



DELIBERATION N° 2017-246

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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En application des points 1° et 4° de l'article L.134-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « précise [...] les règles concernant [...] les missions des gestionnaires de réseaux de transport [...] de gaz naturel en matière d'exploitation et de développement de ces réseaux » ainsi que « les conditions d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel [...] y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires ».

En application du point 4° de l'article L.134-3 du code de l'énergie, la CRE approuve « les règles techniques et financières élaborées par les opérateurs et relatives à l'équilibrage des réseaux de gaz naturel [...] ».

La présente délibération porte sur les conditions opérationnelles de création d'une zone de marché unique du gaz en France, au 1^{er} novembre 2018. Elle s'inscrit dans le cadre de la feuille de route vers une zone de marché unique du gaz en France définie par la CRE en 2012¹.

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 TIGF, 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 TIGF, 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 présente délibération retient des mécanismes contractuels pour lever ces congestions afin d'assurer la disponibilité des capacités fermes. Afin de définir les mécanismes les plus pertinents, les GRT ont étudié, au sein de la Concertation Gaz, les occurrences des congestions résiduelles et les solutions qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier. A l'issue de ces travaux, les GRT ont soumis à la CRE une proposition conjointe.

Par ailleurs, dans l'attente de la mise en service des nouveaux ouvrages, et alors que l'hiver 2016-2017 a été marqué par une congestion Sud-Est ayant résulté en des contraintes sur les nominations de certains acteurs, la présente délibération porte également sur les solutions pour remédier à une telle situation au cas où cette congestion surviendrait de nouveau à l'hiver 2017-2018, ainsi que sur les évolutions du prix de règlement des déséquilibres.

La CRE a procédé à une consultation publique du 27 juillet au 15 septembre 2017², afin de présenter les analyses préliminaires de la CRE sur la proposition des GRT et de recueillir l'avis des acteurs de marché.

Trente contributions ont été adressées à la CRE :

- 17 proviennent d'expéditeurs ou d'associations d'expéditeurs ;
- 6 proviennent d'industriels ou d'associations d'industriels ;
- 5 proviennent de gestionnaires d'infrastructures ;
- 1 provient d'un régulateur étranger ;

¹ Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France

² Consultation publique du 27 juillet 2017 n° 2017-012 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France

26 octobre 2017

- 1 provient d'une association.

Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site internet de la CRE.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE : L'OBJECTIF DE CREATION D'UNE PLACE DE MARCHE UNIQUE.....	6
1.1 DE SEPT ZONES EN 2003 A UNE ZONE UNIQUE EN 2018.....	6
1.2 LES BENEFICES ATTENDUS DE LA FUSION DES ZONES NORD ET SUD	6
1.3 LES ETAPES DU PROJET DE CREATION D'UNE PLACE DE MARCHE UNIQUE.....	6
1.3.1 En 2014, la décision d'investissement a porté sur un schéma d'ouvrages optimisé, qui ne supprime pas l'intégralité des congestions dans toutes les configurations	6
1.3.2 La TRS, dernière étape avant la création d'une place de marché	7
1.3.3 2016-2018 : la préparation de la fusion des zones mobilise l'ensemble des acteurs de marché	8
2. FONCTIONNEMENT GENERAL DE LA ZONE UNIQUE	10
2.1 CONDITIONS D'UTILISATION DES RESEAUX DANS LE CADRE DE LA ZONE UNIQUE	10
2.1.1 Un modèle de <i>trading region</i> identique à celui de la TRS	10
2.1.2 Disparition du terme à la liaison Nord-Sud	10
2.1.3 Evolutions contractuelles	10
2.1.4 Modification des PITS	10
2.2 ZONES D'EQUILIBRAGE ET REPARTITION DU DESEQUILIBRE	10
2.3 TRAITEMENT DES MAINTENANCES DANS LA ZONE DE MARCHE UNIQUE	11
2.3.1 Amélioration du processus de maintenance.....	11
2.3.2 Programmation des travaux.....	11
2.3.3 Fonctionnement des « superpoints »	12
2.3.4 Répercussion des maintenances	13
2.4 TRAITEMENT DES MAINTENANCES DONT L'IMPACT EST INFERIEUR A 30 GWH/J.....	15
3. EVALUATION DES CONGESTIONS RESIDUELLES	16
3.1 IDENTIFICATION DES LIMITES DU RESEAU.....	16
3.2 QUANTIFICATION DES CONGESTIONS JOURNALIERES RESIDUELLES	17
3.2.1 Description de l'étude	17
3.2.2 Scénario de référence	17
3.2.3 Scénario extrême ou « <i>crash test</i> »	19
3.3 REMPLISSAGE DES STOCKAGES EN AVAL DES CONGESTIONS EN ETE.....	19
3.3.1 Synthèse de l'étude menée par les GRT et présentée en Concertation Gaz	19
3.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	19
3.3.3 Analyse de la CRE	20
4. MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS	21
4.1 PRINCIPES	21
4.2 CONGESTIONS JOURNALIERES	21
4.2.1 Mécanismes retenus	21
4.2.2 Mécanismes non retenus.....	29
4.2.3 Synthèse.....	31
4.3 REGLES DE DECLENCHEMENT DES MECANISMES	31
4.3.1 Proposition des GRT	31
4.3.2 Réponses à la consultation publique	33
4.3.3 Analyse de la CRE	33
4.4 INFORMATIONS MISES A DISPOSITION DES EXPEDITEURS POUR EVALUER LE RISQUE DE CONGESTION ...	33

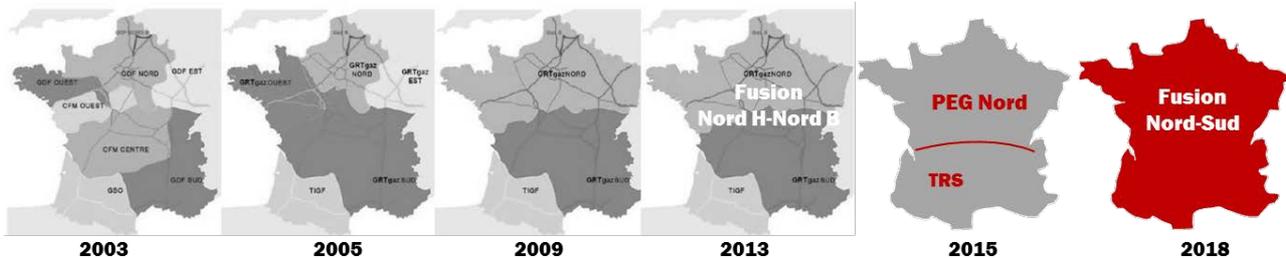
4.4.1 Proposition des GRT	33
4.4.2 Réponses à la consultation publique	34
4.4.3 Analyse de la CRE	34
4.5 SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKS A L'AVAL DES CONGESTIONS ET MOYENS D'ACTIONS EVENTUELS	34
4.5.1 Proposition des GRT	34
4.5.2 Réponses à la consultation publique	35
4.5.3 Analyse de la CRE	36
4.5.4 Principes de l'engagement de flux (<i>Flow commitment</i>)	36
5. COUVERTURE FINANCIERE DES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS	38
5.1 PROPOSITIONS DES GRT : CREATION D'UN COMPTE DE NEUTRALITE A RECOUVREMENT RAPIDE.....	38
5.1.1 Coûts induits par la gestion des congestions	38
5.1.2 Coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux ».....	38
5.2 ALTERNATIVE : COUVERTURE DES COUTS DANS LE TARIF ATRT6.....	38
5.2.1 Principe de fonctionnement.....	38
5.2.2 Réponses à la consultation publique	38
5.2.3 Analyse de la CRE	38
6. MESURES SPECIFIQUES A L'HIVER 2017-2018.....	40
6.1 UNE CONGESTION SUD-EST S'EST PRODUITE AU COURS DE L'HIVER 2016-2017	40
6.2 EVALUATION DU RISQUE DE CONGESTION POUR L'HIVER 2017-2018	40
6.3 SOLUTIONS POUR FAIRE FACE AU RISQUE DE CONGESTION.....	41
6.3.1 Une information renforcée des acteurs.....	41
6.3.2 Les GRT disposent de leviers pour éviter une situation de congestion.....	41
6.3.3 Utilisation du <i>spread</i> localisé pour l'hiver 2017-2018.....	41
6.3.4 Réponses à la consultation publique	42
6.3.5 Analyse de la CRE	42
6.4 COUVERTURE DES COUTS	42
6.5 EVOLUTION DES REGLES D'EQUILIBRAGE EN VUE DE L'HIVER 2017-2018.....	43
6.5.1 Modalités d'intervention des GRT sur les marchés au titre de leur équilibrage.....	43
6.5.2 Prix de règlement des déséquilibres	43
6.6 SUPPRESSION DU SERVICE DE GAZ CIRCULANT	44
6.6.1 Proposition de GRTgaz	44
6.6.2 Réponses à la consultation publique	44
6.6.3 Analyse de la CRE	44
7. DECISION DE LA CRE	45
7.1 DECISION RELATIVE AU FONCTIONNEMENT GENERAL DE LA ZONE UNIQUE	45
7.2 DECISION RELATIVE AU TRAITEMENT DES MAINTENANCES DANS LA ZONE DE MARCHE UNIQUE.....	45
7.3 DECISION RELATIVE AU TRAITEMENT DES MAINTENANCES D'IMPACT PREVISIONNEL <30 GWH/J DIT « PETITS TRAVAUX »	45
7.4 DECISION RELATIVE AUX MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS JOURNALIERES.....	46
7.5 DECISION RELATIVE AU SUIVI DE REMPLISSAGE DES STOCKS A L'AVAL DES CONGESTIONS ET MOYENS D'ACTIONS EVENTUELS.....	46
7.6 DECISION RELATIVE A LA COUVERTURE DES COUTS ENGAGES PAR LES GRT	46
7.7 DECISION RELATIVE AU CAS PARTICULIER DE L'HIVER 2017-2018.....	47

7.8 DECISION CONCERNANT LES REGLES D'EQUILIBRAGE DES GRT 47
7.9 DEMANDES AUX GRT DE TRAVAUX EN CONCERTATION GAZ 47

1. CONTEXTE : L'OBJECTIF DE CREATION D'UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE

1.1 De sept zones en 2003 à une zone unique en 2018

Depuis 2003, cinq étapes de fusion des zones ont permis de simplifier l'architecture contractuelle du réseau, au bénéfice des consommateurs finals. Le réseau de transport français est passé de sept zones de marché en 2003 à trois en 2009 ; le 1^{er} avril 2013, la zone approvisionnée en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) a été ajoutée au périmètre du point d'échange de gaz PEG Nord. Depuis le 1^{er} avril 2015, le système a été réduit à deux places de marché, dont une, la *Trading Region South* (TRS), partagée par GRTgaz et TIGF. La délibération du 22 mai 2014³ a précisé le fonctionnement de la zone TRS, commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF.



Ces reconfigurations simplifient l'équilibrage des expéditeurs et renforcent la liquidité des marchés de gros. Elles se traduisent par une utilisation plus simple du réseau de gaz et une augmentation des possibilités d'arbitrage. Les utilisateurs des réseaux français de gaz naturel ont ainsi pu avoir progressivement accès à un marché plus liquide et plus compétitif, quelle que soit leur implantation en France.

1.2 Les bénéfices attendus de la fusion des zones Nord et Sud

Le marché français du gaz est aujourd'hui divisé en deux zones, le PEG Nord et la *Trading Region South* (TRS). Les capacités des artères de transport reliant ces deux zones sont insuffisantes pour répondre à l'intégralité du besoin de transit d'une zone à l'autre, du Nord vers le Sud. Alors que le Nord bénéficie de capacités d'interconnexions significatives avec les réseaux norvégiens, allemands et belges, la capacité à la liaison Nord-Sud ne permet pas de couvrir l'ensemble des besoins de la zone Sud. En conséquence, la zone Sud dépend à environ 40 % des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer pour couvrir son approvisionnement. Or, le prix du gaz naturel liquéfié (GNL), soumis aux aléas de la demande mondiale, a été fréquemment, depuis plusieurs années, plus élevé que celui du gaz gazeux. De ce fait, des écarts de prix entre le PEG Nord et la TRS se creusent, par période, au détriment des consommateurs du sud de la France.

La création d'une place de marché unique permettra :

- d'instaurer un prix unique sur les marchés de gros français, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, notamment ceux du Sud qui sont aujourd'hui pénalisés par les écarts de prix entre Nord et Sud ;
- de faire du marché français un marché plus liquide, moins volatil, plus compétitif et mieux intégré au marché européen ;
- de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France, avec l'amélioration de l'accès aux différentes sources de gaz.

1.3 Les étapes du projet de création d'une place de marché unique

1.3.1 En 2014, la décision d'investissement a porté sur un schéma d'ouvrages optimisé, qui ne supprime pas l'intégralité des congestions dans toutes les configurations

La délibération du 19 juillet 2012⁴ a fixé l'objectif de création d'une zone de marché unique en France au plus tard en 2018. Les études et la très large concertation menées en 2012 et 2013 ont conclu que la création d'une place de marché unique en France nécessitait de lever la congestion Nord-Sud via le renforcement du réseau de transport.

En 2013, la CRE avait fait appel au cabinet Pöyry pour étudier les moyens de lever la congestion à la liaison Nord-Sud, et les bénéfices attendus d'une place de marché unique. L'étude Pöyry⁵ avait étudié trois scénarios possibles d'évolution du marché du gaz, en fonction du prix du GNL en Europe. La rentabilité économique de quatre

³ Délibération de la CRE du 22 mai 2014 portant décision sur les règles de fonctionnement de la place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015

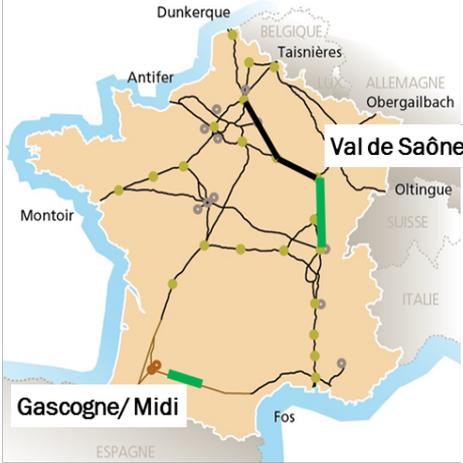
⁴ Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France

⁵ Lien vers l'étude Pöyry

schémas d'investissements avait ensuite été analysée, en fonction des trois scénarios. Pour chaque schéma d'investissement, Pöyry, avec l'aide des GRT, avait modélisé les congestions résiduelles afin de comparer l'apport des nouveaux ouvrages en termes de flux fermes possibles.

A l'issue de cette analyse et de la consultation publique lancée en 2014, les projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi, associant GRTgaz et TIGF, ont été retenus par la délibération du 7 mai 2014⁶. Le choix de ce schéma d'investissement, d'un budget cible total de 823 M€, est le résultat d'une comparaison des coûts d'investissement et des bénéfices attendus dans chacun des scénarios. Un schéma d'investissement levant l'ensemble des congestions aurait été trop coûteux. Le schéma retenu, qui traite la quasi-totalité des configurations d'utilisation du réseau pour un coût moindre, nécessite la mise en œuvre, de manière ponctuelle, de mécanismes contractuels de levée des congestions pour garantir la disponibilité des capacités fermes.

Schéma des investissements



GRTgaz

- Doublement de l'artère Val-de-Saône
- Rénovation de la station de la Bégude
- Adaptation des stations Cruzy et Saint-Martin-de-Crau
- **Budget total 671M€**

TIGF

- Renforcement de 60 km de canalisations
- Compression additionnelle à Barbaira (7MW)
- **Budget total 152 M€**

En outre, la délibération du 30 octobre 2014⁷ a défini le régime de régulation incitative applicable à ces investissements. Elle prévoit notamment que GRTgaz et TIGF pourront recevoir une prime allant jusqu'à 16 M€, respectivement 4 M€, si les ouvrages sont mis en service au 1^{er} novembre 2018. Les travaux sur les ouvrages ont été engagés et se déroulent à ce stade selon le calendrier prévu.

1.3.2 La TRS, dernière étape avant la création d'une place de marché unique

1.3.2.1 Depuis le 1^{er} avril 2015, la TRS réunit les anciens PEG Sud et TIGF

La délibération du 22 mai 2014 a créé un système de type « *trading region* ». Ce système, défini par l'ACER dans son modèle cible européen dès 2011⁸, permet de créer une place de marché commune à plusieurs zones d'équilibrage. Ainsi, depuis le 1^{er} avril 2015, la TRS est composée, d'une part, d'une « *trading region* » comprenant le point d'échange TRS et l'ensemble des points d'interconnexion (points d'interconnexion réseaux (PIR), points d'interface transport stockage (PITS), points d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM)) existants pour chaque zone d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud, et de l'autre, de deux zones de consommation, TIGF et GRTgaz Sud. Ces zones de consommation regroupent l'ensemble des points de livraison vers les consommateurs finals dans les zones d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud.

1.3.2.2 Rappel des mécanismes mis en place par TIGF et GRTgaz pour opérer conjointement la TRS

- Règles de fonctionnement de la TRS

Les transactions sur le PEG commun sont fermes et le gaz échangé est livré au niveau de l'ensemble des points rattachés à la « *trading region* ».

Ces transactions sont nominées auprès de GRTgaz, qui est en charge de la gestion du PEG.

- Gestion de l'équilibrage contractuel et physique

Le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur est calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la « *trading region* ». Pour chaque expéditeur, les GRT répartissent ce déséquilibre global entre les deux zones d'équilibrage en utilisant une clé spécifique à chaque catégorie d'expéditeur.

⁶ Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

⁷ Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

⁸ Modèle cible pour le marché du gaz en Europe mis à jour en 2015

- Gestion des maintenances entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF

La répartition des limitations dues aux maintenances prend en compte le sens du flux de gaz à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF. Si le flux est dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF, les limitations de capacités sont reportées sur la zone TIGF (interconnexions Espagne, injections au PITS Lussagnet). Si le flux est dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud, les limitations de capacité sont reportées sur la zone GRTgaz Sud (liaison Sud vers Nord, injections aux PITS Sud Atlantique et Sud Est).

