir la situation se présenter et consciente de l'importance de ne pas restreindre inutilement la vente de la capacité interruptible, la CRE est favorable à retenir un horizon identique entre le délai maximum de lancement d'un *flow commitment* et la suspension de la vente des capacités interruptibles.

4.2.2 Engagement de flux (*Flow commitment*)

Le *flow commitment* est un mécanisme de marché permettant la contractualisation par les GRT d'un flux de gaz à l'aval des limites, sur les entrées autres que les stockages.

4.2.2.1 Horizon de déclenchement

L'horizon de déclenchement est déterminé par rapport à la date à laquelle est identifié un risque de déficit de gaz dans les stockages aval par l'outil de suivi décrit dans la partie 4.1.

GRTgaz et Teréga proposent tous les deux une durée initiale de 7 jours pour permettre aux expéditeurs de répondre à l'appel d'offres.

GRTgaz considère qu'un délai raisonnable pour ensuite acheter et faire livrer une cargaison de GNL dans l'un des terminaux français est de trois semaines. Ce délai est celui qui a été présenté lors du groupe de travail du 15 mars 2018. Il est issu d'un travail mené par GRTgaz avec un consultant externe qui a interrogé les acteurs de marché susceptibles de répondre au *flow commitment*. Les résultats de cette étude sont annexés à la note technique des GRT.

Teréga a réalisé une étude complémentaire auprès d'un consultant externe, dont les résultats sont annexés à la note technique des GRT. A la suite de cette étude, les GRT considèrent que le marché du GNL offre plus de souplesse et que le délai de livraison peut être réduit selon le volume nécessaire. En effet, si un délai de 20 jours est nécessaire pour un achat *spot* de cargaison GNL, les expéditeurs pourraient avoir recours à des moyens plus rapides pour assurer un engagement de flux, comme des déviations de cargaison ou des rechargements dans des terminaux à proximité des terminaux français, ou encore la mobilisation de GNL déjà présent en cuve dans les terminaux de la péninsule ibérique.

Ainsi, les GRT proposent des délais de livraison, et donc des horizons de déclenchement du *flow commitment*, différents selon le volume manquant détecté par l'outil de suivi des stockages à l'aval des fronts de congestion présenté au 4.1. Le délai qui viendrait s'ajouter à la semaine incompressible pour l'appel d'offres, serait ainsi le suivant selon le volume manquant :

- 3 semaines pour un besoin identifié supérieur ou égal à 900 GWh ;
- 2 semaines pour un besoin identifié entre 450 et 900 GWh ;
- 1 semaine pour un besoin identifié inférieur à 450 GWh.

La CRE considère qu'un *flow commitment* ne serait déclenché qu'en cas de situation particulièrement tendue en France et dans les pays voisins. Pour un volume conséquent, il paraît prudent de ne pas compter sur la faisabilité d'un rechargement dans un autre terminal européen ou sur la présence de GNL disponible dans les cuves d'un terminal de la péninsule ibérique. Cependant, les études réalisées par les GRT montrent que le marché du GNL pourrait offrir une souplesse suffisante pour des plus petites quantités. De plus, la réduction du délai de livraison permet d'affiner le besoin identifié.

La CRE est donc favorable, à ce stade, à la proposition des opérateurs de déclencher un *flow commitment* avec un horizon variable selon le besoin identifié en volume.

Question 9 Etes-vous favorable aux modalités de déclenchement du *flow commitment* proposées par les GRT ? Quels délais de livraison vous semblent nécessaires, en fonction du besoin identifié ?

4.2.2.2 Caractéristiques de l'appel d'offres

Les GRT proposent que l'appel d'offres soit dimensionné en fonction du volume et du débit manquant qui seront mis en évidence par les résultats du suivi du stockage à l'aval des fronts de congestion.

Il précisera :

- Une date de début de livraison ;

- Un volume total à livrer sur une période déterminée. GRTgaz propose une période allant jusqu'à 15 jours, Teréga propose une période jusqu'à 7 jours. Au-delà, si un besoin est détecté, un autre appel d'offre au *flow commitment* serait déclenché ;
- Un débit journalier maximal possible pouvant être exigé par les GRT chaque jour de livraison la veille pour le lendemain ;
- Les points d'entrée éligibles au *flow commitment*.

La contractualisation avec le prestataire du *flow commitment* sera réalisée par le GRT ayant la gestion du ou des points retenus pour l'engagement de flux.