1.3.2.3 Impact de la fusion des places de marché TIGF et GRTgaz Sud

La fusion des places de marché TIGF et GRTgaz Sud a permis de simplifier l'usage du réseau, l'équilibrage des expéditeurs et a permis l'émergence d'un marché de gros plus liquide à la TRS. L'essor des échanges de gaz au PEG Nord et à la TRS montre le dynamisme du marché de gros et l'augmentation des possibilités d'arbitrage pour les expéditeurs.

Les indices de concentration des marchés de gros du gaz en France HHI (indices de Herfindahl-Hirschmann) ont montré que, depuis 2014, les niveaux de concentrations sur les marchés spot du Nord et du sud de la France sont satisfaisants à l'achat (HHI à un niveau de près de 600 au 1^{er} semestre 2015 au PEG Nord et sur la zone TRS) et moyen à la vente (HHI à un niveau d'environ 1300 au PEG Nord et 1300 sur la zone TRS). Sur les marchés du gaz à terme, les concentrations restent élevées, notamment à la vente, dans le sud de la France⁹.

Enfin, l'intégration du PEG Nord avec les marchés du Nord-Ouest de l'Europe est très bonne. La corrélation des prix avec les autres places de marché de la zone est élevée.

1.3.3 2016-2018 : la préparation de la fusion des zones mobilise l'ensemble des acteurs de marché

1.3.3.1 Le cadre tarifaire relatif à la fusion des zones a été précisé dans la délibération du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6

La structure générale des tarifs de transport de gaz (ATRT6) au moment de la création de la zone unique a été définie par la CRE dans la délibération du 15 décembre 2016¹⁰. Le niveau précis des différents termes tarifaires au moment de la création de la zone unique sera fixé par la CRE dans la délibération fixant l'évolution annuelle au 1^{er} avril 2018, prévue en fin d'année 2017. Le tarif ATRT6 prévoit notamment qu'au 1^{er} novembre 2018, le terme à la liaison Nord-Sud disparaîtra et que le terme de sortie au PIR Pirineos augmentera, mais dans une proportion moindre, afin de refléter la réalité des coûts de transit.

1.3.3.2 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. L'année 2018 sera consacrée 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.

TIGF 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). En 2018, TIGF devra mener les tests, la remise en état et la mise en service de la station de Barbaira et de la canalisation de Gascogne-Midi.

A ce stade, l'objectif de mise en service des ouvrages au plus tard le 1^{er} novembre 2018 est maintenu.

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

- Pour TIGF :

<https://www.tigf.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>

En cas de risque de décalage de la date du 1^{er} novembre 2018, qu'il soit lié aux travaux d'infrastructures ou à la préparation de la mise en œuvre du fonctionnement de la TRF, les transporteurs informeront de manière spécifique les acteurs du marché. La CRE demande aux GRT de travailler et de présenter en Concertation Gaz, les plans alternatifs en cas de retard de mise en service des ouvrages.

⁹ Rapports de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros

¹⁰ Décision de la CRE sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF (dit «ATRT6»)

1.3.3.3 Démarche de définition des règles de fonctionnement de la future zone de marché unique

Dans le cadre du groupe de travail « structure contractuelle du réseau » du 2 juin 2016 de la Concertation Gaz¹¹, les GRT ont présenté dans le détail le projet de création d'une place de marché unique. La création d'un groupe de travail spécifique « place de marché unique » y a été décidée. Dix réunions de ce groupe de travail dédié et quatre réunions dans le cadre du groupe de travail « structure contractuelle du réseau » se sont tenues entre octobre 2016 et juin 2017.

Dans un premier temps, la démarche de travail adoptée lors de ces réunions a consisté à valider les situations de marché envisageables et à modéliser les congestions résiduelles qui pourraient en découler, afin de les anticiper et de pouvoir définir les mécanismes nécessaires pour résoudre ces congestions.

Dans un deuxième temps, les mécanismes possibles pour lever les congestions résiduelles ont été étudiés dans le détail ; les mécanismes les plus pertinents ont été sélectionnés, et les propositions de règles de fonctionnement de la future zone de marché unique ont été présentées.

Les GRT ont mis à la disposition du marché un *serious game*¹² dans lequel les expéditeurs peuvent se projeter dans la future place de marché unique et agir sur leur portefeuille de capacité dans différents scénarios de flux pour tester les différents mécanismes envisagés et évaluer leurs impacts sur les congestions.

Par ailleurs, la CRE a publié, le 30 juin 2017, un outil de simulation construit sur un historique de cinq ans, permettant d'estimer l'occurrence des congestions résiduelles selon différentes hypothèses de flux. Cet outil, accessible sur le site internet de la CRE¹³ permet aux acteurs de marché, en modifiant le niveau de certaines variables (émissions des terminaux méthaniers, consommation des CCCG, nominations à certains points frontières), d'évaluer les limites du système gaz.

¹¹ L'ensemble des présentations et des comptes rendus est disponible sur le [site internet de la Concertation Gaz](#)

¹² [Simulateur Game of Flows](#)

¹³ Accédez à l'outil de simulation des congestions résiduelles sur [le site internet de la CRE](#)

2. FONCTIONNEMENT GENERAL DE LA ZONE UNIQUE

2.1 Conditions d'utilisation des réseaux dans le cadre de la zone unique

Les GRT ont proposé les conditions suivantes d'utilisation des réseaux. Ces dernières ont reçu un accueil favorable en Concertation Gaz comme de la part de l'ensemble des répondants à la consultation publique. La CRE y est favorable.

2.1.1 Un modèle de *trading region* identique à celui de la TRS

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

2.1.2 Disparition du terme à la liaison Nord-Sud

Les GRT continueront à commercialiser des capacités à la liaison Nord-Sud afin de permettre aux expéditeurs d'accéder à la capacité jusqu'à la réalisation de la fusion, conformément à la délibération de la CRE du 3 février 2016¹⁴. En effet, au cours de la consultation publique menée du 11 décembre 2015 au 11 janvier 2016, les acteurs de marché ont montré leur attachement à la visibilité sur les conditions d'accès au Sud du territoire. Cette commercialisation permet d'anticiper la vente des capacités pour les mois au-delà d'octobre 2018, afin de sécuriser leur acheminement et de se prémunir en cas de retard de mise en service des ouvrages nécessaires à la fusion des zones. Les capacités souscrites n'étant facturées pour chaque mois qu'*a posteriori*, cette commercialisation anticipée est sans conséquence.

Ainsi, le produit annuel valable du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 sera mis aux enchères en juillet 2018 ; le produit trimestriel valable du 1^{er} octobre 2018 au 31 décembre 2018 sera mis aux enchères en août 2018, et le produit mensuel valable du 1^{er} octobre 2018 au 31 octobre 2018 sera commercialisé en septembre 2018.

La vente des produits JTS (*Joint Transport Storage*) et *market coupling* (produits commercialisés la veille pour le lendemain) n'aura plus lieu à compter de la veille de la date de création d'une zone de marché unique.

Les capacités Nord-Sud et Sud-Nord disparaîtront ; les détenteurs de capacités, quelle qu'en soit la maturité, ne seront donc plus facturés à compter de cette date. Les expéditeurs n'auront plus à nommer à la liaison Nord-Sud.

2.1.3 Evolutions contractuelles

Les contrats d'acheminement souscrits auprès des GRT sont maintenus. Les clients détenteurs du terme fixe de livraison au PEG Nord ou à la TRS bénéficieront automatiquement d'un accès au PEG, au prix fixe de 500 €/mois et au prix variable de 1 ct€/MWh livré, comme prévu dans la délibération tarifaire ATRT6.

2.1.4 Modification des PITS

Les PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, aujourd'hui rattachés, respectivement, à la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz, fusionneront en un PITS unique, le PITS Atlantique. Dans son dossier soumis à la CRE dans le cadre de la mise à jour de l'ATRT6 au 1^{er} avril 2018, GRTgaz a demandé que cette fusion ait lieu le premier jour de l'année de stockage suivante, soit au 1^{er} avril 2019.

La CRE rendra son avis dans la délibération fixant l'évolution annuelle de l'ATRT6 au 1^{er} avril 2018.

2.2 Zones d'équilibrage et répartition du déséquilibre

GRTgaz fusionnera les zones d'équilibrage Nord et Sud, la zone d'équilibrage TIGF demeurant identique. Les GRT proposent que la répartition des déséquilibres entre la zone TIGF et la zone GRTgaz s'appuie sur la règle adoptée pour la TRS.

Ainsi, le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur serait calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la « *trading region* ». Puis, chaque jour, les GRT répartiraient ce déséquilibre global d'un portefeuille entre les deux zones d'équilibrage, GRTgaz et TIGF. La clé de répartition du déséquilibre serait fonction du type d'expéditeur : fournisseur de client final, importateur/exportateur, *trader* au PEG. Cette clé par type de client permet d'attribuer plus finement le déséquilibre à chaque zone d'équilibrage concernée, pour refléter la responsabilité des expéditeurs dans les actions prises par chacun des GRT pour rétablir l'équilibre. Ainsi, chaque jour :

¹⁴ Délibération de la CRE du 3 février 2016 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

- le déséquilibre d'un expéditeur ayant livré du gaz à des clients finals (expéditeur de type « fournisseur ») serait réparti entre les deux zones d'équilibrage au prorata de ses allocations aux points de livraison. Cette clé est la plus précise, elle tient compte de la localisation des clients finals desservis par les fournisseurs ;
- le déséquilibre d'un expéditeur n'ayant des quantités allouées qu'en entrée et sortie de la TRF aux PIR, PITTM et PITS, c'est-à-dire ne livrant pas de client final, (expéditeur de type « importateur/exportateur ») serait réparti au prorata des allocations en entrée et sortie de la TRF aux PIR, PITTM et PITS. Cette clé est une modélisation simplifiée des flux de gaz, permettant de s'approcher des quantités acheminées sur chacune des zones, GRTgaz et TIGF ;
- le déséquilibre d'un expéditeur ayant exclusivement réalisé des transactions au PEG (expéditeur de type « trader ») serait entièrement affecté à la zone GRTgaz. Dans l'impossibilité d'établir la localisation du gaz livré au PEG, on ne peut affecter le déséquilibre à l'une ou l'autre des zones d'équilibrage. On considère donc par défaut que le déséquilibre de l'expéditeur est tout entier porté par GRTgaz.

Tous les acteurs sont favorables à la proposition des GRT concernant la répartition des déséquilibres au sein de la place de marché unique.

La CRE considère que la clé de répartition proposée par les GRT permet d'une part, la continuité avec la pratique existante au sein de la TRS et donc la simplicité pour les expéditeurs, et d'autre part, une répartition des déséquilibres précise fondée sur les quantités allouées dans chacune des zones d'équilibrage. Elle y est donc favorable.

2.3 Traitement des maintenances dans la zone de marché unique

2.3.1 Amélioration du processus de maintenance

A la demande de la CRE et pour répondre aux besoins des expéditeurs, GRTgaz a lancé en 2016 un comité de minimisation des impacts travaux, qui travaille à l'optimisation des maintenances, avec l'objectif de réduire de 20 % les restrictions de capacités. Deux mesures commerciales ont été prises afin de réduire les restrictions des capacités fermes :

- le relâchement de capacités en J-1 (*day-ahead*) depuis le 1^{er} avril 2017 : le GRT peut offrir aux expéditeurs des capacités antérieurement annoncées comme indisponibles pour cause de maintenances, si le réseau le permet, en *day-ahead* ;
- la création, à l'été 2017, de l'offre *Optiflow*, qui permet de mutualiser les restrictions sur des superpoints travaux (la composition et le fonctionnement des superpoints sont détaillés dans les parties 2.3.3 et 2.3.4.1 ci-après).

En outre, depuis 2016, GRTgaz a allégé ses restrictions pour les fouilles de sécurité et a optimisé ses méthodes de calcul pour les maintenances.

En conséquence, les restrictions appliquées ont diminué de 10 % entre 2016 et 2017. L'objectif annoncé était une réduction de 20 %, mais certaines restrictions de l'année 2017 sont dues à de grands projets de développement, dont l'impact était moindre en 2016. Parmi ces projets, plusieurs sont en lien avec la préparation de la TRF : le rebours à Cruzy et la construction de l'artère de Val de Saône, mais aussi les projets liés à l'obsolescence des automatismes des stations et les projets liés à la nouvelle offre commerciale de rebours à Oltingue. En faisant abstraction de ces travaux, les restrictions auraient diminué de 30 % environ entre 2016 et 2017.

2.3.2 Programmation des travaux

Les règles définies par l'ENTSOG¹⁵ imposent aux GRT de publier leurs programmes de travaux accompagnés de taux de restriction à la maille mensuelle en novembre de l'année précédente.

GRTgaz publie un programme prévisionnel au mois d'août de l'année précédente, puis une publication a lieu en novembre, et fait l'objet d'une mise à jour engageante en février de l'année N.

TIGF publie son programme en novembre de l'année précédente et le met à jour en mars, en même temps qu'est publié le programme de travaux des PITS.

Ces programmes de travaux informent les expéditeurs sur les restrictions qui seraient appliquées aux capacités interruptibles et fermes. Ils permettent aux expéditeurs de mettre en place, au besoin, des solutions d'acheminement alternatives.

Les GRT ont exprimé leur souhait de maintenir inchangé leur processus d'information au marché.

¹⁵ L'ENTSOG a travaillé, depuis 2011, à l'harmonisation des formats et des plannings de publication des travaux sur les réseaux des GRT européens.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique ont estimé leur satisfaction sur les publications des programmes travaux des GRT. Certains acteurs considèrent que ces programmes pourraient gagner en précision.

La CRE constate le bon fonctionnement actuel de la programmation des travaux et est favorable à sa pérennisation dans le cadre de la création de la TRF.

2.3.3 Fonctionnement des « superpoints »

A l'heure actuelle, les travaux réalisés sur les réseaux des GRT affectent la disponibilité des capacités interruptibles, et, dans un second temps, des capacités fermes.

Sur le réseau de GRTgaz, cela se traduit par une réduction des capacités sur chacun des points et notamment sur l'interruptible Nord-Sud lorsque la maintenance concerne le « cœur de réseau ».

A la création de la zone TRS en 2015, TIGF a fait évoluer son offre en introduisant le principe de superpoint regroupant le PITS Lussagnet et le PIR Pirineos.

Un superpoint consiste en un regroupement de plusieurs points (PIR, PITS ou PITTM). La restriction de capacité est alors mutualisée sur l'ensemble des points constituant un superpoint, au lieu d'être appliquée sur chacun des points. Ainsi, un expéditeur qui détiendrait des capacités sur tous les points formant le superpoint pourrait choisir de nommer à hauteur des capacités qui lui sont disponibles sur un seul des points dans la limite de ses capacités souscrites sur ce point, ou bien répartir sa nomination sur plusieurs d'entre eux. Une fois que les expéditeurs détenant de la capacité sur le superpoint ont nommé à hauteur de leur besoin, la capacité restante au sein d'un superpoint est rendue disponible et peut être allouée par surnomination (ou UIOLI)¹⁶ pour les expéditeurs qui souhaiteraient utiliser de la capacité au-delà de leur capacité opérationnelle sur le superpoint. Les superpoints fonctionnent comme des vases communicants, pour maximiser la capacité disponible en fonction des choix des expéditeurs, au lieu d'imposer des taux de restrictions sur chaque point du réseau.

Quatre superpoints travaux ont été mis en place par GRTgaz à l'été 2017. Ces superpoints regroupent les points d'interconnexions suivants :

- PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL
- PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Taisnières H et PIR Alveringem
- PIR Taisnières H + PIR Obergailbach
- PIR Taisnières H + PIR Obergailbach – PIR Oltingue

À compter du 1^{er} novembre 2018, les GRT proposent de créer de nouveaux superpoints selon le schéma ci-dessous. Cette liste est susceptible d'évoluer à l'avenir, notamment pour la gestion des travaux. Les GRT prévoient que des superpoints seraient activés dans le cas où des maintenances affecteraient les flux d'Est en Ouest ou du Sud vers le Nord de leurs réseaux. La composition de chaque superpoint est détaillée au paragraphe suivant.



¹⁶ L'UIOLI permet à un expéditeur de nommer de la capacité au-delà de ses souscriptions. Si la capacité surnominée est disponible (soit en invendue soit parce qu'elle a été souscrite mais n'est pas utilisée par son primo-détenteur), elle lui est allouée.

2.3.4 Répercussion des maintenances

2.3.4.1 Proposition des GRT

GRTgaz propose de répercuter les maintenances 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 (limites N1, N2, N3, NS1 décrites dans le tableau ci-dessous), la restriction mutualisée porte sur les superpoints à l'amont de celle-ci.
- si les travaux sont localisés sur les ouvrages du Sud du réseau de GRTgaz ou sur les ouvrages de TIGF (limites NS2, NS3, NS4, S1 décrites dans le tableau ci-dessous), la restriction mutualisée porte sur les superpoints à l'aval de la limite concernée.

Les « restrictions mutualisées » s'appliquent au prorata des capacités souscrites. Les expéditeurs en sont informés l'année précédente, selon le calendrier de publication des programmes travaux décrit au paragraphe 2.3.2. Elles sont effectives dès le premier cycle de nomination.

En outre, dans les cas exceptionnels où des travaux sont réalisés hors de la période estivale, cette règle doit être déclinée en fonction du niveau de consommation. En effet, lorsque les consommations sont très élevées, restreindre la totalité des capacités aval ne suffit pas à résoudre les congestions pour travaux sur les limites NS2, NS3, NS4 et S1 :

Consommation France (GWh/j)	Été à hiver doux (consommation inférieure à 1750 GWh/j)	Hiver moyen à froid (consommation comprise entre 1750 et 2800 GWh/j)	Hiver très froid (consommation supérieure à 2800 GWh/j)
N1/2/3 et NS1	Amont		
NS2 et NS3	Aval	Amont	
NS4 et S1	Aval		Amont

A titre indicatif, le tableau ci-dessous détaille l'ensemble des limites étudiées ainsi que pour chaque limite, la composition des superpoints amont et aval.

Limites	Superpoint amont	Superpoint aval
N1	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL	
N2	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys ¹⁷	
N3	PIR Virtualys + PIR Obergailbach	
NS1	PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue	
NS2	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest	PITTM Fos + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Lus-sagnet + PITS Atlantique + PITS Sud Est
NS3	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est	PITTM Fos + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Lus-sagnet + PITS Atlantique

¹⁷ Point d'interconnexion virtuel regroupant les points Taisnières H et Alveringem, introduit par la [délibération de la CRE du 2 février 2017 portant décision sur la création d'un point d'interconnexion virtuel \(PIV\) entre la France et la Belgique et l'introduction d'une offre de substitution des capacités groupées par des capacités non groupées](#)



NS4	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est + PITS Atlantique	PITTM Fos + PIR Pirineos + PITS Lussagnet
S1	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est + PITS Atlantique + PITTM Fos	PIR Pirineos + PITS Lussagnet
E01	PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Sud Est + PITTM Fos	PIR Virtualys + PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque GNL + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Atlantique + PIR Lussagnet
E02	PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Sud Est + PITTM Fos + PITS Nord Est + PITS Nord-Ouest + PITTM Dunkerque GNL + PIR Dunkerque + PIR Virtualys	PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Atlantique + PITS Lussagnet

TIGF propose de construire les plans de maintenances au moyen d'une gouvernance commune à l'aide de 3 critères distincts :

- répartition équivalente des occurrences de maintenance à l'amont et à l'aval ;
- répartition équivalente des volumes de capacités restreintes à l'amont et à l'aval ;
- répartition équivalente des volumes de capacités restreintes à l'aval entre tous les PITS

S'il s'avérait que ces critères n'étaient pas respectés, TIGF proposerait une modification de la clé de répartition de la restriction au sein des superpoints travaux, en vue de garantir que les capacités effectives aux PITS du Sud offrent suffisamment de souplesse pour assurer le bon remplissage des stockages.

2.3.4.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Tous les acteurs saluent le principe des superpoints qui permet aux expéditeurs de bénéficier de davantage de flexibilité sur leurs capacités.

Concernant la règle de répartition des maintenances, les acteurs ayant répondu à la consultation publique se sont majoritairement exprimés en faveur de la proposition de GRTgaz. Ces acteurs considèrent qu'il est nécessaire que les règles de départ soient claires et indiquent que la proposition de GRTgaz permettra d'avoir un prix attractif sur le PEG. Ils rappellent que c'est un des objectifs de la création de la TRF.

Certains acteurs sont sensibles aux arguments de TIGF et s'inquiètent de voir les capacités aux PITS et aux PIR du sud de la France trop souvent restreintes. Ils demandent que l'établissement des programmes travaux des GRT fasse l'objet d'une coordination entre GRTgaz et TIGF, dans l'objectif de minimiser l'impact global des maintenances sur la disponibilité des capacités fermes.

La majorité des acteurs souhaite que l'impact des maintenances sur la disponibilité des PIR et des PITS soit suivi et qu'il fasse l'objet d'un retour d'expérience en Concertation Gaz.

2.3.4.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que la mise en œuvre de superpoints est une avancée pour les expéditeurs, en ce qu'elle leur permet de jouir d'une disponibilité accrue des capacités sur les points qui ont leur préférence. Ce système est favorable aux expéditeurs qui détiennent des capacités sur plusieurs points d'un superpoint. Il est également utile à ceux qui n'en détiennent qu'à un point, puisqu'il peut dégager de nouvelles capacités via le mécanisme de sur-nomination (ou d'UIOLI). La CRE est donc favorable à la mise en œuvre de nouveaux superpoints pour gérer l'impact des travaux sur les réseaux de GRTgaz et TIGF.

Concernant les règles de répercussion des maintenances, la CRE rappelle que la création d'une place de marché unique doit permettre, d'une part, de garantir la disponibilité des capacités fermes, et d'autre part, de faire bénéficier l'ensemble des consommateurs d'un prix du gaz attractif. Dans ce contexte, une restriction trop importante des entrées alimentant la France n'est pas souhaitable car elle renchérirait le prix du marché français.

Les chiffres présentés par GRTgaz en Concertation Gaz indiquent que la répartition amont/aval des restrictions telle que proposée par GRTgaz permet une répercussion équilibrée des maintenances entre les points amont et les points aval du réseau français (environ 50 % aval / 50 % amont en volume et en nombre d'occurrences).

La CRE est également sensible à l'inquiétude de TIGF quant à la disponibilité des PITS du Sud et du PIR Pirineos. Elle souhaite que les indicateurs proposés par TIGF soient suivis et utilisés pour informer les expéditeurs de l'impact des maintenances sur la disponibilité des capacités du sud de la France. Elle demande aux GRT d'affiner ces indicateurs et de définir d'éventuels autres indicateurs pertinents avec les acteurs de marché dans le cadre



de la Concertation Gaz. La CRE suivra par ailleurs les taux de réduction appliqués à ces points et un retour d'expérience devra être fait dans le cadre de la Concertation Gaz.

Enfin, la CRE considère qu'une bonne coordination entre les GRT pour l'établissement des programmes travaux est primordiale.

En conséquence, la CRE retient la proposition de GRTgaz comme répartition, par défaut, des maintenances, et demande aux GRT de se concerter lors de l'établissement des programmes travaux, dans l'objectif d'aboutir à la solution la moins contraignante pour les expéditeurs. Dans les cas où ce travail de concertation permettrait d'aboutir à un consensus des GRT sur des solutions minimisant la gêne pour les expéditeurs, les GRT pourront déroger à cette règle par défaut.

Une éventuelle modification ultérieure de la règle de répartition pourrait être envisagée en fonction du retour d'expérience et des demandes du marché.

2.4 Traitement des maintenances dont l'impact est inférieur à 30 GWh/j

Dans le cadre des 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.

Or, une part importante des travaux menés sur les réseaux de transport ont un impact inférieur à 30 GWh/j, qui ne se matérialise aujourd'hui que par une réduction la veille pour le lendemain de la disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud. A titre d'exemple, GRTgaz estime la part de ces « petits travaux » à 50 % de l'ensemble des jours de maintenance sur les programmes travaux de 2016 et 2017.

Les GRT proposent de ne pas appliquer de restriction mutualisée *a priori* lorsque l'impact de la maintenance est inférieur à 30 GWh/j. Ils considèrent que cela générerait un trop grand nombre de restrictions (entre 50 % et 80 % des jours sur les plans de maintenance 2016 et 2017). Ils proposent toutefois d'afficher, dans leurs programmes travaux, le volume de capacité qui ne sera pas disponible, mais sans y appliquer de restriction *a priori*, lors de la définition du programme annuel. Le jour J, si une congestion survenait effectivement, celle-ci serait traitée par des mécanismes de levée des congestions, même si elle est en partie due aux maintenances.

Les GRT estiment le coût d'une telle mesure à environ 2,6 M€ par an.

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables au traitement des maintenances ayant un faible impact par des mécanismes de levée des congestions, tel que proposé par les GRT.

Concernant le seuil proposé de 30 GWh/j, la majorité des acteurs le trouve pertinent. Un acteur souhaite que ce seuil soit porté à 50 GWh/j.

Etant donné que des mécanismes de levée des congestions vont être introduits lors de la création de la zone de marché unique, la CRE considère qu'il serait pertinent de les utiliser pour réduire l'impact des petites maintenances sur les expéditeurs pour lesquelles une restriction mutualisée *a priori* serait trop contraignante. La CRE considère que le seuil de 30 GWh/j est adapté, dans un premier temps.

En outre, la CRE juge indispensable que les programmes travaux continuent à donner aux expéditeurs les informations relatives à toutes les maintenances, même si le choix est fait d'en traiter certaines par des mécanismes de levée des congestions.

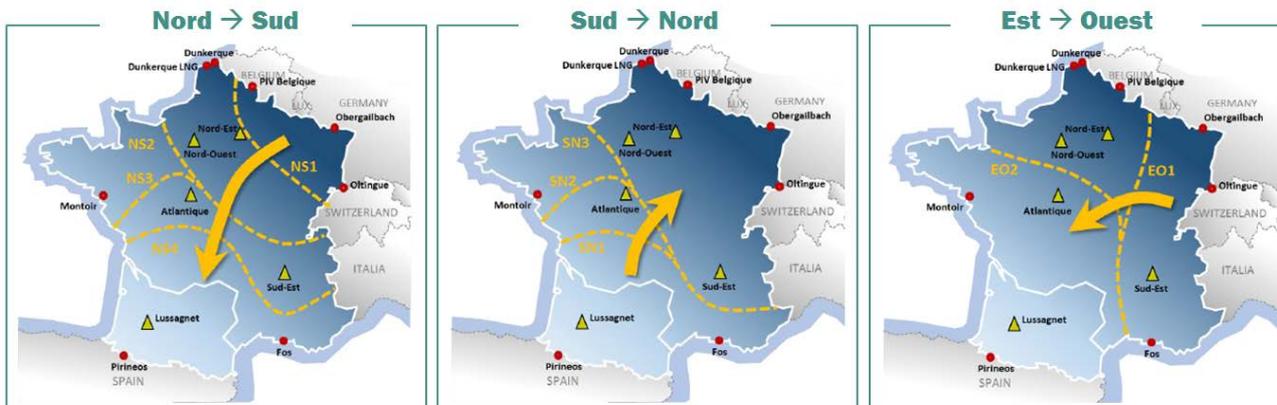
Par ailleurs, la CRE souligne l'importance d'une bonne coordination entre les opérateurs d'infrastructures (GRTgaz, TIGF, Storengy, Elengy, Dunkerque LNG et les opérateurs des réseaux de transport adjacents) pour minimiser l'impact des travaux sur la disponibilité des capacités.

Enfin, la CRE demande qu'un retour d'expérience soit présenté en Concertation Gaz afin de mesurer le coût de cette disposition et d'éventuellement réévaluer le seuil de 30 GWh/j.

3. EVALUATION DES CONGESTIONS RESIDUELLES

3.1 Identification des limites du réseau

Après la mise en service des ouvrages Val-de-Saône et Gascogne-Midi, certaines congestions résiduelles continueront à exister selon les situations de flux. Elles peuvent être de trois types : les congestions Nord-Sud, les congestions Est-Ouest et les congestions Sud-Nord.



Les congestions Nord-Sud correspondent à une situation dans laquelle le prix du GNL est supérieur à celui du gaz en provenance des champs russes et norvégiens. Cela se traduit par une faible utilisation des terminaux méthaniens, notamment de Fos, et par un intérêt pour l'Espagne à importer du gaz depuis la France.

Les congestions Sud-Nord pourraient être rencontrées dans le cas d'un GNL peu cher et très disponible par rapport au gaz venant par tuyaux qui amènerait à un afflux massif de GNL dans les terminaux du sud de la France et depuis l'Espagne. Ce type de schéma d'approvisionnement n'a jamais été rencontré, à ce jour.

Enfin, les congestions Est-Ouest ne pourraient se produire que si des arrivées massives de GNL à Fos et à Dunkerque étaient corrélées à une pénurie de GNL à Montoir et en Espagne. Aucun scénario économique n'a été identifié qui produirait ce résultat.

En collaboration avec les expéditeurs, les GRT ont considéré que les congestions les plus probables lors des prochaines années sont les congestions dans le sens Nord vers Sud. Elles se décomposent en 4 fronts : NS1, NS2, NS3, NS4, tels que décrits sur la carte ci-dessous.

GRTgaz et TIGF ont établi, sous certaines hypothèses, la quantité maximale pouvant transiter par chacun des fronts de congestions. En comparant ces quantités définies aux flux historiques modifiés selon différents scénarios, les GRT sont parvenus à quantifier les occurrences des congestions résiduelles selon ces scénarios.



Les acteurs ayant répondu à la consultation publique ont majoritairement confirmé cette vision partagée dans le cadre de la Concertation Gaz : les congestions dans le sens Nord vers Sud sont les plus susceptibles de se produire à l'avenir.

Certains expéditeurs estiment toutefois que d'autres situations de flux sont envisageables et qu'il est nécessaire que les mécanismes de levée des congestions retenus permettent de lever l'ensemble des types de congestion.

La CRE partage l'analyse des GRT sur les congestions les plus probables dans un contexte de zone de marché unique. En effet, bien que plusieurs types de congestions soient théoriquement possibles, un scénario avec peu de GNL dans les terminaux français et dans la péninsule ibérique, induisant des congestions dans le sens nord vers sud est le plus susceptible de se produire dans les prochaines années.

Les expéditeurs s'étant prononcés dans le cadre de la Concertation Gaz ont partagé cette vision. En conséquence, l'analyse des congestions résiduelles effectuée par les GRT a été centrée uniquement sur des congestions dans le sens Nord vers Sud.

Néanmoins, les mécanismes retenus par la présente délibération sont efficaces dans toutes les configurations de flux.

3.2 Quantification des congestions journalières résiduelles

3.2.1 Description de l'étude

L'objectif de la modélisation est d'analyser les occurrences et les niveaux de congestion en fonction des schémas d'approvisionnement des expéditeurs. Les capacités de transport du Nord vers le Sud restant limitées, les GRT ont choisi de modéliser des scénarios à la fois possibles économiquement et susceptibles de mettre en évidence les congestions résiduelles. Aussi, pour l'étude, les GRT ont retenu exclusivement des scénarios d'approvisionnement impliquant des flux particulièrement importants du Nord vers le Sud, les nombreux autres scénarios d'approvisionnement probables ne présentant pas de risque de congestion.

Les scénarios de flux sont construits sur les données historiques de consommation et de flux aux PIR, PITS et PITM des années 2012 à 2016. Ces flux sont ensuite déformés selon des hypothèses, comme les entrées aux PITM, la consommation des 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 sont augmentés d'autant.

Afin de permettre aux parties prenantes de visualiser les occurrences des congestions avec d'autres hypothèses que celles retenues dans ces deux scénarios, la CRE a publié un simulateur sur son site internet¹⁸. Le simulateur publié par la CRE donne des résultats proches de ceux obtenus par les GRT. Les différences sont dues, d'une part, au fait que la période d'observation prise par les GRT est du 1^{er} septembre 2011 au 31 août 2016 alors que la CRE a considéré des années pleines, et d'autre part, au fait que la CRE a dû faire certaines approximations, notamment sur la consommation des CCCG, afin de ne pas divulguer d'informations commercialement sensibles dans le fichier publié.

Plusieurs scénarios de flux avec des niveaux de tension différents ont été modélisés et présentés par les GRT aux expéditeurs. Pour la suite des travaux en Concertation Gaz, les GRT ont décidé de retenir un scénario dit de référence, qui correspond à une situation tendue du système gaz.

3.2.2 Scénario de référence

3.2.2.1 Hypothèses et résultats

Le scénario dit « scénario de référence » représente une situation tendue. Ce scénario a été retenu dans l'objectif de dimensionner les mécanismes visant à lever les congestions. Ce modèle est « pessimiste » car il place le réseau dans une situation tendue qui ne s'est jamais produite par le passé :

¹⁸ L'outil de simulation est disponible sur le site de la CRE

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

- les limites sont atteintes majoritairement au printemps, en début de période d'injection ;
- pour l'année 2012, des congestions apparaîtraient seulement 3 % des jours, alors qu'en 2016, elles auraient concerné près d'un quart des journées.

Les résultats de ce modèle de flux sont sensibles aux approvisionnements en gaz, à l'utilisation des CCCG et aux injections dans les stockages. Globalement, même dans le cadre du scénario de référence, qui considère des hypothèses tendues, les limites ont une occurrence relativement faible et apparaissent principalement l'été.

Les GRT proposent de mettre en place des mécanismes permettant de traiter ces congestions résiduelles. Le dimensionnement de ces mécanismes dépend du scénario de flux étudié. Dans ce contexte, le scénario tendu dit « scénario de référence » décrit dans le tableau ci-dessus, a été jugé pertinent par les GRT et les expéditeurs en Concertation Gaz.

3.2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Plusieurs acteurs considèrent que le scénario de référence est trop pessimiste. Certains l'estiment malgré tout pertinent car il permet de dimensionner les mécanismes de manière prudente. D'autres considèrent au contraire qu'un scénario plus semblable à la situation actuelle aurait dû être considéré.

3.2.2.3 Analyse de la CRE

Les résultats du scénario tendu, dit « scénario de référence », sont rassurants sur le fait que les congestions résiduelles seraient peu fréquentes et concentrées l'été. De ce fait, elles n'affecteront pas directement l'approvisionnement en gaz des consommateurs. Cependant, certains expéditeurs devront différer leurs injections dans les stockages.

Le scénario dit « scénario de référence » décrit une situation de marché où le GNL est cher, la capacité ferme souscrite à long terme en sortie au PIR Pirineos est utilisée à 100 %, et les CCCG fonctionnent tous les jours au niveau atteint au moins 10 % du temps sur l'été et sur l'hiver. La CRE considère que cette situation est bien plus tendue que ce qui a été observé historiquement. Toutefois, une telle situation est possible en zone fusionnée : la CRE considère qu'étant donné que les dynamiques de marché au sein de la place de marché unique sont incertaines, choisir comme scénario dimensionnant un scénario tendu est un choix prudent.

3.2.3 Scénario extrême ou « crash test »

Le scénario extrême dit « scénario *crash test* », représente une situation extrême. Ce scénario a été paramétré pour tester les limites du système pour prévenir les situations de rupture d'acheminement. Il vise notamment à tester la capacité du système à faire face à l'absence totale de GNL pendant des périodes prolongées couplée à des niveaux d'exportation vers l'Espagne particulièrement élevés.

	Scénario extrême (dit <i>crash test</i>)
Description	Aucune arrivée de GNL en France, forte utilisation des CCCG, sorties Espagne exceptionnellement élevées.
Hypothèses	<p>GNL = absence :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fos : 0 GWh/j • Montoir : 0 GWh/j <p>Flux vers l'Espagne = capacités fermes techniques :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pirineos hiver : 165 GWh/j • Pirineos été : 165 GWh/j <p>CCCG = moyenne des plus fortes consommations :</p> <ul style="list-style-type: none"> • CCCG hiver : 71 % • CCCG été : 62 %
Occurrence des congestions (résultats présentés en Concertation)	30,1 % : 110 jours par an (51 jours en été, 69 jours en hiver)

La majorité des acteurs saluent l'initiative d'avoir considéré un scénario extrême. Ils estiment ce scénario extrêmement peu probable mais nécessaire afin de tester les limites du système. Seul un acteur considère que ce scénario pourrait survenir sur tout ou partie d'une année.

3.3 Remplissage des stockages en aval des congestions en été

3.3.1 Synthèse de l'étude menée par les GRT et présentée en Concertation Gaz

Les nouveaux ouvrages devraient permettre d'augmenter les capacités d'injection dans les stockages du sud de la France (Lussagnet, Saline et Atlantique), via les points d'entrées du Nord, d'en moyenne 50 TWh par an.