4.2.2.3 Rémunération en fonction du profil de livraison

Lors d'un appel d'offres pour un *flow commitment*, les GRT ne deviennent pas propriétaires du gaz : le prestataire de *flow commitment* reste propriétaire du gaz qu'il émet sur le réseau.

Les GRT pourront demander au prestataire d'ajuster son flux journalier en J-1 dans la limite du débit journalier maximal précisé dans l'appel d'offres et à volume constant sur la période.

Afin que le risque lié à cet ajustement soit porté par les GRT et non par le prestataire, Teréga et GRTgaz proposent de compenser financièrement, *a posteriori*, le prestataire de la différence entre le prix de marché du jour et du prix moyen de la période.

La CRE est à stade favorable à cette possibilité permettant de limiter les risques pour le prestataire du *flow commitment*. Elle est de nature à inciter davantage d'acteurs de marché à répondre aux appels d'offres et devrait ainsi permettre d'obtenir des offres moins coûteuses.

4.2.2.4 Prise en compte des réductions de flux à Pirineos en sortie

Etant donné que les hypothèses considérées pour le dimensionnement du *flow commitment* prennent en compte un flux de 165 GWh/j au PIR Pirineos, une moindre utilisation de Pirineos serait tout aussi efficace pour résoudre le problème de stockages aval que l'acheminement d'une cargaison de GNL.

Ainsi, la CRE considère qu'un expéditeur détenant de la capacité à Pirineos en sortie et s'engageant à ne pas l'utiliser doit être éligible au *flow commitment*. En contrepartie, cette capacité non utilisée ne devra pas pouvoir être reproposée sur le marché.

Question 10 Etes-vous favorables aux modalités de mise en œuvre du *flow commitment* ? Quelle période couverte par l'appel d'offres vous paraît la plus pertinente ?

5. REPARTITION DES COÛTS ENTRE GRT

La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 précise que « les coûts induits par la gestion des congestions seront intégrés au tarif de transport, sous la forme d'une trajectoire annuelle. Les écarts à la trajectoire seront intégrés au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Les coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux » seront traités de la même manière ».

GRTgaz et Teréga proposent de se répartir les coûts des mécanismes de gestion des limites ou de restriction pour maintenance au *pro rata* de leurs revenus autorisés de l'année tarifaire en cours. Par exemple, pour l'année 2018, le revenu autorisé de Teréga étant 246,1 M€, et celui de GRTgaz 1 781,9 M€, GRTgaz supporterait 88 % des coûts et Teréga 12 %.

La CRE considère que cette clé de répartition des coûts entre les GRT permet d'impacter de manière équitable les tarifs de chacun des deux opérateurs, et ainsi de ne pas pénaliser les utilisateurs d'un opérateur ou de l'autre. Elle est donc à ce stade favorable à la proposition des opérateurs.

Question 11 Etes-vous favorable à la proposition de répartition des coûts entre les deux GRT ?

6. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

- Question 1 Etes-vous favorable aux solutions proposées par les GRT en cas de retard sur les ouvrages physiques ou sur les SI ?
- Question 2 Etes-vous favorable à l'utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions pour maintenance en couvrant un risque climatique ? Si oui, quel niveau de risque souhaitez-vous que les GRT prennent en compte pour définir les restrictions ?
- Question 3 Etes-vous favorable au fonctionnement des superpoints communs proposé par les GRT ?
- Question 4 Etes-vous favorable à l'interruption des capacités interruptibles « long terme » en J-1 à 14h en cas d'alerte orange ou rouge ?
- Question 5 Etes-vous favorable aux propositions des opérateurs concernant les modalités applicables aux appels d'offres de *spread* localisé ?
- Question 6 Etes-vous favorable à la méthode proposée par la CRE pour déterminer les pénalités applicables en cas de manquement d'un expéditeur sur le *spread* localisé ?
- Question 7 Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant la méthode de suivi des stockages aval et les paramètres retenus ?
- Question 8 Etes-vous favorable à une fréquence de publication du suivi des stockages aval au cours de l'hiver tous les 15 jours ?
- Question 9 Etes-vous favorable aux modalités de déclenchement du *flow commitment* proposées par les GRT ? Quels délais de livraison vous semblent nécessaires, en fonction du besoin identifié ?
- Question 10 Etes-vous favorables aux modalités de mise en œuvre du *flow commitment* ? Quelle période couverte par l'appel d'offres vous paraît la plus pertinente ?
- Question 11 Etes-vous favorable à la proposition de répartition des coûts entre les deux GRT ?

7. MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 29 juin 2018 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp7@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Annexes :

- Note technique conjointe de Teréga et GRTgaz