Dans le scénario de référence, les capacités mises à disposition tous les jours en été permettent d'injecter plus dans les stockages du sud de la France que les quantités historiquement injectées (2016) à l'aval de chaque limite. Les quantités injectées en été dans les stockages du sud de la France sont suffisantes pour éviter la survenue de congestions en hiver, ou pour permettre leur résolution via les appels au marché, sans risque sur la continuité de l'acheminement.

Dans le scénario extrême, les capacités disponibles permettent d'injecter dans les stockages en été autant qu'en 2016, pas plus. Toutefois, cette étude prend comme hypothèse que les expéditeurs utilisent l'intégralité des capacités d'injection disponibles, alors qu'en réalité, les expéditeurs font des arbitrages économiques au quotidien.

Ainsi, dans le scénario extrême (sans GNL à Fos, CCCG fonctionnant fortement et flux ferme vers l'Espagne durablement à son niveau maximal), les capacités sur le réseau de transport pourraient ne pas être suffisantes pour remplir les stockages du sud de la France à un niveau équivalent à ceux observés dans le passé.

3.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs est satisfaite par l'augmentation des possibilités d'injection dans les stockages du Sud dans le scénario de référence. Ils considèrent que dans la majorité des situations de marché envisageables, les conditions de remplissage des stockages du sud de la France seront meilleures ou équivalentes aux conditions actuelles.

Un expéditeur considère toutefois que les dynamiques d'utilisation des stockages seront très différentes après la création de la place de marché unique. En effet, cet acteur estime que les stockages du Sud seront davantage sollicités qu'actuellement, car ils permettront d'alimenter le nord de la France. De ce fait, cet expéditeur craint que les capacités d'injections au Sud en été soient insuffisantes.

Plusieurs acteurs alertent sur le fait que les stockages du Sud seront moins attractifs que ceux du Nord pour l'année gazière 2018-2019. En effet, le remplissage des stockages se fera en zone TRS alors que le soutirage se fera en zone TRF, et le prix de la zone TRS est historiquement plus élevé par période. Ainsi, TIGF considère que les stockages du sud de la France subiront une perte de valeur de l'ordre d'1 €/MWh et propose qu'elle soit compensée par une solution tarifaire, par exemple par des PITS au nord de la France plus élevés que ceux du sud de la France.

3.3.3 Analyse de la CRE

La CRE considère qu'il est du ressort des expéditeurs d'effectuer les arbitrages économiques pour privilégier ou non le remplissage des stockages du sud de la France en été. L'étude des GRT est rassurante dans la très grande majorité des cas, toutefois elle montre que dans des scénarios extrêmes les stockages en aval des limites peuvent être, en début d'hiver, peu remplis.

De ce fait, la CRE considère qu'un suivi, par les GRT, du niveau de remplissage des stockages du sud de la France est rendu nécessaire et que des mesures correctrices conditionnées doivent être envisagées par les GRT.

Concernant l'année gazière 2018-2019, la CRE constate, comme plusieurs répondants, que l'existence d'un spread Nord-Sud sur les produits de *spread* été-hiver au moment des réservations de stockage est de nature à rendre moins compétitif les stockages de la TRS. Il convient de nuancer ce constat en notant qu'il est peu probable qu'un *spread* PEG Nord - TRS se matérialise en été si les stockages du sud ne sont pas souscrits, la seule consommation de la zone TRS en été n'étant pas suffisante pour saturer durablement la liaison Nord-Sud. De plus, il n'est pas dans l'objectif du tarif de transport de compenser l'éventuelle perte de valeur induite pour les stockages du Sud par la création de la zone unique en cours d'année de stockage, le GRT s'assurant uniquement d'avoir assez de gaz stocké au sud de la France pour assurer la continuité d'acheminement.

La CRE sera néanmoins vigilante à l'évolution de la situation, notamment pendant la période de commercialisation des capacités de stockage au printemps 2018. Elle rappelle que si la réforme du stockage était mise en place dès l'année gazière à venir, les prix de réserve seraient calculés sur la base de valeurs marché et reflèteraient donc cette différence d'attractivité.

4. MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS

4.1 Principes

En cas de survenue ou d'anticipation d'une congestion, des mécanismes seront mis en place par les GRT. L'objectif de ces mécanismes est de garantir l'utilisation de l'ensemble des capacités fermes souscrites par les clients expéditeurs.

Le principe de fonctionnement est, en cas d'apparition d'une congestion, de modifier les flux prévus en amont et/ou en aval de la congestion pour les déplacer dans le temps ou dans l'espace.

Le choix de ces mécanismes, leur dimensionnement, les critères de déclenchement ainsi que les conditions de rémunération des acteurs doivent répondre à un équilibre coût-bénéfice.

4.2 Congestions journalières

4.2.1 Mécanismes retenus

4.2.1.1 Interruption des capacités interruptibles en J-1 et en cours de journée

- **Principes de fonctionnement**

Les GRT commercialisent des capacités interruptibles (capacités de transport de gaz pouvant être interrompues par les GRT). Les critères d'interruption reposent sur les schémas de flux et les contraintes réseaux ; ils sont énoncés dans les Codes Opérationnels de Réseau (CORE), consultables sur les sites internet des GRT¹⁹.

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.

- **Modalités de mise en œuvre**

Sur le réseau de GRTgaz, la capacité technique effective est mise à disposition des expéditeurs à 15h en J-1. Les détenteurs de capacités interruptibles sont donc informés la veille de l'interruption de leurs capacités. Sur le réseau de TIGF, et sur le réseau de GRTgaz pour les capacités rebours, le taux de réduction éventuel est mis à jour à chaque cycle de programmation.

Les règles de calcul des interruptions pourraient être modifiées afin de tenir compte des nouveaux schémas de flux. En particulier, les capacités interruptibles seraient interrompues dans la limite de l'ampleur de la congestion anticipée.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à l'interruption des capacités interruptibles en cas de risque de congestion. En effet, ces acteurs considèrent que c'est la fonction d'une capacité interruptible que d'être interrompue lorsque cela est nécessaire pour le réseau.

Par ailleurs, plusieurs industriels s'inquiètent du fait que cette mesure puisse concerner les capacités interruptibles aux points de livraison.

- **Analyse de la CRE**

Les capacités interruptibles sont commercialisées à un tarif inférieur aux capacités fermes, en contrepartie du risque de voir la capacité interrompue. La CRE considère qu'il serait injustifié de déclencher des mécanismes ayant un coût pour la collectivité avant d'interrompre les capacités interruptibles. La CRE considère donc que l'interruption des capacités interruptibles doit être privilégiée avant le recours à tout autre mécanisme.

La CRE confirme que les points concernés par cette mesure sont ceux qui aggraveraient la congestion, à savoir les entrées amont ou les sorties aval, telles que définies au 4.2.1.5. En effet, en cas de congestion Nord Sud, toute entrée supplémentaire au Nord et toute sortie supplémentaire au Sud viendraient aggraver la situation. Les capacités interruptibles aux points de livraison consommateurs ne sont pas concernées.

4.2.1.2 Non-commercialisation des capacités non-souscrites en J-1 et J

- **Principes de fonctionnement**

Dans le cas où un front de congestion apparaîtrait, les GRT pourraient ne pas commercialiser les capacités non-souscrites sur les points en lien avec la congestion. En effet, dans une telle situation, ces capacités nouvellement vendues ne pourraient pas être garanties par les GRT. De surcroît, si l'augmentation des flux physiques aux points

¹⁹ Le code opérationnel de réseau de GRT est disponible [ici](#), celui de TIGF [ici](#)

concernés était de nature à aggraver la congestion, ne pas vendre des capacités fermes disponibles est un moyen efficace de la limiter.

- **Modalités de mise en œuvre**

La commercialisation des capacités non-souscrites, en J-1 ou en cours de journée serait annulée en cas de besoin. Les GRT devront alerter les expéditeurs des raisons de l'annulation de la vente de court terme, conformément au règlement européen REMIT. De plus, le mécanisme d'*UBI (Use It or Lose It)* ne serait pas activé.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont très majoritairement favorables à la non-commercialisation des capacités fermes non souscrites en J-1 et en J. Ils considèrent qu'il n'est pas opportun de commercialiser ces capacités dans un contexte de congestion au risque qu'elle soit aggravée par l'augmentation des flux aux points concernés, et que cette mesure peut permettre d'éviter d'activer des mécanismes plus coûteux. Cependant, un acteur considère que cette mesure ne doit être appliquée qu'en aval des congestions, toute application sur les points amont pourrait conduire à une désoptimisation de l'utilisation du réseau.

Par ailleurs, un acteur considère que la décision de non-commercialisation de ces capacités devait être prise selon des critères précis fixés en Concertation Gaz avec les acteurs du marché.

- **Analyse de la CRE**

Un expéditeur achetant une telle capacité en situation de congestion a de fortes chances de ne pas pouvoir l'utiliser. La CRE considère donc préférable de ne pas commercialiser les capacités non-souscrites susceptibles d'aggraver une congestion avant de mettre en œuvre des mécanismes de marché. Les points concernés par cette mesure sont ceux qui aggraveraient la congestion, à savoir les entrées amont ou les sorties aval, telles que définies au 4.2.1.5. Les critères selon lesquelles ces capacités ne seraient pas commercialisées seront précisés en Concertation Gaz.

4.2.1.3 Spread localisé

- **Principes de fonctionnement**

A la différence des produits notionnels, livrés à un point d'échange virtuel (PEG Nord, TRS), les produits localisés consistent en un achat ou une vente de gaz livré à un point précis du réseau (par exemple, la transaction porte sur l'achat d'une quantité de 20 GWh, livrée physiquement au PITS Sud-Est). La contrepartie à la transaction doit donc modifier sa nomination à un point donné, dans un temps limité, pour garantir un flux physique de gaz à l'endroit attendu. Aujourd'hui, GRTgaz utilise déjà, de manière expérimentale, ces produits pour couvrir ses besoins en cas de déséquilibre critique du réseau, conformément à la délibération de la CRE du 10 septembre 2015²⁰.

Le *spread* localisé est une déclinaison de ce principe, afin de le rendre applicable aux congestions, qui consisterait, pour le GRT, à contractualiser simultanément un achat de gaz à l'aval de la congestion et une vente de gaz à l'amont. Ces deux opérations résulteraient en une réduction de la quantité transitant à travers le front de congestion. Les deux « jambes » du *spread* localisé pourraient être réalisées avec des expéditeurs différents. L'achat et la vente de gaz étant compensés au PEG entre l'acheteur et le vendeur, les nominations réalisées par les expéditeurs dans le cadre du *spread* localisé entrent dans leurs périmètres d'équilibrage mais sont neutres sur celui-ci : aucun rééquilibrage n'est nécessaire lors d'une participation au *spread* localisé pour autant que pour le contractant, le mouvement physique soit égal à la quantité achetée ou vendue. En effet, la nomination d'un expéditeur en entrée ou en sortie d'un côté ou de l'autre de la congestion est compensée par un mouvement au PEG du ou des GRT qui servent d'intermédiaires avec les nominations réalisées de l'autre côté, strictement identiques en quantité. Ainsi, le mécanisme est neutre sur l'équilibrage de chaque contractant et sur l'équilibrage du réseau dans son ensemble.

- **Modalités de mise en œuvre**

Déroulé des appels d'offres

En cas de risque de congestion dès la veille pour le lendemain et jusqu'en cours de journée, les GRT envisagent de lancer un appel d'offres pour un *spread localisé*, en spécifiant les points appelés à l'amont et à l'aval (ces deux ensembles de points formeront des superpoints), et la quantité appelée en MWh/h.

Les GRT proposent que ces appels d'offres puissent être lancés tout au long de la journée J concernée par la congestion et dès J-1, mais qu'ils soient lancés dans la mesure du possible, en horaires ouvrables, afin de permettre au plus grand nombre de participants de soumettre des offres.

²⁰ Délibération de la CRE du 10 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1er octobre 2015

Les expéditeurs habilités soumettraient des offres, constituées d'un volume et d'un prix (en €/MWh/h), à l'achat en amont de la congestion et/ou à la vente en aval de la congestion. Ces offres seraient soumises de façon anonyme via un écran dédié de la plateforme Powernext.

Si en début d'un cycle, après traitement des nominations, l'indicateur de congestion confirme le besoin des GRT, ceux-ci avertissent les expéditeurs que l'appel d'offres va être activé. Les expéditeurs disposent alors d'un délai pour ajuster ou proposer de nouvelles offres. Les transporteurs sélectionneront les offres les moins chères, jusqu'à atteindre le volume nécessaire. Enfin, les expéditeurs retenus disposeraient de la fin du cycle de renomination pour modifier leur programme. La chambre de compensation ECC jouerait le rôle de contrepartie de chacune des transactions.

Contraintes de renomination

A compter du moment où son offre est retenue, la somme des nominations d'un expéditeur aux points visés ne doit pas :

- en cas d'achat au GRT à l'amont de la congestion : excéder le niveau initial de nomination diminué de la quantité achetée au GRT ;
- en cas de vente au GRT à l'aval de la congestion : passer en dessous d'un niveau défini comme la somme du niveau initial de la nomination et de la quantité vendue au GRT.

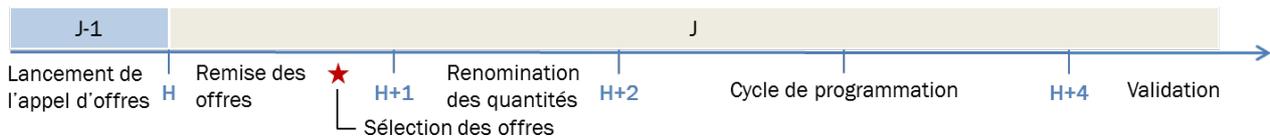
Cette contrainte de renomination, imposée jusqu'à la fin de la journée gazière, est indispensable pour assurer l'efficacité du dispositif : l'expéditeur sélectionné ne peut pas à la fois céder du gaz au GRT donc accepter de lui en livrer à l'aval de la congestion, et dans le même temps réduire sa livraison à l'aval au risque de recréer la congestion.

Délai de lancement de l'appel d'offres et de renomination

Les GRT détectent le besoin d'activer le mécanisme après traitement des nominations en début de cycle. Ils avertissent alors les expéditeurs que le mécanisme est activé. Le temps restant du cycle en cours est partagé en deux périodes égales :

- une première période pour permettre aux expéditeurs d'ajuster ou de poster de nouvelles offres ; cette période s'achève par la sélection des meilleures offres par les GRT ;
- une deuxième période jusqu'à la fin du cycle pour permettre aux expéditeurs sélectionnés de nommer pour le cycle suivant les quantités contractualisées en conséquence.

Les quantités contractualisées sont ainsi prises en compte au cycle suivant l'activation du mécanisme et programmées deux heures plus tard. Les GRT devront donc intégrer dans leur processus un besoin de stock en conduite pour maintenir le réseau en conditions opérationnelles au moins deux heures, délai entre l'arrivée de la congestion et l'effet du mécanisme.



Pénalités en cas de non-respect des contraintes

Les GRT proposent d'appliquer une pénalité au cas où un expéditeur allocataire de l'appel d'offres ne respecterait pas les modalités susmentionnées. Cette pénalité serait proportionnelle au volume concerné et valorisée au prix de la transaction, majoré de 25 %.

Fonctionnement selon le front de congestion

Le spread localisé peut porter sur tous les points d'entrée du réseau : injection aux PITS, émissions aux PITM, entrée aux PIR, et un grand nombre de points de sortie : soutirage aux PITS et sortie aux PIR. De ce fait, ce dispositif est efficace sur tous les fronts de congestion, notamment les fronts Nord-Sud :

	Offre possible à l'amont de la congestion	Offre possible à l'aval de la congestion
Congestion NS1	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution des entrées au PIR Taisnières H - Diminution des entrées au PIR Obergailbach - Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, Saint-Avold, Pont-sur- 	<ul style="list-style-type: none"> - En été : diminution des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique, Sud-Est ou Lussagnet. En hiver : augmentation des soutirages aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique, Sud-Est ou Lussagnet



	<p>Sambre, Toul, Bouchain)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Augmentation des sorties au PIR Oltingue 	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation des entrées au PIR Dunkerque - Augmentation des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG, Montoir ou de Fos - Diminution des sorties aux PIR Jura et Pirineos - Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigolfe, Cycofos, DK6, Martigues, Montoir, Gennevilliers, Montereau)
Congestion NS2	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution des entrées au PIR Taisnières H - Diminution des entrées au PIR Obergailbach - Diminution des entrées au PIR Dunkerque - Augmentation des sorties au PIR Oltingue - En été : augmentation des injections aux PITS Nord-Est et Nord-Ouest. En hiver : diminution des soutirages aux PITS Nord-Est et Nord-Ouest. - Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG - Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, DK6, Saint-Avoid, Pont-sur-Sambre, Toul, Bouchain, Gennevilliers, Montereau) 	<ul style="list-style-type: none"> - En été : diminution des injections aux PITS Atlantique, Sud-Est ou Lussagnet. En hiver : augmentation des soutirages aux PITS Atlantique, Sud-Est ou Lussagnet - Augmentation des émissions aux PITTM de Montoir ou de Fos - Diminution des sorties aux PIR Pirineos et Jura - Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigolfe, Cycofos, Martigues, Montoir)
Congestion NS3	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution des entrées au PIR Taisnières H - Diminution des entrées au PIR Obergailbach - Diminution des entrées au PIR Dunkerque - Augmentation des sorties aux PIR Oltingue et Jura - En été : augmentation des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest et Sud-Est. En hiver : diminution des soutirages aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest et Sud-Est. - Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG ou de Montoir - Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, DK6, Saint-Avoid, Pont-sur-Sambre, Toul, Bouchain, Gennevilliers, Montereau) 	<ul style="list-style-type: none"> - En été : diminution des injections aux PITS Atlantique ou Lussagnet. En hiver : augmentation des soutirages aux PITS Atlantique ou Lussagnet - Augmentation des émissions au PITTM de Fos - Diminution des sorties au PIR Pirineos - Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigolfe, Cycofos, Martigues, Montoir)
Congestion NS4	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution des entrées au PIR Taisnières H - Diminution des entrées au PIR Obergailbach - Diminution des entrées au PIR Dunkerque - Augmentation des sorties aux PIR Oltingue et Jura - En été : augmentation des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique et Sud-Est. En hiver : diminution des soutirages aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique et Sud-Est 	<ul style="list-style-type: none"> - En été : diminution des injections au PITS Lussagnet En hiver : augmentation des soutirages aux PITS Lussagnet - Augmentation des émissions au PITTM de Fos - Diminution des sorties au PIR Pirineos - Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigolfe, Cycofos, Martigues)

	<ul style="list-style-type: none"> - Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG ou de Montoir - Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, DK6, Saint-Avold, Pont-sur-Sambre, Toul, Montoir, Bouchain, Gennevilliers, Montereau) 	
--	--	--

En cas d'atteinte de plusieurs congestions simultanément, les offres seraient possibles sur les points à l'amont de la congestion la plus en amont et sur les points l'aval de la congestion la plus en aval pour une quantité égale au maximum des besoins pour chacune des congestions atteintes.

Participation des opérateurs d'infrastructures et des consommateurs

Le tableau ci-dessus comprend également les CCCG. En effet, les GRT proposent de les inclure dans les appels d'offres sous réserve de faisabilité technique. Ces sites soumettent d'ores et déjà un programme horaire, qui servirait de repère pour contrôler la réduction ou l'augmentation de leur consommation, mais ne font pas l'objet de nominations.

De même, les GRT proposent d'étudier la possibilité pour les expéditeurs en charge de la fourniture de gaz pour les sites industriels de participer aux appels d'offres portant sur des *spreads* localisés. Leur offre consisterait à réduire la consommation de gaz d'un site situé à l'aval de la congestion, sans modifier les nominations en entrée. A l'heure actuelle, ces sites ne soumettent pas de programme horaire de consommation. Les modalités de mises en œuvre devraient donc être précisées dans le cadre de la Concertation Gaz et seraient soumises à la CRE.

Enfin, un opérateur de stockage a fait état, en Concertation Gaz, de son souhait de participer aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé.

Coût du mécanisme

Le coût annuel du *spread* localisé est fortement variable, en fonction :

- du nombre de jours de congestion ;
- du volume des congestions ;
- des prix proposés par les expéditeurs.

Les simulations ci-dessous s'appuient sur les simulations de fréquence et de volume réalisées au moyen de l'outil mis à disposition des expéditeurs sur le site de la CRE. Elles prennent pour hypothèse la couverture complète du volume nécessaire pour lever les congestions simulées par un *spread* localisé. Le prix utilisé est uniformément de 3€/MWh en été et de 10€/MWh en hiver, une approximation validée par les travaux en Concertation bien qu'elle reste schématique.

Scénario considéré	Coût annuel estimé du <i>spread</i> localisé
Scénario tendu dit « de référence » (38 jours de congestion par an)	1,3 à 10,7 M€
Scénario extrême (110 jours de congestion par an)	16,9 à 64,6 M€

Plafond de prix

Les GRT proposent de mettre en place un plafond de prix, au-delà duquel les offres ne pourraient être sélectionnées même si le besoin n'est pas couvert. Si le prix des offres dépassait ce prix plafond, les GRT seraient contraints d'avoir recours à la restriction mutualisée pour résoudre la congestion.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**
 - Recours au *spread* localisé

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables au recours à des *spreads* localisés pour lever les congestions résiduelles. Ils considèrent que c'est la solution la plus satisfaisante et la moins coûteuse pour la communauté. Ils saluent le travail réalisé en Concertation Gaz pour aboutir à un tel produit.

- Modalités opérationnelles



La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable aux modalités opérationnelles relatives à l'appel des *spreads* localisés proposées par les GRT.

Certains acteurs souhaitent que l'intervention des GRT ait lieu au moment où la liquidité des marchés est la plus importante, soit entre 13h et 17h30.

Plusieurs acteurs sont satisfaits de la proposition de poster des offres en €/MWh/h, car cela permet à des petits acteurs n'ayant pas un *dispatching* continu de poster une offre sans devoir la revoir chaque heure de la journée. A l'inverse, un acteur exprime sa préférence pour des offres en €/MWh/j afin de respecter le format des offres de Pownext.

– Information en J-1

Les réponses à la consultation publique sont majoritairement en faveur de laisser la possibilité aux GRT de déclencher des appels d'offres en J-1, et de permettre aux expéditeurs de déposer une offre dès que l'appel d'offres est lancé. Plusieurs expéditeurs souhaitent que cet appel d'offres en J-1 soit lancé avant 18h, afin de laisser la possibilité à tous les acteurs de répondre au cours des heures ouvrées.

Deux acteurs considèrent qu'en J-1, les programmations des expéditeurs sont encore approximatives et que les GRT devraient se limiter à informer le marché sur le risque de congestion. Un troisième acteur estime que les prix donnés en réponse à l'appel d'offres en J-1 seront probablement « hors marché ».

– Participation des CCCG des industriels et des opérateurs de stockage

La grande majorité des acteurs est favorable à la participation des CCCG au mécanisme de *spread* localisé. Ils estiment que les CCCG sont des consommateurs importants et flexibles à même d'aider le système en cas de survenue d'une congestion.

La majorité des acteurs est favorable à ce que soit étudiée la possibilité pour les industriels de répondre au mécanisme de *spread* localisé. Ces acteurs estiment que les industriels peuvent contribuer à soulager le réseau en cas de congestion. Plusieurs acteurs soulignent que la mise en œuvre d'une telle mesure est à travailler car les industriels ne soumettent pas de programme horaire de consommation.

Concernant la participation des opérateurs de stockage au mécanisme de *spread* localisé, les avis sont partagés. Une partie des réponses considère que la seule responsabilité des opérateurs de stockage est de commercialiser à des prix compétitifs les flexibilités de leurs ouvrages afin que les expéditeurs puissent en tirer la plus grande valeur, y compris en participant à des appels d'offres sur des *spreads* localisés. D'autres acteurs souhaitent que les opérateurs de stockage puissent mettre à disposition leur gaz en stock, notamment le gaz de performance.

– Prix plafond

La majorité des acteurs souhaite qu'aucun prix plafond ne soit appliqué dans le cadre des *spreads* localisés. Ils considèrent en effet qu'un prix plafond viendrait biaiser ce mécanisme : si aucun des expéditeurs n'est prêt à remettre une offre inférieure au prix plafond, c'est qu'ils considèrent que les quantités de gaz détenues à l'aval des congestions ont une valeur supérieure.

Certains acteurs estiment qu'un prix plafond est nécessaire, ne serait-ce que pour éviter les erreurs de saisie, mais qu'il doit être défini à un niveau très élevé.

• **Analyse de la CRE**

– Recours au *spread* localisé

La CRE observe que le *spread* localisé est un outil simple, économique, efficace sur l'ensemble des fronts de congestion et ouvert à un grand nombre d'expéditeurs. Elle est donc favorable à l'utilisation du mécanisme de *spreads* localisés dans le cadre de la place de marché unique.

– Modalités opérationnelles

La CRE considère que la contrainte sur la renomination est essentielle pour permettre l'efficacité du mécanisme : elle permet d'assurer que le gaz va effectivement être livré en aval de la congestion et retiré en amont.

La CRE considère que l'intérêt du *spread* localisé repose en grande partie sur sa simplicité d'utilisation pour tous les expéditeurs. Ainsi, la remise d'offres en €/MWh/h pourrait permettre aux acteurs de poster une offre plusieurs heures à l'avance sans se soucier du prorata temporis. De même, privilégier la mise en œuvre du mécanisme en heures ouvrées, et de préférence entre 10h et 18h est de nature à concentrer le maximum de répondants. La plateforme Pownext est bien connue de la plupart des acteurs de marché, l'utilisation de sa chambre de compensation permet le transfert de l'énergie d'un acteur à l'autre anonymement et sans risque.

La CRE est favorable aux modalités proposées par les GRT pour le fonctionnement du *spread* localisé.

– Information en J-1

La CRE considère que lancer les appels d'offres en J-1 et autoriser les expéditeurs à déposer une offre dès que l'appel d'offres est lancé permettrait aux expéditeurs d'anticiper les besoins des GRT et de répondre en plus grand nombre. En effet, en cas de besoin en début de journée gazière, un appel d'offres serait lancé hors heures ouvrées et peu d'acteurs seraient en mesure d'y répondre. Néanmoins, les données à dispositions des GRT étant imprécises en J-1, la CRE souhaite que des appels d'offres lancés la veille pour le lendemain soient exceptionnels et limités aux cas où les GRT anticipent de graves tensions sur le réseau.

Les lancements des appels d'offres en J-1 devront dans la mesure du possible être réalisés avant 18h. En dehors de situations exceptionnelles, les offres ne pourront être sélectionnées qu'en J.

– Participation des CCCG des industriels et des opérateurs de stockage

La CRE considère que ce mécanisme n'est efficace qu'à la condition qu'un nombre suffisant d'expéditeurs puissent y répondre. Elle est favorable à ce que les CCCG et les industriels y participent via leurs expéditeurs. Les modalités précises de participation de ces acteurs doivent encore être travaillées dans le cadre de la Concertation Gaz.

La CRE juge que l'apport des opérateurs de stockage au bon fonctionnement de ce mécanisme doit en priorité passer par une offre commerciale dynamique, qui permet aux expéditeurs souscripteurs de capacités de stockage de valoriser leur flexibilité. Il n'est pas économiquement justifié de conserver des capacités ou des flexibilités pour le seul usage des congestions, une valeur supérieure pouvant être atteinte en les commercialisant.

– Prix plafond

La CRE considère qu'il est nécessaire de fixer un prix plafond afin de limiter le risque, d'une part, d'une erreur de saisie, et d'autre part, dans un marché naissant, d'un prix très élevé à cause d'un nombre réduit d'offres pour certaines enchères. Ce plafond doit être suffisamment élevé pour faire émerger un signal prix reflétant les tensions du réseau et constituer un réel attrait pour les participants potentiels. Un plafond de prix élevé sera fixé par les GRT, en concertation avec la CRE. Si, en l'absence de biais de marché, celui-ci devait être atteint, il sera nécessaire de questionner son niveau.

La CRE demande aux GRT de poursuivre leur travail en Concertation Gaz afin d'associer les expéditeurs à la mise en œuvre opérationnelle du *spread* localisé.

4.2.1.4 Accords avec les opérateurs d'infrastructures adjacents

• **Principes de fonctionnement**

Pour un même schéma contractuel, la répartition des flux entre différents points physiques peut avoir un impact sur la gestion du réseau, c'est pourquoi, GRTgaz a parfois recours à des optimisations (« *swaps* ») entre opérateurs, sur la base des efforts raisonnables de chacun. Ce principe pourrait être utilisé pour résoudre, au moins partiellement, une congestion.

En particulier, GRTgaz pourrait solliciter Fluxys pour réduire les flux en entrée à Taisnières H et faire passer un flux équivalent en entrée à Alveringem, en cas de survenue d'une congestion NS1. Le front de congestion étant situé de part et d'autre des deux PIR, cet accord permettrait de soulager la congestion NS1. L'utilisation d'un tel mécanisme serait sans incidence sur les autres limites, puisque les quantités livrées à l'amont de NS2, NS3 et NS4 demeureraient inchangées.

De même, un tel accord pourrait être imaginé avec Storengy lorsque des sites d'un même PITS sont à cheval sur des fronts de congestion : PITS Nord-Est pour NS1, PITS Sud-Est pour NS3 et NS4.

• **Modalités de mise en œuvre**

La possibilité de réaliser de tels *swaps* inter-opérateurs dépend des capacités nominées au point contractuel et des contraintes propres à chacun des deux opérateurs. Il n'est donc pas garanti dans toutes les conditions.

• **Synthèse des réponses à la consultation publique**

Tous les acteurs sont favorables à ce que les GRT puissent recourir à des accords avec les opérateurs adjacents leur permettant d'optimiser leurs flux. Un acteur souhaite cependant que cela ne donne lieu à aucune contrepartie financière.

• **Analyse de la CRE**

Ce mécanisme s'inscrit dans le cadre d'un accord inter-opérateurs. Sans contrepartie financière, il est conditionné aux efforts raisonnables des deux parties.

La CRE considère que l'accord avec Fluxys est efficace pour lever la congestion NS1 sans contraindre les expéditeurs ni générer de surcoût pour la communauté. De ce fait, la CRE est favorable à son utilisation prioritaire dans

le cas où une congestion NS1 surviendrait, sous réserve de sa faisabilité au moment considéré. La CRE demande aux GRT de travailler avec les autres opérateurs, notamment les opérateurs de stockage, afin de pouvoir résoudre d'autres fronts de congestions sans impacter les expéditeurs.

4.2.1.5 Restriction mutualisée des nominations en situation de congestion

- **Principes de fonctionnement**

Dans le cas où l'ensemble des autres mécanismes sollicités ne parviendraient pas à lever la congestion, les GRT ne seraient pas en mesure d'assurer les acheminements et seraient contraints de procéder à des restrictions des nominations. Dans ces cas de dernier recours, les capacités fermes devraient être partiellement interrompues.

- **Modalités de mise en œuvre**

Ce mécanisme permet de garantir le non-dépassement d'une limite, soit en restreignant les entrées en amont de la limite, soit en restreignant les sorties à l'aval de la limite.

Ce mécanisme s'appliquerait seulement en cas de nécessité et en dernier recours, c'est-à-dire après l'échec des autres mécanismes. Les GRT appliqueraient une restriction de nominations globale mutualisée, au prorata des capacités souscrites, sur les points d'entrée en amont de la limite, ou sur les points de sortie à l'aval de la limite (maille superpoint). Les expéditeurs seraient alors libres d'utiliser leurs capacités, dans leur limite individuelle sur chaque point et dans leur limite globale sur la somme des points.

Le recours à ce mécanisme aurait lieu en cours de journée, une fois que l'échec des autres mécanismes à lever la congestion serait constaté. Tant que les réponses aux appels d'offres permettent de couvrir le besoin exprimé, la restriction mutualisée n'est pas utilisée. Lorsque les appels demeurent sans réponse, ou lorsque les réponses ne suffisent pas à couvrir le besoin, alors les GRT cessent le processus et déclenchent une restriction mutualisée des nominations lors du cycle suivant.

Les GRT ont présenté les volumes (en GWh/j) qui devraient être interrompus pour traiter les congestions, en fonction du choix d'interrompre les capacités en amont ou en aval, et en fonction de la consommation France. L'objectif des GRT est de limiter le volume des capacités à interrompre pour résoudre une congestion. Toutefois, cette règle doit être déclinée en fonction du niveau de consommation. En effet, à partir d'un certain niveau de consommations, restreindre la totalité des capacités aval ne suffit pas à résoudre les congestions NS2, NS3 et NS4. Il apparaît alors que :

- pour la NS1, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en amont de la congestion ;
- pour la NS2, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en aval de la congestion de l'été à l'hiver doux, à l'amont de l'hiver moyen à l'hiver très froid ;
- pour la NS3, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en aval de la congestion de l'été à l'hiver doux, à l'amont de l'hiver moyen à l'hiver très froid ;
- pour la NS4, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en aval de la congestion de l'été à l'hiver froid, à l'amont en cas d'hiver très froid.

Consommation France (GWh/j)	Été à hiver doux (consommation inférieure à 1750 GWh/j)	Hiver moyen à froid (consommation comprise entre 1750 et 2800 GWh/j)	Hiver très froid (consommation supérieure à 2800 GWh/j)
NS1	Amont		
NS2 et NS3	Aval	Amont	
NS4	Aval		Amont

- **Rémunération**

Les GRT souhaitent qu'en cas de restriction mutualisée, aucune compensation financière ne soit accordée aux expéditeurs pénalisés.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**

La majorité des acteurs est favorable à permettre aux GRT de recourir, dans des cas exceptionnels, aux restrictions mutualisées. Cependant, de nombreux acteurs demandent que ces restrictions soient indemnisées.

Par ailleurs, un acteur souhaite que les restrictions mutualisées interviennent après l'utilisation par les GRT du stock de sécurité. Un autre acteur a contesté la possibilité de mettre en place des restrictions mutualisées des nominations en avançant que de telles mesures n'étant pas fondées sur le marché ne pouvaient être déclenchées que dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'urgence gaz (PUG) lequel est institué par l'arrêté du 28



novembre 2013 portant adoption du plan d'urgence gaz pris en application du règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

- **Analyse de la CRE**

Quels que soient les mécanismes de marché adoptés, la CRE considère qu'il est essentiel de définir un mécanisme de dernier recours en cas d'échec de ceux-ci. La restriction mutualisée apparaît comme la solution de dernier recours la moins contraignante pour les expéditeurs.

En effet, la mutualisation des restrictions présente l'avantage de laisser à chaque expéditeur disposant de capacités à plusieurs points en amont ou en aval de la congestion une marge de décision quant aux points à privilégier. De même, un expéditeur ne disposant de capacité qu'à un point du superpoint peut bénéficier d'un taux de disponibilité supérieur, en utilisant le mécanisme de surnomination (ou l'UIOLI), si les autres points du superpoint sont moins sollicités par d'autres expéditeurs.

La CRE n'est pas opposée, par principe, à l'indemnisation des restrictions mutualisées. Néanmoins, la CRE considère, qu'indemniser les expéditeurs concernés par la restriction mutualisée pourrait limiter les chances de succès des appels d'offres sur le *spread* localisé : un expéditeur pourrait préférer le niveau d'indemnisation défini *ex ante* aux prix fixés par l'appel d'offres. De plus, si la restriction mutualisée devait faire l'objet d'une indemnisation, il conviendrait de déterminer quels expéditeurs en bénéficient, ainsi que le niveau de celle-ci. La CRE considère donc que la proposition des GRT de restrictions mutualisées est pertinente, s'agissant d'un mécanisme de dernier recours dont l'usage devra être exceptionnel, pour résorber la congestion et que le choix de ne pas rémunérer celles-ci est également pertinent.

En outre, les restrictions mutualisées ont vocation à s'appliquer pour gérer des congestions physiques et ne visent pas à traiter une détérioration de l'état d'approvisionnement en gaz. En conséquence, la mise en place de cette mesure n'est pas régie par les dispositions du plan d'urgence gaz.

Enfin, la CRE rappelle que le stock de sécurité des GRT ne doit être utilisé que pour de graves crises d'approvisionnement. Il n'a pas vocation à résoudre les congestions journalières.

4.2.2 Mécanismes non retenus

4.2.2.1 Synthèse des mécanismes non retenus

Plusieurs mécanismes, étudiés dans le cadre de la Concertation Gaz, n'ont pas été retenus par les GRT dans leur proposition. Ces mécanismes sont les suivants :

- le *swap* stockage, qui consiste à injecter et soutirer du gaz dans les stockages situés de part et d'autre du front de congestion. Les GRT auraient conclu un contrat avec les opérateurs de stockage, portant sur un produit annuel constitué de capacités de soutirage ultra rapides. Le gaz aurait été acheté ou loué par les GRT ;
- le rachat de nomination, qui permet de gérer l'atteinte d'une limite en sollicitant les capacités d'arbitrage des expéditeurs pour modifier leur schéma d'approvisionnement un jour donné. Le rachat de nomination par les GRT aurait concerné tous les points d'entrée situés à l'amont d'une limite ou tous les points de sortie situés à l'aval d'une limite ;
- la conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ou en capacités « point à point ». L'offre de capacité des GRT comporte des capacités fermes et des capacités interruptibles, en fonction des conditions d'utilisation du réseau de transport. Deux nouveaux types de capacité auraient pu être introduites : les capacités conditionnelles pouvant être interrompues en cas de congestion ; les capacités « point-à-point », ne pouvant être utilisées que pour certaines routes d'acheminement.

4.2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

- *Swap* stockage

La grande majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique juge ce mécanisme trop onéreux pour être retenu. Ils rappellent que le service fourni par le *swap* stockage pourra l'être par les expéditeurs à condition que l'offre des opérateurs de stockage soit flexible et adaptée.

Seuls deux expéditeurs souhaiteraient que le *swap* stockage soit retenu. L'un considère que son caractère certain et transparent pour les expéditeurs aurait fait de ce produit la meilleure solution pour lever les congestions. Un autre expéditeur estime que les *spreads* localisés ne suffiront pas à résoudre les congestions et que le *swap* stockage aurait été un bon mécanisme complémentaire.

- Rachat de nomination

Les acteurs se sont majoritairement exprimés défavorablement au mécanisme de rachat de nomination. Ils considèrent en effet que ce mécanisme s'apparente au *spread* localisé mais qu'il serait moins efficace.

Seul un acteur aurait souhaité que ce mécanisme soit retenu, notamment afin que les GRT puissent commercialiser les capacités fermes non vendues après avoir racheté des capacités équivalentes aux expéditeurs qui les détiennent.

- Capacités « point à point »

La majorité des répondants estime que le mécanisme de capacités point à point serait complexe, inefficace sur la majorité des limites et qu'il ne doit pas être retenu.

Un acteur aurait toutefois souhaité qu'il soit mis en place, notamment car il permet d'agir sur la limite NS1.

4.2.2.3 Analyse de la CRE

- Swap stockage :

La CRE rappelle que, bien que le *swap* stockage soit efficace sur les limites NS2, NS3 et NS4, les dimensionnements proposés par les GRT (50 GWh ou 35 GWh) ne permettraient pas de couvrir l'intégralité des congestions puisque certaines dépassent largement ces seuils (jusqu'à 180 GWh selon la modélisation des GRT). De ce fait, le *swap* stockage, s'il était retenu, ne suffirait pas à lui seul, et devrait être complété par un mécanisme de court terme.

En outre, le *swap* stockage exige d'être souscrit à l'avance, ce qui pose, d'une part, un problème de coût, et d'autre part, la question de son dimensionnement. Par définition, celui-ci sera imparfait : surdimensionné, il constituerait un coût inutile pour la collectivité, sous-dimensionné, il conduirait au recours obligatoire à d'autres mécanismes de court-terme.

Le *swap* stockage tel qu'il est proposé par les opérateurs de stockage représente en outre une désoptimisation du fonctionnement des stockages. En effet, le mécanisme envisagé consiste à réserver un produit à une unique utilisation en cas de congestion, privant ces capacités de leur valeur pour d'autres usages (équilibre, sécurité d'approvisionnement).

Pour ces raisons la CRE est défavorable à l'utilisation du *swap* stockage tel qu'envisagé par les GRT et les opérateurs de stockage.

- Rachat de nomination :

La CRE considère que l'efficacité de ce mécanisme est incertaine. En effet, le rachat de nomination n'agit que d'un côté de la limite. En outre, ce mécanisme présente le risque d'être inefficace à résorber la congestion dans les cas où l'expéditeur concerné se rééquilibre au PEG et si la contrepartie achemine le gaz depuis le même point d'entrée. Ces deux écueils sont évités par le *spread* localisé, qui s'appuie sur une logique similaire à celle du rachat de nomination : rémunérer un acteur pour qu'il modifie son acheminement.

De ce fait, le rachat de nomination n'apparaît pas efficace, et la CRE considère que sa mise en œuvre doit être écartée au profit de celle du *spread* localisé.

- Capacités « point à point »

La conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles est possible sur le plan opérationnel, sur les points amont, sur les capacités d'injection-soutirage au stockage et aux capacités d'exports : PIR Oltingue et Piri-neos. Pour être efficace, ce mécanisme exigerait de convertir un volume important de capacité, puisque son dimensionnement ne se fait pas en fonction de l'utilisation un jour donné (les nominations) mais de façon théorique, *a priori*, pour contraindre les flux afin de lever une hypothétique congestion. En conséquence, l'intégralité des capacités existantes non souscrites et une partie des capacités existantes déjà souscrites devraient être converties en capacités conditionnelles. Plus on s'éloigne des points d'entrée, plus le volume de capacité à convertir pour assurer l'efficacité du dispositif est grand.

Le coût du mécanisme et la contrainte pour les utilisateurs du réseau seraient donc disproportionnés si ce mécanisme devait être retenu pour les congestions localisées loin des points d'entrée du réseau (NS2, NS3 et NS4). En conséquence, la conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ne pourrait raisonnablement s'appliquer que pour traiter la NS1.

Sur le principe, la CRE n'est pas favorable à la création de nouvelles typologies de capacité, en plus des capacités fermes et interruptibles. En effet, un nouveau type de capacité dont l'affermissement serait fonction de nouveaux critères entraînerait une complexité accrue pour les utilisateurs du réseau. De plus, le choix de contraindre *a priori*, sur le long terme, l'utilisation du réseau, n'est pas privilégié par la CRE. Le modèle de la zone de marché unique est de permettre aux expéditeurs d'acheminer du gaz de toute provenance dans toute la zone, sans écart de prix.

En conséquence, la CRE considère que la conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ou point à point doit être écartée.

4.2.3 Synthèse

La CRE considère que les mesures à disposition des GRT, permettant de résorber les congestions sans surcoût pour la communauté des expéditeurs et sans dégrader l’offre de capacité ferme, doivent être mises en œuvre de manière prioritaire. Aussi, en cas de survenue d’une congestion qui pourrait être aggravée par l’augmentation des flux à un point donné, les capacités interruptibles doivent être interrompues. Puis, les capacités fermes disponibles ne doivent pas être commercialisées. Néanmoins, si la congestion est localisée en NS1 et si les conditions le permettent, la CRE privilégie le recours au mécanisme inter-opérateur avec Fluxys, également sans coût pour la collectivité.

Si nécessaire, une fois ces mesures mises en œuvre, et pour tous les fronts de congestion, la CRE est favorable au recours par les GRT au *spread* localisé. La CRE considère que le *spread* localisé permet en théorie de résoudre l’ensemble des congestions pour autant que les acteurs de marché y répondent. Dans cette optique l’unicité du mécanisme de marché permet de ne pas disperser la liquidité.

Enfin, en cas d’échec à couvrir leur besoin par le *spread* localisé, et en dernier recours, les GRT procéderont à une restriction mutualisée.

	NS1	NS2	NS3	NS4
En cas de contrainte journalière	<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 		
En cas d’échec des mécanismes susmentionnés	Restriction mutualisée			

4.3 Règles de déclenchement des mécanismes

4.3.1 Proposition des GRT

4.3.1.1 Système d’alerte continue

- Prévision J+5

Les GRT proposent de publier une prévision à cinq jours, pour informer le marché des risques identifiés d’occurrence des congestions. Cette prévision serait actualisée tous les jours, en fonction des données météorologiques, des prévisions de consommation et des programmes d’émission aux terminaux méthaniers.

- Alerte de court terme

Les GRT proposent qu’à compter de J-1, à chaque cycle de nomination, une surveillance soit effectuée pour qualifier la situation en fonction notamment des prévisions de consommation et des outils inter-opérateurs disponibles.

L’indicateur de congestion prend en compte le dernier cycle de nomination, les prévisions de consommation telles qu’établies par les GRT et l’état du réseau (disponibilité des accords inter-opérateurs, maintenances, qui déterminent, sans être exhaustifs, le niveau de l’alerte rouge).

- Si la situation ne présente aucun risque imminent de survenue d’une congestion, elle est classée vert.
- Si les GRT anticipent la survenue proche d’une congestion, elle est classée orange.
- Si la congestion est avérée, l’alerte rouge est donnée.



- Si les GRT ne sont pas en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement à cause de la congestion identifiée, l'alerte violette est déclenchée.

Le tableau ci-dessous serait donc mis à jour pour chaque superpoint à chaque cycle de nomination, pour refléter les meilleures prévisions de consommation des GRT, et publié sur les sites publics des GRT.

Date	J+2 : 17/10/17	J+3 : 18/10/17	J+4: 19/10/17	J+5 : 20/10/17
NS1				
NS2				
NS3				
NS4				

4.3.1.2 Actions associées par niveau d'alerte en J-1

Les GRT proposent que les actions suivantes soient déclenchées, en fonction du niveau d'alerte :

- La veille (J-1) à 14h, si le niveau d'alerte est rouge, les capacités interruptibles aux points affectés par la congestion sont interrompues.
- La veille (J-1) après 14h, si l'alerte est orange, les GRT lancent un appel d'offres portant sur le *spread* localisé. Les expéditeurs soumettent leurs offres mais les GRT ne les sélectionnent pas encore, dans l'attente d'une évolution favorable de la congestion. Si l'alerte est rouge, les capacités interruptibles sont interrompues et les capacités non-souscrites ne sont pas commercialisées pour la journée à venir uniquement sur les points contraints du côté du traitement de la limite (c'est-à-dire du côté de l'application de la restriction mutualisée décrit en 4.2.1.5) : entrées amont ou sorties aval.

4.3.1.3 Actions associées par niveau d'alerte en J

Les GRT proposent que les actions suivantes soient déclenchées, en fonction du niveau d'alerte :

- Le jour même (J), à partir de 6h :
 - si l'alerte est orange, les GRT lancent un appel d'offres portant sur le *spread* localisé ;
 - si l'alerte est rouge, les capacités interruptibles aux points affectés par la congestion sont interrompues, les capacités non-souscrites ne sont pas commercialisées et les GRT appellent les expéditeurs à finaliser leurs offres puis sélectionnent les offres transmises au préalable par les expéditeurs.
- En cas d'alerte violette, en plus des mesures activées dès l'alerte orange, les GRT procèdent à la restriction mutualisée des nominations sur les superpoints concernés. Ce niveau d'alerte ne devrait être atteint qu'en cas d'échec des mécanismes de levée des congestions.



	J-1		J
	14h	Après 14h	
Vert	Pas d'action		
Orange	Pas d'action	Lancement d'un appel d'offres <i>spread</i> localisé	Lancement d'un appel d'offres <i>spread</i> localisé
Rouge	Coupure de l'interruptible	<ul style="list-style-type: none"> - Coupure de l'interruptible - Non commercialisation des capacités non-souscrites - Lancement d'un appel d'offres <i>spread</i> localisé 	<ul style="list-style-type: none"> - Coupure de l'interruptible - Non commercialisation des capacités non-souscrites - Lancement d'un appel d'offres <i>spread</i> localisé - Appel à mise à jour des offres <i>spread</i> localisé puis sélection des offres sur le <i>spread</i> localisé
Violet	N/A		Restriction mutualisée

4.3.2 Réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable aux règles de déclenchement des mécanismes proposées par les GRT. Ces règles sont, selon certains d'entre eux, clairement définies et doivent assurer le juste niveau d'information pour les expéditeurs pour éviter tout effet d'aubaine. D'autres acteurs ont livré des observations concernant, d'une part, le délai de prévision à J+5 qui pourrait, selon l'un d'entre eux, s'étendre à J+8, et d'autre part le préavis d'interruption des capacités interruptibles qui devrait être plus long.

4.3.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que les règles de déclenchement des mécanismes proposées par les GRT sont globalement satisfaisantes, mais doivent être précisées sur certains points en Concertation Gaz. La Concertation est également le lieu pour que les expéditeurs fassent part de leurs observations, afin que celles-ci soient prises en compte, dans la mesure du possible, par les GRT. La CRE demande ainsi aux GRT de travailler en Concertation Gaz aux règles de déclenchement précises des mécanismes de levée des congestions (préavis d'interruption et de non commercialisation des capacités et enchaînement précis de lancement des actions).

4.4 Informations mises à disposition des expéditeurs pour évaluer le risque de congestion

4.4.1 Proposition des GRT

4.4.1.1 Un an à l'avance : programmation des maintenances

Le programme travaux de GRTgaz est publié en août de l'année précédente puis mis à jour en novembre de l'année N-1 pour l'année N. Celui de TIGF est publié en novembre de l'année N-1 pour l'année N. Les programmes travaux de référence sont publiés en février de l'année N pour GRTgaz et en mars pour TIGF, et peuvent être aménagés jusqu'à deux mois avant la date des travaux. Chaque mois M-2, les taux journaliers de réduction de capacité sont publiés pour le mois M. Ces taux sont ensuite actualisés jusqu'en J-5 sous la forme d'une fourchette. Le taux de restriction final est connu en J-1 à 15h.

Ces publications seront maintenues inchangées. Les programmes affichent le volume de capacité qui sera restreint aux points et aux superpoints correspondants.

Les travaux dont l'impact sur la disponibilité des capacités est inférieur à 30 GWh/j figureront dans ces programmes, bien qu'ils ne donneront pas lieu à la mise en œuvre de restrictions mutualisées *a priori*.

4.4.1.2 En prévision de l'hiver, publication saisonnière du « winter outlook »

Jusqu'en 2016, les opérateurs publiaient au mois d'octobre une prévision des conditions d'exploitation du réseau pour l'hiver. Dès 2017, et pour les années suivantes, les GRT ont anticipé cette publication en l'avançant au mois de mai, afin de donner une meilleure visibilité au marché pendant la campagne d'injection des stockages. La publication du « winter outlook » en date du 31 mai 2017 est disponible sur les sites internet de GRTgaz²¹ et de

²¹ [Winter outlook 2017](#)



TIGF²². Cette publication sera ensuite mise à jour en octobre afin d'affiner la prévision au regard du taux de remplissage des stockages et des prévisions climatiques.

4.4.2 Réponses à la consultation publique

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables au dispositif d'information proposé par les GRT. Ils souhaitent cependant que les GRT poursuivent leurs efforts pour améliorer la précision des informations publiées.

Certains acteurs souhaitent que les prévisions d'occurrence des congestions et les indisponibilités qui leur sont liées soient publiées par les GRT, en complément du programme travaux et du *winter outlook*. Ils rappellent également que le *winter outlook* ne doit pas être le résultat des analyses unilatérales des GRT, les acteurs de marché doivent pouvoir participer à son élaboration.

Enfin, plusieurs acteurs souhaitent que la présentation et la publication des programmes de maintenances soient réalisées en commun entre les deux GRT.

4.4.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable au dispositif d'information proposé par les GRT, elle considère que c'est un préalable indispensable à la gestion des congestions.

Concernant le *winter outlook*, la CRE demande aux GRT d'étudier la possibilité d'inclure les acteurs de marché dans son élaboration.

En outre, la CRE souhaite que les GRT se coordonnent pour préparer et présenter leurs plannings de maintenance. En effet, en zone unique, les maintenances de chaque GRT auront des répercussions sur l'offre des opérateurs adjacents.

4.5 Suivi du niveau de remplissage des stocks à l'aval des congestions et moyens d'actions éventuels

4.5.1 Proposition des GRT

4.5.1.1 Objectif d'un suivi du niveau de remplissage des stockages en aval des fronts de congestion

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 pourraient compter est le stockage, dans la limite du débit correspondant au remplissage des sites situés à l'aval des congestions.

Dans ce contexte, les GRT proposent de mettre en œuvre un suivi quotidien 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.

Ce suivi permettrait d'anticiper un niveau de remplissage des stockages insuffisant pour garantir le débit nécessaire à traiter les congestions qui pourraient survenir à court-terme. Le niveau de remplissage ainsi suivi correspondrait au volume permettant d'assurer le débit journalier nécessaire à lever une congestion, et en aucun cas à celui nécessaire à assurer la continuité d'alimentation, qui relève de la responsabilité des fournisseurs.

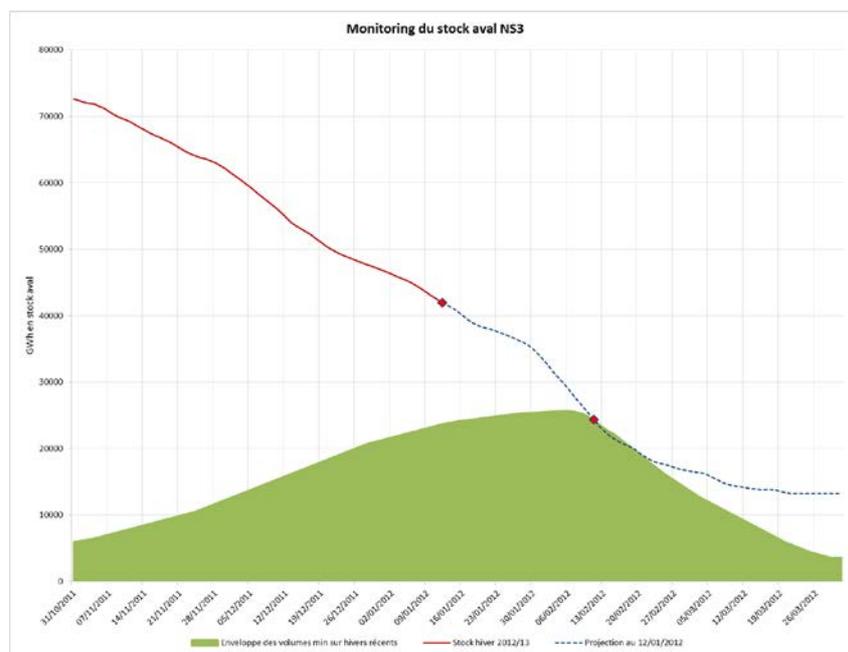
4.5.1.2 Principes du suivi du remplissage des stocks avals

Les GRT envisagent de fonder un tel suivi sur les principes décrits ci-dessous, qui devront être précisés en Concertation Gaz.

- En début d'hiver, les GRT établissent, pour chaque jour de l'hiver, le débit minimal qui doit pouvoir être soutiré des stockages afin de pouvoir acheminer le gaz à l'aval des congestions, en l'absence de tout GNL à Fos et Montoir, et dans une situation d'exportations soutenues vers l'Espagne. Ce débit permet de calculer un niveau de stock minimal nécessaire. Dans la mesure où le volume de gaz en stock est supérieur à ce volume minimal, en cas de survenue de congestion, les GRT savent qu'ils pourront disposer d'offres en réponse à un éventuel *spread* localisé. Ce volume minimal est figuré par la courbe verte dans le graphe ci-dessous.

²² Winter outlook 2017 sur le site de TIGF

- Chaque jour de l'hiver, compte tenu du gaz effectivement en stock à date (ligne rouge ci-dessous), les GRT proposent de calculer une projection des volumes de gaz en stock sur le reste de l'hiver à l'aval de chaque congestion, dans un scénario « extrême ». Cette projection, figurée par la ligne en pointillés bleus, tient compte :
 - à court terme, des consommations prévues en fonction de la météo, du programme d'émission des terminaux GNL et sur les stocks de GNL présents ;
 - à long terme, d'un scénario « extrême » (hiver très froid, forte consommation des CCCG, pénurie de GNL, fortes exportations vers l'Espagne).



4.5.1.3 Actions mises en œuvre pour assurer le niveau de remplissage des stocks aval nécessaire à la levée des congestions

Si, au-delà d'un mois, les volumes projetés de gaz en stock sont inférieurs aux volumes minimaux calculés par les GRT, les GRT envisagent alors de manière simultanée :

- d'avoir éventuellement recours à des *spreads* localisés pour limiter le soutirage des stockages en aval du front de congestion ;
- d'interrompre, de manière temporaire, la commercialisation des capacités interruptibles en aval des congestions. Cette situation serait figurée par un croisement à horizon supérieur à 1 mois de la courbe verte et de celle en pointillés bleus.

Ces mesures seraient maintenues tant que les projections de volumes de gaz en stock au-delà d'un mois sont inférieures aux volumes minimaux de gaz en stock calculés en début d'hiver par les GRT.

Enfin, si la projection du niveau de remplissage anticipe, à horizon 1 mois, que le niveau de remplissage sera insuffisant à assurer le débit nécessaire en sortie des stockages, les GRT pourraient déclencher un appel d'offres pour contractualiser un *flow commitment* afin d'assurer l'arrivée de gaz en aval des congestions (GNL à Fos, imports Espagne vers France et éventuellement moindres exports France vers Espagne). Cette situation serait figurée par un croisement à horizon inférieur à 1 mois de la courbe verte et de celle en pointillés bleus.

4.5.2 Réponses à la consultation publique

La grande majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable au suivi du niveau de remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion au cours de l'hiver. Ils considèrent qu'un tel dispositif est important pour anticiper les situations tendues à moyen terme. Ils demandent néanmoins que ce sujet soit finement étudié en Concertation Gaz afin de définir le scénario de flux sur lequel reposeront les prévisions de remplissage. Un acteur considère que ce suivi ne doit pas se limiter à l'hiver mais être étendu à l'été.

Par ailleurs, un acteur n'est pas favorable à ce suivi, il considère qu'il implique le déclenchement de mécanismes coûteux sur la base de scénarios peu probables.

Concernant les actions à mettre en œuvre pour assurer le niveau de remplissage des stocks aval nécessaire à la levée des congestions, la majorité des acteurs y est favorable mais considère qu'elles doivent être approfondies en Concertation Gaz. Les délais de déclenchement de ces actions doivent, selon certains acteurs, être étudiés avec prudence pour s'assurer que celles-ci ne soient déclenchées que lorsqu'elles sont indispensables. Un acteur considère par ailleurs que le *flow commitment* devrait être mis en place avant le recours au *spread* localisé.

4.5.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que le dispositif proposé par les GRT est de nature à prévenir les situations critiques de congestions à moyen terme mettant en risque la continuité de l'acheminement. Une telle situation, même très peu probable, doit être anticipée, c'est pourquoi la CRE est favorable à ce qu'un suivi soit mis en œuvre.

Elle partage l'analyse des GRT sur le caractère coûteux et peu efficace de mettre en œuvre des mesures avant le début de l'hiver, mais considère que le suivi doit pouvoir déclencher des mesures adéquates en cas de risques pour la continuité d'acheminement liés au dimensionnement du réseau.

Par ailleurs, la CRE considère que le suivi vise à assurer exclusivement la continuité de l'offre d'acheminement ferme. De ce fait, la CRE juge qu'il n'est pas envisageable de recourir à des mécanismes de marché pour assurer l'offre interruptible.

En conséquence, il convient, dans un premier temps, en cas de risque sur la continuité d'acheminement à moyen terme :

- d'interrompre, de manière temporaire, la commercialisation des capacités interruptibles en aval des congestions ;
- d'avoir éventuellement recours à des *spreads* localisés pour limiter le soutirage des stockages en aval du front de congestion.

Dans un second temps, des mécanismes de marché doivent être envisagés si la situation demeure critique. Par exemple à l'horizon d'environ 1 mois, le recours à un *flow commitment* pourrait permettre la résolution d'une telle situation.

La CRE considère, au vu des coûts potentiels à engager pour le lancement d'un *flow commitment*, que la mise en place de celui-ci avant le *recours au spread* localisé n'est pas pertinente. Il n'est envisageable de lancer un appel d'offres pour contractualiser un *flow commitment*, que si le mécanisme de *spread* localisé qui est moins coûteux, échoue à maintenir un niveau suffisant de remplissage des stocks avals.

La CRE considère que le dispositif de suivi du niveau de remplissage des stocks à l'aval des congestions et les moyens d'actions éventuels doivent être travaillés en Concertation Gaz et détaillés afin de définir leur fonctionnement exact, notamment sur les indicateurs suivis, les hypothèses considérées, les moyens à mettre en œuvre et les échéances associées.

4.5.4 Principes de l'engagement de flux (*Flow commitment*)

- **Principes de fonctionnement**

Le *flow commitment* vise à compléter les mécanismes courts terme, lorsque ceux-ci sont inopérants, c'est-à-dire lorsque les niveaux de stocks des stockages aval sont insuffisants.

L'engagement de flux (*flow commitment*) est un mécanisme de moyen terme qui consiste en un contrat entre les GRT et un ou plusieurs expéditeurs, qui s'engageraient à livrer, ou éventuellement à ne pas enlever, une quantité de gaz déterminée à un endroit donné du réseau. Les flux seraient garantis pendant une période déterminée à l'avance.

- **Modalités de mise en œuvre**

A la différence du *spread* localisé, le *flow commitment* est un mécanisme de moyen terme. Il est contractualisé sur la base d'un appel d'offres avec un préavis plus long (environ 1 mois) et sur une durée prédéfinie (par exemple 1 mois également), sur le superpoint aval de la congestion (hors soutirage stockage). En effet, le gaz stocké dans les stockages aval est mobilisable par les mécanismes de court terme (*spread* localisé et restrictions mutualisées).

Le gaz livré dans ce cadre resterait propriété de l'expéditeur, qui ne serait rémunéré que pour l'amener au point donné dans le délai imparti. Il resterait ainsi dans le périmètre d'équilibrage de l'expéditeur, qui pourrait l'utiliser

à sa guise (consommation sur la zone, injection dans les stockages autres que les stockages à l'aval de la congestion, export vers un pays voisin, revente au PEG).

- **Réponses à la consultation publique**

La majorité des acteurs s'est exprimée favorablement à ce que le mécanisme de *flow commitment* soit étudié pour les cas de menace sur la continuité d'acheminement à moyen terme. Ils considèrent qu'un tel mécanisme serait efficace pour acheminer du gaz à l'aval des congestions, notamment lorsque les stockages du sud de la France sont insuffisamment remplis. Plusieurs expéditeurs alertent néanmoins sur le coût potentiellement élevé d'un tel mécanisme et rappellent que ses modalités doivent être travaillées en concertation avec le marché.

Seuls deux acteurs sont opposés à ce que ce mécanisme soit retenu. Ils considèrent qu'un tel mécanisme serait très coûteux pour les expéditeurs et que son utilité est incertaine.

- **Analyse de la CRE**

L'intérêt du *flow commitment* est de disposer d'une garantie de livraison du gaz sur une zone, de façon anticipée, à un prix convenu à l'avance. En particulier, cette anticipation pourrait permettre de cibler ce mécanisme sur les émissions de GNL à Fos ou sur les flux au PIR Pirineos. En effet, les mécanismes de court terme sollicités, soit le jour même soit la veille pour le lendemain, ne s'appuient que sur la flexibilité immédiatement mobilisable par les expéditeurs. Au contraire, l'engagement de flux est compatible avec les délais propres à la chaîne d'approvisionnement du GNL.

Comme précisé, sur la base de l'historique de remplissage des stockages du sud de la France situés à l'aval de toutes les congestions, les GRT estiment que, dans le scénario de référence, il y aura suffisamment de gaz pour répondre aux appels de *spread localisés*. Néanmoins, dans l'hypothèse d'un niveau de remplissage particulièrement bas des stockages en aval des congestions, si nécessaire, un appel au *flow commitment* pourrait permettre d'assurer la continuité d'acheminement à moyen terme.

La CRE demande aux GRT de travailler en Concertation Gaz aux modalités précises qui s'appliqueraient à un *flow commitment* éventuel.

5. COUVERTURE FINANCIERE DES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS

5.1 Propositions des GRT : création d'un compte de neutralité à recouvrement rapide

5.1.1 Coûts induits par la gestion des congestions

Les opérateurs proposent que les coûts induits par la gestion des congestions soient comptabilisés dans un compte de recouvrement, le compte de neutralité congestion. Celui-ci serait facturé aux expéditeurs à une fréquence mensuelle, en M+2, sur la base d'une clé de répartition journalière dépendant des quantités livrées en France et transitées aux interconnexions.

Les GRT proposent que cette clef de répartition s'appuie sur l'utilisation du réseau principal. Les coûts engagés pour chaque journée gazière seraient répartis au prorata des flux net de sortie du réseau principal vers les PIR et vers le réseau régional.

GRTgaz propose également une option alternative dans laquelle les flux en sortie vers les PITS seraient intégrés au calcul de la clé de répartition pour les mécanismes de court terme.

5.1.2 Coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux »

GRTgaz souhaite que les coûts de gestion des congestions les jours de travaux soient couverts de la même façon que les coûts de gestion des congestions hors travaux. TIGF considère au contraire que les coûts doivent être isolés et traités séparément.

5.2 Alternative : couverture des coûts dans le tarif ATRT6

5.2.1 Principe de fonctionnement

Le tarif ATRT6 prévoit que « dans le cas où, sur la base du (des) mécanisme(s) ayant fait l'objet d'une consultation du marché et approuvé(s) par la CRE, les GRT devraient conclure des contrats avec des contreparties pour assurer la résorption de congestions résiduelles consécutives à la création de la place de marché unique, les charges et recettes additionnelles correspondantes seront prises en compte lors de l'évolution annuelle du tarif. »

Les coûts supportés par les GRT pourraient ainsi être intégrés au tarif, sous la forme d'une trajectoire annuelle. Cette trajectoire serait définie dans la délibération portant mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2018, en tenant compte de l'évaluation du coût des mécanismes et des estimations de leur fréquence d'occurrence. Les acteurs de marché seraient appelés à se prononcer sur la fixation de la trajectoire dans le cadre de la consultation publique qui sera lancée à l'automne 2017.

Dans un premier temps, les écarts à la trajectoire seraient intégrés à 100 % au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), afin de lisser la charge en cas de variation forte des coûts d'une année sur l'autre. Ce compte est apuré annuellement, du montant des écarts lissé sur quatre ans.

5.2.2 Réponses à la consultation publique

La majorité des expéditeurs est favorable à l'alternative proposée par la CRE, à savoir une couverture par le tarif de transport des coûts de congestion engagés par les GRT. Certains expéditeurs rappellent qu'il n'est pas possible de distinguer les acteurs responsables des congestions qui devraient en assumer les coûts et qu'il est donc logique que ces coûts soient mutualisés entre tous les acteurs de marché dans le tarif de transport.

Plusieurs expéditeurs indiquent que la création d'un compte d'apurement mensuel dédié aux congestions complexifierait l'offre des GRT et introduirait un manque de visibilité sur les factures d'acheminement.

Par ailleurs, ils rappellent que les coûts de gestion des congestions se substituent à des coûts d'investissement par les GRT, et qu'à ce titre, ils doivent être couverts par le tarif de transport.

Néanmoins, deux expéditeurs indiquent préférer la solution proposée par GRTgaz et TIGF.

Enfin, les GRT maintiennent leur demande de créer un compte d'apurement mensuel. Ils estiment que l'imprévisibilité des coûts de congestion justifie un apurement mensuel et limite le risque de générer de fortes hausses tarifaires via le CRCP. Par ailleurs, ils rappellent qu'un compte d'apurement mensuel permet de ne pas les exposer à un risque de trésorerie.

5.2.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que l'utilisation d'un compte de neutralité présente l'avantage d'une couverture rapide des dépenses des GRT au titre des congestions. Elle considère néanmoins qu'un tel compte de neutralité avec facturation mensuelle rajoute de la complexité pour les expéditeurs.

La couverture des coûts dans le tarif ATRT se justifie par leur nature : les mécanismes mis en œuvre permettent de réduire l'investissement dans le développement de nouveaux ouvrages. Ces dépenses évitées auraient été couvertes par le tarif, de ce fait, il apparaît pertinent de les couvrir de la même façon.

De surcroît, à ce jour, les expéditeurs n'ont pas d'obligation contractuelle de contribuer à lever les congestions et ne disposent pas toujours des moyens nécessaires pour ce faire. Il n'y a donc pas lieu de leur répercuter les coûts induits de façon individuelle, comme le permet le compte de neutralité utilisé pour l'équilibrage.

Enfin, cette solution a l'avantage de la simplicité. Elle permet aux GRT de recouvrer les coûts induits par la gestion des congestions tout en protégeant les expéditeurs d'une forte variation, les montants étant lissés sur quatre ans. La CRE y est donc favorable. Ainsi, le tarif de transport prévoira une trajectoire de coûts de congestion, et les écarts entre la trajectoire réelle et la trajectoire prévisionnelle seront couverts par le mécanisme du CRCP.

6. MESURES SPECIFIQUES A L'HIVER 2017-2018

La configuration actuelle du réseau de transport ne permet pas d'alimenter le Sud-Est du territoire par l'Espagne ou la zone TIGF. En hiver, la consommation de la zone Sud-Est est telle que l'artère du Rhône n'est pas suffisante pour couvrir toute la consommation : des flux depuis Fos ou les stockages du Sud-Est sont donc nécessaires. En l'absence de flux en provenance de Fos ou des stockages, la zone Sud-Est peut être congestionnée : GRTgaz ne peut y acheminer tout le gaz nécessaire, même s'il y a suffisamment de gaz en zone TRS.

6.1 Une congestion Sud-Est s'est produite au cours de l'hiver 2016-2017

L'hiver 2016-2017 a été marqué par une congestion Sud-Est, provoquée par de faibles approvisionnements en GNL à FOS dans le sud de la France, couplés avec une consommation importante dans cette zone.

Pour compenser ce manque de GNL, les stockages du Sud-Est ont été fortement utilisés, d'autant plus que les températures sont devenues très basses dès la fin du mois de décembre. Les stockages salins ont ainsi atteint un niveau de remplissage inférieur à ce qui était observé les années antérieures.

Bien que la pénurie de GNL ait entraîné une hausse des prix de la TRS au sud de la France en janvier 2017 et qu'in fine l'approvisionnement GNL ait été plus important en février et mars, un certain nombre de jours en janvier, GRTgaz a alerté les expéditeurs d'une congestion Sud-Est mettant en péril l'alimentation des clients localement.

Pour résoudre cette congestion, GRTgaz a eu recours à des Avis d'Instructions Opérationnelles à six reprises (pour un total de 188 GWh). Le stock de sécurité a été utilisé durant 11 jours (pour 210 GWh au total).

6.2 Evaluation du risque de congestion pour l'hiver 2017-2018

La construction des ouvrages permettant de créer une place de marché unique n'étant pas achevée, le risque de congestion Sud-Est pour l'hiver 2017-2018 subsiste.

En outre, les GRT anticipent un risque de congestion Nord. La congestion Nord se traduit par un déficit local qui apparaît en cas de :

- forts approvisionnements au Nord (PIR et PITTM Dunkerque, Obergailbach, Taisnières H) ;
- faibles soutirages aux PITS Nord-Ouest et Nord-Atlantique ;
- faibles émissions depuis le terminal de Montoir ;
- forte sollicitation de la liaison Nord-Sud.

Une telle congestion conduit à saturer les transits au sein de la zone Nord dans le sens nord vers sud. Deux fronts de congestion peuvent apparaître, en amont et en aval de la région parisienne.

Les fronts de congestion qui pourraient apparaître à l'hiver 2017-2018 figurent sur la carte ci-dessous :



6.3 Solutions pour faire face au risque de congestion

6.3.1 Une information renforcée des acteurs

Les GRT souhaitent améliorer l'information donnée aux acteurs de marché sur la situation de tension du réseau, afin de leur permettre de prendre des mesures adéquates.

GRTgaz et TIGF ont publié conjointement leur observatoire des conditions de marché à l'hiver (*Winter Outlook*) en mai 2017 au lieu de novembre habituellement. Cette première publication sera mise à jour en novembre.

Si des tensions apparaissaient sur le réseau, les GRT communiqueraient, d'une part, via leur site public (Smart GRTgaz et tign.fr), et simultanément par des communiqués envoyés à leurs clients expéditeurs (ShipOnline).

6.3.2 Les GRT disposent de leviers pour éviter une situation de congestion

En cas de survenue d'une congestion à l'hiver 2017-2018, GRTgaz procéderait de façon similaire au déroulé envisagé pour la zone unique, à l'interruption des capacités interruptibles là où cette réduction des flux est utile. En cas de congestion Sud-Est ou Nord, la part interruptible des capacités à la liaison Nord-Sud serait donc tout ou partie interrompue si elle permet de réduire la congestion.

Par ailleurs, les GRT pourraient modifier le flux à Cruzy. Les dérogations à la règle de répartition des flux à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF seront poursuivies en tant que de besoin. Pour créer un flux rebours à Cruzy, certaines infrastructures réalisées pour préparer la zone de marché unique pourraient être utilisées – ces flux pourraient atteindre au maximum 35 GWh/j. Des essais de performance des installations devront être conduits. Cette offre de TIGF n'est disponible que sous réserve des conditions climatiques. Son coût est estimé à 20 k€/jour.

6.3.3 Utilisation du spread localisé pour l'hiver 2017-2018

Les GRT proposent, en cas de survenue d'une congestion à l'hiver 2017-2018, d'avoir recours à l'achat de *spread* localisé. Ce mécanisme, décrit au paragraphe 4.2.1.3, consiste en un achat-vente simultané d'un produit localisé de part et d'autre du front de congestion. Ce produit garantit donc que le gaz excédentaire en amont du front de congestion soit enlevé et que simultanément, la même quantité de gaz soit acheminée en aval du front de congestion.

Les GRT proposent que les conditions opérationnelles de déclenchement et de sélection des offres soient identiques à celles proposées dans le cadre de la création d'une zone de marché unique, telles que décrites au paragraphe 4.2.1.3. De même, les contraintes et pénalités applicables aux candidats seraient les mêmes que celles proposées ci-avant. Les modalités d'appel d'offres et les obligations de renomination seraient identiques à celles du produit localisé pour l'équilibrage. Les points appelés diffèrent néanmoins de ceux prévus à compter du 1^{er} novembre 2018. A l'hiver 2017-2018, les GRT proposent que les appels d'offres sur les *spreads* localisés portent sur les points figurant dans le tableau ci-dessous :

Congestion	Variante	Aval (= achat par GRTgaz)	Amont (= vente par GRTgaz)
Congestion Nord	Nord 1	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque + PITTM Montoir + PITS Nord-Est* + PITS Nord-Ouest + PITS Nord-Atlantique (+ liaison Nord-Sud)	PIV Virtualys+ PIR Obergaibach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est*
	Nord 2	PITTM Montoir + PITS Nord-Est* + PITS Nord-Ouest + PITS Nord-Atlantique (+ liaison Nord-Sud)	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque + PIV Virtualys + PIR Obergaibach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est*
Congestion Sud-Est	Sud-Est 1	PTTM Fos + PITS Sud-Est**	PITS Sud-Est** + PIR Jura + PITS Sud-Atlantique + PITS Lussagnet + PIR Pirineos (+ liaison Nord-Sud)
	Sud-Est 2	PITTM Fos + PITS Sud-Est + PIR Jura	Sud-Atlantique + Lussagnet + Pirineos (+ liaison Nord-Sud)

* : le PITS Nord-Est, à cheval sur les congestions Nord 1 & 2 (Cerville à l'amont et Germigny à l'aval) pourrait être positionné à l'amont ou à l'aval des congestions Nord en fonction des souplesses opérationnelles sur chacun des stockages disponibles le jour J et convenues avec Storengy.

** : le PITS Sud-Est, à cheval sur la congestion Sud-Est 1 (Etrez/Tersanne à l'amont et Manosque à l'aval) pourrait être positionné à l'amont ou à l'aval de la congestion Sud-Est 1 en fonction des souplesses opérationnelles sur chacun des stockages disponibles le jour J et convenues avec Storengy.

En cas de congestion Sud Est, les appels d'offres ne porteront, à l'aval de la congestion, que sur deux points : le PITS Sud-Est et le PITTM de Fos.

De ce fait, pour maximiser la couverture du besoin, les GRT proposent que 2 à 3 créneaux soient utilisés pour faire appel au marché, en heures ouvrables et hors des créneaux d'intervention des GRT au titre de leur besoin d'équilibrage, dans la mesure du possible.

Distinguer les interventions portant sur les *spreads* localisés des fenêtres d'équilibrage actuelles (10h25, 14h25, 17h25 et 23h25) permet un séquençage des activités du GRT sur les marchés et limite donc la complexité opérationnelle des premiers *spreads* localisés, pour les GRT comme pour les expéditeurs.

6.3.4 Réponses à la consultation publique

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à donner la possibilité aux GRT d'avoir recours à l'achat vente de *spread* localisé en cas de congestion à l'hiver 2017-2018. Ils jugent ce mécanisme préférable aux Avis d'Instruction Opérationnelle et efficace pour lever les éventuelles congestions.

6.3.5 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la mise en œuvre anticipée du mécanisme de *spread localisé*. Ce mécanisme permet, d'augmenter les flux au PITS Sud-Est et à Fos sur la base du volontariat et de rémunérer les acteurs pour le service.

6.4 Couverture des coûts

Les GRT proposent que les coûts qu'entraînerait le recours au *spread* localisé soient apurés au moyen d'un compte de neutralité identique à celui proposé au paragraphe 5.1.

Par souci de simplicité et de cohérence, la CRE souhaite que le moyen de couverture des coûts soit le même pour l'hiver 2017-2018 et pour la levée des congestions postérieure à la création d'une zone de marché unique, à savoir une couverture des coûts dans le cadre de l'ATRT. La prise en compte de ces coûts sera décidée dans le cadre de la mise à jour du tarif ATRT6 au 1^{er} avril 2018.

6.5 Evolution des règles d'équilibrage en vue de l'hiver 2017-2018

Le niveau faible de souscription des stockages pourrait résulter en des déséquilibres importants ou récurrents de certains expéditeurs. De ce fait, la CRE considère qu'il est nécessaire de donner aux GRT davantage de latitude pour couvrir leur besoin d'équilibrage résiduel, que ce soit avec des produits notionnels ou des produits localisés. Les coûts engagés devront être intégrés dans le prix de règlement des déséquilibres afin que le signal prix reflète correctement les tensions du réseau.

6.5.1 Modalités d'intervention des GRT sur les marchés au titre de leur équilibrage

A l'heure actuelle, GRTgaz dispose de 4 créneaux d'interventions (10h25, 15h25, 17h25, 23h25) et de la latitude d'intervenir en dehors de ces créneaux pour optimiser le résultat de ses interventions. Les interventions de GRTgaz sont réalisées par le moyen d'un automate exploité par l'opérateur de bourse Powernext.

TIGF a recours au même automate, pour intervenir pendant le créneau horaire de 17h25 exclusivement, tous les jours y compris non ouvrés.

Bien que les GRT puissent acheter ou vendre en même temps les jours de déséquilibres, le mode de répartition des déséquilibres entre les deux zones d'équilibrage rend impossible qu'un GRT vende et l'autre achète. De ce fait, la CRE considère que les fenêtres d'intervention des GRT peuvent rester inchangées.

Toutefois, afin de refléter les tensions sur le réseau, la CRE souhaite que les paramètres d'achat-vente du robot, aujourd'hui bornés pour éviter que des prix trop élevés à l'achat ou trop bas à la vente, soient modifiés. S'il convient de maintenir une limite, la CRE souhaite que celle-ci soit plus souple, afin de permettre aux GRT de satisfaire leurs besoins en cas de situation de déséquilibre critique. La liquidité suffisante et l'amélioration des méthodes d'intervention permettent aujourd'hui de relâcher la contrainte prix sans redouter de manipulation ou d'erreur.

6.5.2 Prix de règlement des déséquilibres

6.5.2.1 Évolutions envisagées

La CRE a autorisé GRTgaz, par la délibération du 10 septembre 2015²³, à avoir recours à des produits localisés pour l'équilibrage de son réseau, en cas d'échec des produits notionnels à répondre à son besoin. Depuis, le GRT a fait appels à ces produits à 7 reprises, au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017, ainsi qu'en septembre 2017. 16 fournisseurs sont habilités à participer à ces appels d'offres et plusieurs ont effectivement soumis des offres à l'occasion des appels susmentionnés. Les prix d'achat résultant de ces appels d'offres ont été en moyenne de moins de 10 % supérieurs aux prix de marché du jour. La CRE a étendu à TIGF la possibilité d'avoir recours à des produits localisés.

La CRE a proposé de pérenniser cette expérimentation et d'intégrer les prix d'intervention sur ces produits au prix de règlement des déséquilibres.

6.5.2.2 Réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs est favorable à la pérennisation de l'expérimentation portant sur les produits localisés et à l'intégration des prix d'achat ou de vente de produits localisés au prix de règlement des déséquilibres.

Seul un acteur considère qu'il est prématuré d'intégrer les prix d'achat ou de vente de produits localisés au prix de règlement des déséquilibres, car le retour d'expérience sur les prix d'intervention est trop peu fourni. Par ailleurs, plusieurs acteurs indiquent qu'il est nécessaire de bien distinguer les produits localisés du mécanisme de *spread* localisé.

6.5.2.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que les retours d'expériences sur les produits localisés sont positifs. En effet, plusieurs expéditeurs ont déjà soumis des offres à des prix cohérents avec les prix de marché et cela a contribué à la résorption des déséquilibres. En outre, l'utilité des produits localisés sera d'autant plus importante si des tensions sur l'équilibrage apparaissent au cours de l'hiver prochain.

La CRE considère qu'il convient de pérenniser les produits localisés pour des besoins d'équilibrage.

Etant donné que les produits localisés pourront être appelés par les GRT, la CRE considère que les prix d'intervention doivent être intégrés au prix de règlement des déséquilibres, les jours où le GRT a procédé à un achat ou une vente de produit localisé pour des besoins d'équilibrage. Cette intégration favorisera l'émergence d'un signal prix clair, via le prix de règlement des déséquilibres, les jours de forte tension. Par ailleurs, afin d'harmoniser les conditions de pénalité entre les produits localisés et les *spreads* localisés, les pénalités applicables aux produits localisés pourront aller jusqu'à 125 % du prix de la transaction.

²³ Délibération de la CRE du 10 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1er octobre 2015

La CRE rappelle que le *spread* localisé est un mécanisme de traitement des congestions. Les prix d'intervention sur ce mécanisme ne seront donc pas intégrés au prix de règlement des déséquilibres.

6.6 Suppression du service de gaz circulant

6.6.1 Proposition de GRTgaz

GRTgaz propose que le dispositif de gaz circulant, prévu par la délibération de la CRE du 25 septembre 2014²⁴, ne soit pas reconduit l'hiver prochain.

Ce système permet à GRTgaz de lisser la disponibilité de la capacité interruptible Nord-Sud. Ainsi, dans les périodes de faible disponibilité de la liaison Nord-Sud, le stock de GRTgaz en cuve de GNL au terminal de Fos est soutiré pour améliorer la disponibilité de la liaison. Dans les périodes de forte disponibilité de la liaison Nord-Sud, la disponibilité de la liaison est réduite pour reconstituer le stock de gaz naturel liquéfié (GNL) depuis le stockage en amont de la congestion. Le stock physique de GNL en cuve est reconstitué en limitant les émissions depuis les terminaux de Fos.

GRTgaz considère que l'objet même de ce dispositif est contradictoire avec l'effet recherché en cas de congestion Sud-Est : il permet d'accroître le transit du Nord vers le Sud, alors qu'en cas de congestion Sud-Est, il est souhaitable d'augmenter les soutirages des stockages du Sud et les émissions aux terminaux de Fos.

En outre, l'efficacité de ce mécanisme est conditionnée à la disponibilité de la liaison Nord-Sud en début d'hiver. Au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017, la liaison Nord-Sud étant saturée, GRTgaz n'a pas été en mesure d'acheminer le gaz au Sud en début de période. De ce fait, le service de gaz circulant était inopérant les deux derniers hivers, et une incertitude demeure sur son efficacité l'hiver prochain.

6.6.2 Réponses à la consultation publique

Bien que certains acteurs estiment que ce mécanisme permet de favoriser la disponibilité des capacités à la liaison Nord-Sud, et donc de diminuer le *spread* entre le PEG Nord et la TRS, la majorité des acteurs partage l'analyse de GRTgaz et souhaite la suppression de ce service.

6.6.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que le dispositif de gaz circulant n'a pas atteint son objectif d'augmenter les capacités disponibles à la liaison Nord-Sud. De surcroît, la CRE partage l'analyse de GRTgaz, qui considère qu'en cas de survenue d'une congestion Sud-Est, la capacité interruptible à la liaison Nord-Sud devrait être interrompue pour encourager les expéditeurs à acheminer le gaz au Sud par les PITS et le PITM de Fos.

Ce service sera donc supprimé dès l'hiver 2017-2018.

²⁴ Délibération de la CRE du 25 septembre 2014 portant projet de décision relative à l'évolution du tarif ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique à l'horizon 2018.

7. DECISION DE LA CRE

La CRE définit les modalités de mise en œuvre de la zone de marché unique de gaz en France ainsi que les modalités relatives au cas particulier de l’hiver 2017-2018 suivantes, fondées sur la proposition des GRT :

7.1 Décision relative au fonctionnement général de la zone unique

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

GRTgaz continuera à commercialiser des capacités à la liaison Nord-Sud afin de permettre aux expéditeurs d’accéder à la capacité jusqu’à la réalisation de la fusion. Lors de la réalisation de la fusion, les capacités Nord-Sud et Sud-Nord disparaîtront. Ainsi, les détenteurs de capacités, quelle qu’en soit la maturité, ne seront plus facturés à compter de cette date. Les expéditeurs n’auront plus à nommer à la liaison Nord-Sud. Les contrats d’acheminement souscrits auprès des GRT sont maintenus. Les clients détenteurs du terme fixe de livraison au PEG Nord ou à la TRS bénéficieront automatiquement d’un accès au PEG.

Le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur sera calculé de manière globale à l’échelle de l’ensemble de la TRF. Puis, chaque jour, les GRT répartiront ce déséquilibre global d’un portefeuille entre les deux zones d’équilibrage, GRTgaz et TIGF. La clé de répartition du déséquilibre sera fonction du type d’expéditeur : fournisseur de client final, importateur/exportateur, *trader* au PEG.

7.2 Décision relative au 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 (limites N1, N2, N3, NS1 décrites au paragraphe 2.3.4), la restriction mutualisée porte sur les superpoints à l’amont de celle-ci.
- si les travaux sont localisés sur les ouvrages du Sud du réseau de GRTgaz ou sur les ouvrages de TIGF (limites NS2, NS3, NS4, S1 décrites au paragraphe 2.3.4), la restriction mutualisée porte sur les superpoints à l’aval de la limite concernée.

Dans les cas exceptionnels où des travaux sont réalisés hors de la période estivale, cette règle doit être déclinée en fonction du niveau de consommation :

Consommation France (GWh/j)	Eté à hiver doux (consommation inférieure à 1750 GWh/j)	Hiver moyen à froid (consommation comprise entre 1750 et 2800 GWh/j)	Hiver très froid (consommation supérieure à 2800 GWh/j)
N1/2/3 et NS1	Amont		
NS2 et NS3	Aval	Amont	
NS4 et S1	Aval		Amont

La CRE retient la règle ci-dessus comme répartition, par défaut, des maintenances, et demande aux GRT de se concerter lors de l’établissement des programmes travaux, dans l’objectif d’aboutir à la solution la moins contraignante pour les expéditeurs. La CRE demande par ailleurs 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. Une éventuelle modification ultérieure de la règle de répartition pourrait être envisagée en fonction du retour d’expérience et des demandes du marché.

7.3 Décision relative au 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.

La CRE juge indispensable que les programmes travaux continuent à donner aux expéditeurs les informations relatives à toutes les maintenances, y compris lorsqu'elles sont traitées par des mécanismes de levée des congestions.

7.4 Décision relative aux 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.
- Restriction mutualisée des nominations en situation de congestion.

Leur ordre de priorisation est le suivant :

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

Les règles de déclenchement des mécanismes sont définies par les GRT conformément à leur proposition.

7.5 Décision relative au 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 considère que le suivi et les moyens d'actions éventuels visent à assurer exclusivement la continuité de l'offre d'acheminement ferme. De ce fait, la CRE juge qu'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.

7.6 Décision relative à la 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.



7.7 Décision relative au cas particulier de l'hiver 2017-2018

En cas de survenue d'une congestion à l'hiver 2017-2018, GRTgaz peut avoir recours à l'achat de *spread* localisé, selon les modalités définies aux paragraphes 6.3 et 6.4.

7.8 Décision concernant les règles d'équilibrage des GRT

Les paramètres d'achat-vente du robot équilibrage seront assouplis dès l'hiver 2017-2018, afin de permettre aux GRT de satisfaire leurs besoins en cas de situation de déséquilibre critique.

L'expérimentation portant sur les produits localisés pour l'équilibrage est pérennisée. Les prix d'intervention sur ces produits sont intégrés au prix de règlement des déséquilibres.

Le service de gaz circulant est supprimé.

7.9 Demandes aux GRT de travaux en Concertation Gaz

La CRE demande 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 ;
- de travailler le dispositif de suivi du niveau de remplissage des stocks à l'aval des congestions et les moyens d'actions éventuels et de définir leur fonctionnement exact, notamment sur les indicateurs suivis, les hypothèses considérées, les moyens à mettre en œuvre et les échéances associées ;
- de transmettre à la CRE une proposition sur les éléments ci-dessus au plus tard en avril 2018. Cette proposition fera l'objet d'une délibération de la CRE.

Après la mise en place de la fusion des zones, la CRE demande aux GRT :

- de suivre et de présenter les indicateurs pertinents de répartition des restrictions dues aux maintenances afin de permettre aux acteurs de marché, et à la CRE, de juger l'équilibre de la répartition de l'impact des maintenances sur les différents points du réseau ;
- qu'un retour d'expérience soit présenté afin de mesurer le coût du traitement des maintenances dont l'impact est inférieur à 30 GWh/j et d'éventuellement réévaluer le seuil de 30 GWh/j.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire, ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

Délibéré à Paris, le 26 octobre 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO