



COMPLÉMENTS À LA PROPOSITION RELATIVE À LA CREATION
D'UNE ZONE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE AU 1^{ER}
NOVEMBRE 2018

Table des matières

A.	Introduction	4
B.	Confirmation de la date de mise en œuvre de la place de marché unique	4
C.	Compléments sur les mécanismes de gestion des limites	4
C.1.	Interruption des capacités interruptibles long terme dès J-1 à 14h en cas d’alerte orange ou rouge.	4
C.2.	Le Spread Localisé	5
C.2.1.	Le déclenchement du Spread Localisé	5
C.2.2.	Les modalités opérationnelles du Spread Localisé	5
C.2.3.	Participation des sites CCCG et des consommateurs	6
C.3.	La gestion des superpoints communs à GRTgaz et Teréga.	6
C.4.	Le monitoring des stocks aval	8
C.4.1.	Description de l’outil de monitoring	9
C.4.2.	Les scénarios testés par les transporteurs	10
C.4.3.	Besoin à traiter	11
C.5.	Le mécanisme de Flow Commitment	12
C.5.1.	Etude de GRTgaz : Flow commitment basé sur la contractualisation d’une cargaison GNL	13
C.5.1.1	Horizon de déclenchement	13
C.5.1.2	Estimation du prix du service d’émission pour une offre GNL Montoir Fos	13
C.5.2.	Etude de Teréga : Flow Commitment basé sur la mobilisation de la flexibilité du marché espagnol et sur le marché Français	14
C.5.2.1	Flow Commitment en entrée du VIP Pirineos	14
C.5.2.2	Vision GNL	14
C.5.3.	Synthèse des études et proposition des GRTs sur l’horizon de déclenchement et le dimensionnement	15
	Horizon de déclenchement	15
	Dimensionnement	15
C.5.4.	Profil de livraison	16
D.	Compléments sur la gestion des restrictions pour maintenance	17
D.1.	Utilisation du Spread Localisé pour limiter les restrictions pour maintenance	17
D.1.1.	Analyse et proposition de Teréga	21
D.1.2.	Analyse et proposition de GRTgaz	21
D.1.3.	Mise place opérationnelle	22
D.1.4.	Retour d’expérience	22
D.2.	Utilisation du Spread Localisé pour réduire la durée des publications de maintenance	22

E. Recouvrement des coûts des mécanismes de gestions des limites ou de restrictions pour maintenance	23
F. ANNEXE 1 : étude Flow Commitment EMERTON de Teréga	24
G. ANNEXE 2 : étude Flow Commitment FTI de GRTgaz	39

A. Introduction

Dans le cadre du processus de mise en œuvre de la place de marché unique en France au 1^{er} novembre 2018, la CRE a délibéré le 26 octobre 2017 pour définir le cadre de fonctionnement de la nouvelle TRF et du PEG. Cette délibération abordait également le processus de gestion des limites résiduelles du réseau et leur surveillance, ainsi que les principes de gestion des maintenances et la couverture des coûts. Avant la mise en œuvre définitive au 1^{er} novembre, une nouvelle délibération de la CRE est nécessaire pour préciser certaines modalités de fonctionnement et apporter des compléments sur les mécanismes de gestion des limites et des maintenances.

GRTgaz et Teréga ont travaillé à l'élaboration de cette note technique pour apporter les éléments nécessaires à la compréhension des mécanismes complémentaires et des modalités opérationnelles proposées.

B. Confirmation de la date de mise en œuvre de la place de marché unique

La place de marché unique est conditionnée à la réalisation de projets d'infrastructures et de développement SI, menés par les deux GRT.

Les GRT s'engagent à confirmer au 1^{er} septembre 2018 de manière ferme et définitive la date de mise en œuvre de la place de marché unique au 1^{er} novembre 2018. Les GRT considèrent que passé ce délai de 2 mois, les conséquences d'un report de la fusion des zones seraient difficilement gérables par les acteurs du marché, et mettrait en risque la continuité de fonctionnement du marché du gaz en France. Par ailleurs, les GRT estiment très peu probable de découvrir après le 1^{er} septembre 2018 un retard majeur susceptible de remettre en cause le fonctionnement de la TRF.

Au cours du mois d'avril, les GRT ont présenté à la CRE des plans alternatifs susceptibles d'être mis en œuvre en cas de retard ou d'aléas dans la réalisation des projets d'infrastructures et des développements SI.

Les GRT rappellent cependant qu'à quelques mois de l'échéance, leurs projets respectifs ne présentent aucun retard susceptible de remettre en cause la fusion des zones au 1^{er} novembre 2018.

C. Compléments sur les mécanismes de gestion des limites

C.1. Interruption des capacités interruptibles long terme dès J-1 à 14h en cas d'alerte orange ou rouge.

La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 stipule que les capacités interruptibles du réseau amont (au sens de l'offre contractuelle, et non géographique) doivent être interrompues en priorité, ceci dès l'alerte rouge en J-1 et en J.

Il existe trois types de capacités interruptibles :

- les capacités interruptibles « long terme », qui concernent actuellement les points Nord du réseau de GRTgaz: Dunkerque; Orlingue; Taisnières; Obergailbach Entrée,, et qui sont affermies avant 15h en J-1 pour J ;
- les capacités "Rebours" qui concernent actuellement les points Nord du réseau de GRTgaz : Virtualys; Jura Entrée; Obergailbach Sortie, interruptibles en J-1 et en J;

- Les capacités interruptibles « quotidiennes » et “infra-journalières”, qui concernent le point Pirineos de Teréga, interruptibles en J-1 et en J.

Suite aux réunions de concertation, il est apparu qu’il serait plus juste d’interrompre les capacités interruptibles « long terme » en J-1 14h dès l’alerte orange, car elles ne peuvent ensuite plus être interrompues en cours de journée.

La proposition de GRTgaz est donc la suivante : en cas d’alerte orange ou rouge détectée à 14h en J-1, ne pas affermir les capacités interruptibles « long terme » concernées (entrées en amont ou sortie en aval de la limite considérée).

Les règles concernant l’interruptible « intra-journalier » sont inchangées par rapport à ce qui est stipulé dans la délibération du 26 octobre 2017.

C.2. Le Spread Localisé

C.2.1. Le déclenchement du Spread Localisé

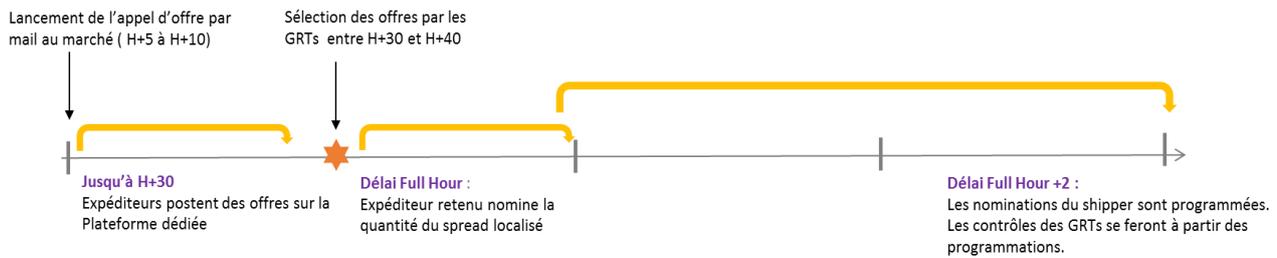
Le Spread Localisé peut être déclenché auprès de Pownext et des expéditeurs par l’un ou l’autre des transporteurs.

C.2.2. Les modalités opérationnelles du Spread Localisé

Le mouvement (et donc sa pénalisation éventuelle) serait à réaliser par rapport aux programmations valides deux heures après la sélection des offres par les GRT, autrement dit celles basées sur les dernières nominations réalisées avant le lancement de l’appel d’offre du Spread Localisé.

A la date du 1^{er} novembre 2018, les modalités opérationnelles retenues sont les suivantes :

- Appels réalisables sur tous les cycles de la journée gazière en cours, dans la mesure du possible, des appels en horaires ouvrables seront privilégiés ;
- Appel d’offres envoyé par mail par les transporteurs, précisant la raison de la consultation (limite) et le besoin (volume de gaz en MWh/j et les points amont et aval de la limite concernée) ;
- Produits « Within Day » en base ;
- Remise des offres par les expéditeurs sur la plateforme développée à cet effet ;
- Sélection par les transporteurs des offres de Spread Localisé ;
- Les expéditeurs sélectionnés doivent effectuer le mouvement pour lequel ils ont été sélectionnés à la maille d’un ou plusieurs points parmi ceux qui ont été appelés dans l’appel d’offre, dans la limite de l’heure de lancement de l’appel d’offres ;
- Les expéditeurs sont tenus de notifier le ou les points choisis ainsi que les quantités associées, avant la fin de la journée gazière, par retour de mail, aux transporteurs ;
- Contrôle des renominations à la maille du ou des points choisis par les expéditeurs dont les offres ont été sélectionnées (pénalités applicables en cas d’inexécution du service et/ou de renomination ultérieure dans le sens inverse)



Les GRTs étudieront, dans un second temps, la mise en œuvre des possibilités suivantes :

- La possibilité pour les expéditeurs qui le souhaitent de remettre une offre la veille (Day-Ahead) qui serait automatiquement convertie en offre Within-Day en début de journée gazière ;
- Faire des appels d'offre en MWh/h (au lieu de MWh/j) dans le but que les offres remises puissent perdurer tout au long de la journée gazière (le volume d'une offre étant dans ce cas automatiquement décrémenté des heures échues de la journée gazière).

C.2.3. Participation des sites CCCG et des consommateurs

Concernant les sites CCCG, dans le cadre de l'expérimentation de l'hiver 2017-2018, le Spread Localisé a été ouvert aux CCCG sous certaines conditions. Cependant, les modalités opérationnelles de réponses des CCCG, dans ce cadre, n'étaient pas identiques à celles demandées sur les autres points du Spread Localisé, en particulier l'ajustement de leurs programmes physiques était sans contrainte de cycle de reprogrammation. Les GRT étudieront la possibilité de faire évoluer la participation des CCCG pour aligner leurs exigences de reprogrammations avec les autres points.

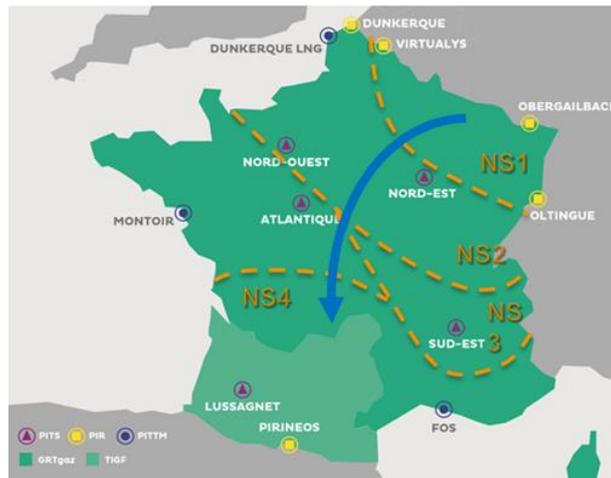
Concernant l'intégration des sites des consommateurs au Spread Localisé, les transporteurs estiment nécessaire la transmission par l'expéditeur d'un programme (ou d'une nomination) fiable et ce de manière engageante sur les sites de consommations participants au mécanisme afin de garantir l'efficacité d'une telle contribution.

C.3. La gestion des superpoints communs à GRTgaz et Teréga.

En cas de restriction mutualisée à l'aval (pour gérer des limites ou des travaux), les points de sortie aval seront restreints, à savoir en schéma Nord vers Sud : Pirineos, injection PITS (Lussagnet, Atlantique, Sud-Est).

GRTgaz et TERÉGA ont proposé de gérer ces restrictions en mode superpoint, afin de libérer de la souplesse d'arbitrage et de bénéficier des bonus apportés par les points d'entrée.

Les programmations sur un point dépendant des programmations sur les autres points du superpoint (qui sont potentiellement chez l'autre TSO...), par conséquent ces superpoints aval nécessitent une co-gestion par GRTgaz et Teréga.



SP concernés: NS2 aval, NS3 aval et NS4 aval, mais également EO2 aval

Ainsi, GRTgaz et Teréga ont élaboré une solution commune qui répond également aux critères suivants :

- Préserver la flexibilité des superpoints pour les clients ;
- Mettre en place un mécanisme compatible avec les SI des deux TSO, en gardant notamment le fonctionnement actuel des superpoints ;
- Préserver la responsabilité de chaque TSO sur la programmation de ses points, ainsi que sa relation commerciale opérationnelle avec ses clients, chacun des TSOs devant pouvoir expliquer facilement ses programmations à ses clients ;

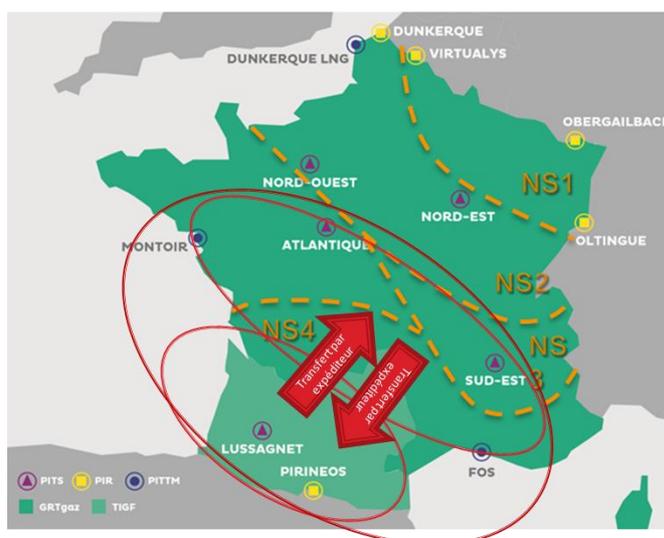
Pour NS2 aval, NS3 aval et EO2 aval

Ces superpoints contiennent des points restreints des deux côtés. Ils sont séparés en 2 sous-superpoints (1 Teréga et 1 GRTgaz, qui fonctionnent selon le mode actuel de chacun des deux TSOs).

Ces 2 sous-superpoints communiquent grâce aux 2 dispositions suivantes :

- **Les Transferts de COE par limite** (individualisé par expéditeur) d'un TSO à l'autre (fait par le client) ;
- **La mutualisation du UIOLI** entre GRTgaz et Teréga (transparent pour les clients).

Optiflow chez GRTgaz



Vases communicants chez TIGF

Pour NS4 aval

Seuls les points de Teréga sont restreints par ce superpoint.

Pour NS4 aval : le « bonus » de Fos (par expéditeur) est automatiquement transféré par GRTgaz à Teréga, qui applique la restriction superpoint ; ceci est complètement transparent pour le client.

Le client bénéficie ainsi de toute la souplesse du superpoint (par exemple: il peut injecter moins à Atlantique pour injecter plus à Lussagnet, ou inversement). Les transferts des COE induits certes une action à réaliser ; mais l'expéditeur n'utilise cette fonctionnalité que s'il le souhaite. Il peut également ne pas l'utiliser et bénéficier de la souplesse via le UIOLI mutualisé superpoint mais perd le caractère assurantiel du transfert.

C.4. Le monitoring des stocks aval

Le fonctionnement de la TRF repose sur l'utilisation des capacités développées par les nouvelles infrastructures et sur la mobilisation de la flexibilité des portefeuilles des expéditeurs via un mécanisme de marché de court terme, le Spread Localisé. Cette flexibilité se trouve essentiellement dans les stockages souterrains. La disponibilité de ces sources de flexibilité sur tout l'hiver est donc essentielle.

Le monitoring des stocks en hiver a pour but de s'assurer que les expéditeurs disposeront tout l'hiver des ressources de flexibilité bien localisées pour répondre aux appels du Spread Localisé. Il permettra dans le cas contraire de déclencher un mécanisme préventif pour pallier le risque de manque de flexibilité aval.

Le monitoring repose sur :

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

C.4.1. Description de l'outil de monitoring

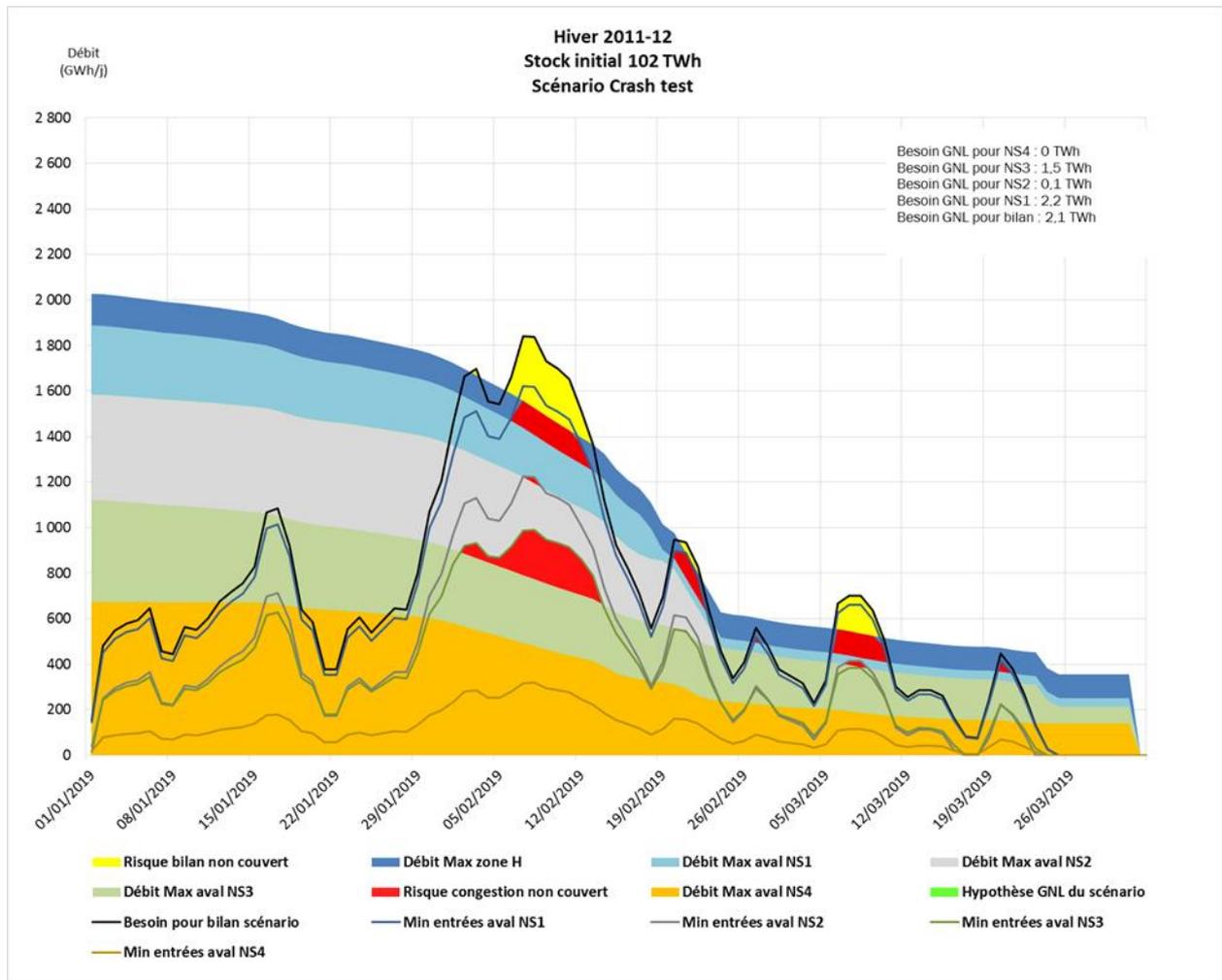
L'outil développé par les transporteurs permet de tester différentes combinaisons de scénarios climatiques (hivers historiques, hiver au risque 2%) et d'approvisionnements (tendu, stress case, ...).

Pour chaque journée gazière de l'hiver, l'outil estime le niveau de soutirage des stockages nécessaire au fonctionnement du réseau, compte-tenu des limites qui s'appliquent aux capacités de transit. Par construction, l'outil simule une utilisation du réseau à la limite de ses capacités : les quantités soutirées des stockages sont ainsi limitées au strict besoin pour gérer les congestions du réseau. Toutefois, plusieurs stockages peuvent être sollicités indifféremment pour répondre à une même contrainte. Dans ce cas, l'outil propose une répartition qui correspond à une sollicitation relativement homogène des stockages sur tout l'hiver, en cherchant notamment à préserver si possible les capacités de pointe à 45% de VU au 1^{er} février.

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

Les résultats du monitoring sont visualisés sous forme de courbes de besoin de sollicitation des stocks à l'aval de chaque limite, comparées au débit maximal disponible dans les stockages. Les périodes où les débits disponibles dans les stockages, compte-tenu de la consommation des stocks,

sont insuffisants pour répondre au besoin de flexibilité du réseau apparaissent en rouge (pour les limites) ou en jaune (pour le bilan) sur le graphe du monitoring.



Sur la base des hypothèses retenues, l'outil permet ainsi de détecter à l'avance les périodes qui présentent un risque d'approvisionnement aval insuffisant. Si le scénario redouté se confirme à un horizon prédéfini, il est alors possible de déclencher un mécanisme préventif afin de couvrir ce risque (en contractualisant par exemple un Flow Commitment à l'aval des limites pour la période considérée).

C.4.2. Les scénarios testés par les transporteurs

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

- Un scénario climatique d'un hiver froid avec une pointe importante début février (hiver 2011-12) ;
- Un scénario d'approvisionnement extrême (dit « crash test ») tel que défini en concertation et repris dans la délibération du 26 octobre 2017 (0 GNL dans les terminaux de Fos et Montoir sur tout l'hiver, des sorties Espagne au maximum des capacités fermes techniques tout l'hiver, un fonctionnement des CCCG au risque 90% (71% de charge en hiver / 62 % de charge en été)
- Un niveau de remplissage initial des stockages le plus faible jamais constaté (celui du 1^{er} novembre 2017).

Dans la réalité, de telles combinaisons de scénarios, extrêmes dans tous les domaines (niveau de stock, conditions climatiques et approvisionnement) sont très peu probables.

Les transporteurs s'échangent les données nécessaires pour le paramétrage de l'outil de monitoring en tenant compte des meilleures informations dont ils disposent :

- Prise en compte du niveau de stock réel en cours d'hiver (projeté selon les souscriptions pour les analyses avant hiver) ;
- Prise en compte des prévisions de consommation sur les 15 prochains jours ;
- Au-delà des 15 prochains jours, scénarios climatiques contraignants d'hivers récents + hiver type au risque R2% et pointe P2 sur 3 et 10 jours ;
- scénario d'approvisionnement tendu mais tenant compte des événements certains (programmations des émissions des terminaux de Fos et Montoir du mois en cours) et probables (tendances d'utilisation des points d'interconnexion, corrélations du scénario d'approvisionnement avec les consommations...).

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

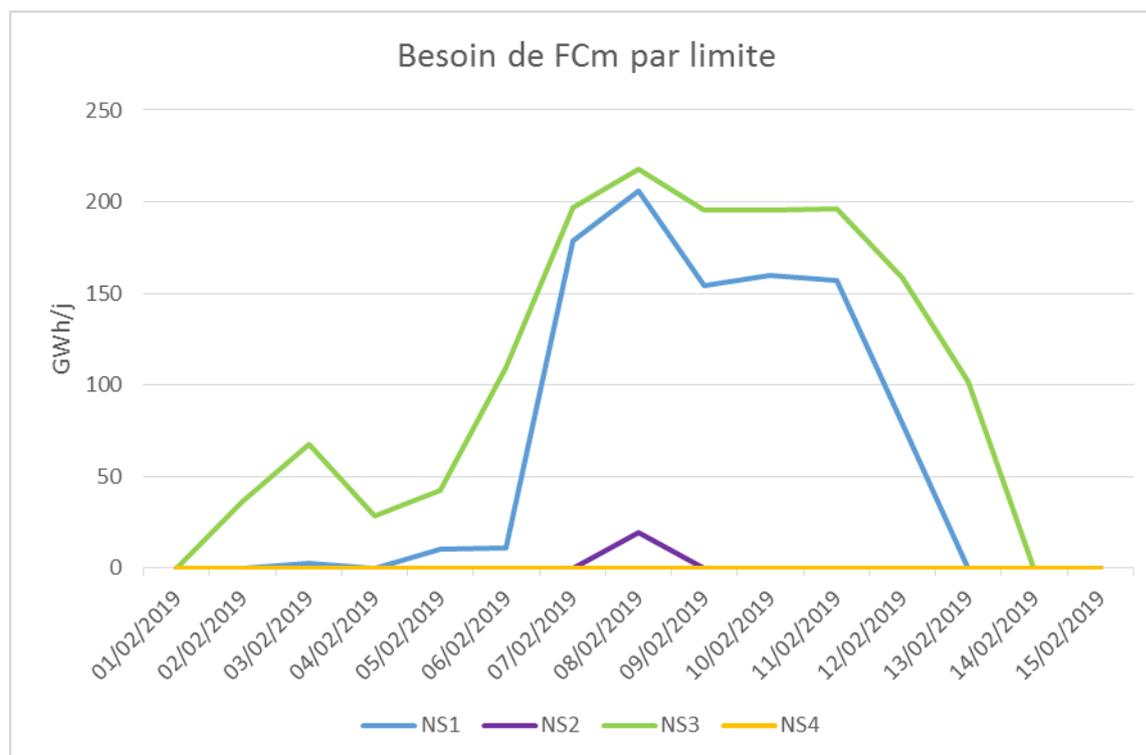
C.4.3. Besoin à traiter

A l'horizon de déclenchement d'un mécanisme préventif (Flow Commitment) :

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

Le besoin détecté nécessitant le déclenchement d'un Flow Commitment est conjointement validé par les transporteurs.

Le graphique ci-après détaille les zones en rouge du graphique précédent :



D'après ces courbes, le besoin d'apport en aval de chaque limite se définit ainsi à l'aide de 2 paramètres :

- le volume de gaz à sourcer représenté par l'aire totale sous les courbes de besoin (dans l'exemple 1,5 TWh pour la limite NS3)
- le débit maximal ou flexibilité nécessaire sur une journée (dans l'exemple 218 GWh/j pour la limite NS3)

En fonction de l'avancement de l'hiver, le monitoring des stocks aval évolue en faisant évoluer le besoin.

Le besoin évoluera à la hausse ou à la baisse au cours du monitoring des stocks aval. Toutefois, les paramètres de l'outil conduisent globalement à plutôt maximiser le résultat afin de couvrir le besoin qui surviendra le jour J.

Par ailleurs, il est certain qu'avec les prévisions sur les terminaux méthaniers et les premières prévisions de consommation, le besoin s'affine grandement 1 à 2 semaines avant l'événement. Il est donc primordial de privilégier le déclenchement d'un mécanisme préventif à des échéances les plus courtes possibles.

C.5. Le mécanisme de Flow Commitment

Le mécanisme de Flow Commitment consiste à couvrir un risque de ressources insuffisantes à l'aval des limites pour le bon fonctionnement du Spread Localisé sur une période donnée. Ce risque peut être détecté par le monitoring des stocks aval tel que décrit précédemment. Il s'agit par ce mécanisme de garantir un approvisionnement minimal à l'aval des limites sur les points d'entrée

autres que les stockages. Dans le cas des scénarios de flux Nord>Sud, ces points d'entrées sont les terminaux de Fos et de Montoir et le VIP Pirineos.

Les 2 transporteurs ont réalisé séparément des études de faisabilité de flow commitment.

C.5.1. Etude de GRTgaz : **Flow commitment basé sur la contractualisation d'une cargaison GNL**

GRTgaz a étudié une offre de Flow Commitment basée sur la contractualisation d'une arrivée de GNL à Fos et/ou Montoir en prenant en compte les contraintes opérationnelles et commerciales de ces terminaux. Cette offre fait référence à une étude de Flow Commitment à Fos réalisée dans un délai court durant l'hiver 2017-2018 pour résoudre la congestion sud-est. Cette étude est présentée en annexe à ce document. Cette offre a été présentée lors de la réunion du 15 mars 2018 du GT « Place de Marché Unique » de la Concertation Gaz. Après analyse des contraintes de la chaîne GNL, GRTgaz estime qu'un délai raisonnable pour acheter et faire livrer une cargaison de GNL dans l'un des terminaux français est de 3 semaines.

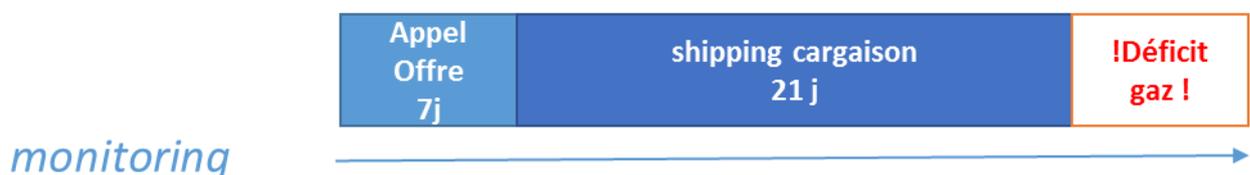
Afin de permettre au maximum d'expéditeurs de répondre à un appel d'offres de Flow Commitment, GRTgaz propose le lancement d'un appel d'offres ouvert sur l'ensemble des 3 points.

C.5.1.1 Horizon de déclenchement

Le mécanisme de Flow Commitment doit donc être conçu pour permettre aux différents acteurs de mobiliser des ressources GNL, soit dans les terminaux français, soit dans les terminaux espagnols. Cette contrainte détermine le préavis de déclenchement du Flow Commitment, qui doit être :

- ni trop long pour disposer de la meilleure vision de l'évolution du besoin, limiter les incertitudes sur le risque, et ne pas déclencher du Flow Commitment inutilement ;
- ni trop court pour permettre un appel aux ressources GNL.

Compte-tenu d'un délai de 3 semaines pour l'achat/livraison d'une cargaison de GNL et d'un délai d'une semaine de réponse à l'appel d'offres, GRTgaz estime que l'horizon de déclenchement du mécanisme de Flow Commitment pour faire venir spécifiquement une cargaison de GNL est de 4 semaines à partir de la détection d'un risque de déficit de gaz dans les stocks, selon le schéma de principe suivant :



C.5.1.2 Estimation du prix du service d'émission pour une offre GNL Montoir Fos

Le prix du service d'émission devra rémunérer le coût d'opportunité d'un trader GNL de vendre un cargo sur le marché mondial par rapport à une vente en France avec les contraintes spécifiques au

service d'émission. A cela s'ajoute probablement une marge du fait du caractère non standard de la demande que voudront exploiter les acteurs du marché.

La fixation du prix du service d'émission dépendra donc :

- d'un côté du prix du GNL spot, qui peut être approximé aux conditions du marché en Asie du Nord-Est, corrigé du différentiel de coût de transport depuis l'origine du GNL, ainsi que des coûts d'infrastructures en France ;
- de l'autre côté de la marge à appliquer en plus du coût d'opportunité pour inciter le fournisseur à ajuster son programme, à respecter les contraintes de calendrier, et à s'engager dans un contrat intégré et inhabituel de fourniture de GNL et d'utilisation des infrastructures.

C.5.2. Etude de Teréga : **Flow Commitment basé sur la mobilisation de la flexibilité du marché espagnol et sur le marché Français**

Teréga a mené une étude complémentaire au VIP Pirineos ainsi qu'une vision GNL sur le marché français dont les résultats sont présentés ci-après.

C.5.2.1 **Flow Commitment en entrée du VIP Pirineos**

Le point d'interconnexion entre la France et l'Espagne n'est pas directement soumis aux contraintes opérationnelles et commerciales applicables à la chaîne logistique GNL. Les stockages de GNL en cuve des terminaux méthaniers espagnols constituent, de loin, la ressource principale de flexibilité sur le marché ibérique. Des engagements de flux au PITTE Pirineos pourront ainsi être fournis sans difficulté (en termes de volume et de flexibilité) compte tenu des moyens opérationnels à la disposition des acteurs de marché. Les conditions de réservation des capacités au PITTE Pirineos constituent alors un élément structurant des réponses aux appels d'offres au VIP.

Il apparaît ainsi qu'un appel d'offres au VIP Pirineos pourrait s'affranchir du délai de 3 semaines de livraison d'une cargaison de GNL car, jusqu'à un certain niveau de besoin identifié par le monitoring (quelques centaines de GWh), le volume de gaz mobilisable via le VIP Pirineos est déjà physiquement présent en Espagne dans les cuves GNL.

C.5.2.2 **Vision GNL**

Le marché mondial GNL étant de plus en plus excédentaire avec des capacités de production et d'export croissantes, il existe d'autres moyens de mobilisation de GNL que l'achat/livraison d'une cargaison dédiée, tels que:

- un rechargement, conditionné à la disponibilité de GNL en cuve dans un terminal avoisinant et à de la capacité de transport maritime ;
- un achat spot, où une cargaison déjà programmée est envisageable ;
- la déviation d'une cargaison destinée à un autre marché dans le cadre d'un contrat de long terme (Free On Board ou Delivery Ex-Ship).

Le temps de mobilisation peut être limité à 1 jour en cas d'approvisionnement à partir de GNL en cuve, contre quelques jours (pour un rechargement) à un maximum de ~20 jours en cas de recours à un achat spot ou une déviation.

La différence de prix entre le meilleur débouché possible pour le GNL (généralement le marché asiatique) et le prix PEG joue un rôle déterminant dans le niveau de prix du Flow Commitment. Ce prix ne dépend pas du temps de mobilisation de la ressource

C.5.3. Synthèse des études et proposition des GRTs sur l'horizon de déclenchement et le dimensionnement

Horizon de déclenchement

Les études des transporteurs montrent que pour des volumes importants, supérieurs ou égaux à une cargaison GNL, il est nécessaire de prévoir un délai d'acheminement suffisant pour faire venir spécifiquement du GNL à destination du marché français. Dans le cas d'une livraison de GNL non programmée, et spécifiquement appelée pour répondre au flow commitment, les deux études concluent à un délai de 21 jours environ.

En revanche, l'étude de Teréga montre que, pour des livraisons déjà programmées (rechargement, achat spot, déviation), un horizon de déclenchement inférieur à 21 jours est possible.

Dans le cas de mobilisation du GNL en cuve dans les terminaux, un horizon de déclenchement plus court peut être envisagé, ce qui permet de réduire le risque d'inadéquation entre besoin et volume sourcé.

Les transporteurs proposent donc d'adapter l'horizon de déclenchement du flow commitment en fonction du besoin en volume. Si des besoins sont identifiés pour plusieurs horizons à un même instant, un appel d'offres sera lancé pour chacun des besoins de ces différents horizons :

- Horizon de 4 semaines pour un besoin supérieur à 900 GWh (1 semaine d'appel d'offres + 3 semaines de délai de livraison) ;
- Horizon de 3 semaines pour un besoin compris entre 450 GWh et 900 GWh (1 semaine d'appel d'offres + 2 semaines de délai de livraison) ;
- Horizon de 2 semaines pour un besoin inférieur à 450 GWh (1 semaine d'appel d'offres + 1 semaine de délai de livraison).

Dimensionnement

L'appel d'offres est dimensionné en fonction des résultats du monitoring. Il précise :

- Un volume à livrer sur une période d'une semaine (proposition Teréga) ou de deux semaines (proposition GRTgaz)
- Une date de début de livraison
- Un débit maximal possible
- Les points d'entrée aval éligibles au Flow Commitment

Teréga propose que le *flow commitment* soit dimensionné pour un besoin d'une semaine et livré sur une semaine, afin de réduire les incertitudes liées au monitoring en raccourcissant la période à couvrir.

GRTgaz propose que le *flow commitment* soit dimensionné pour un besoin de deux semaines et livré sur deux semaines, afin de couvrir les incertitudes du monitoring avec un seul appel d'offres.

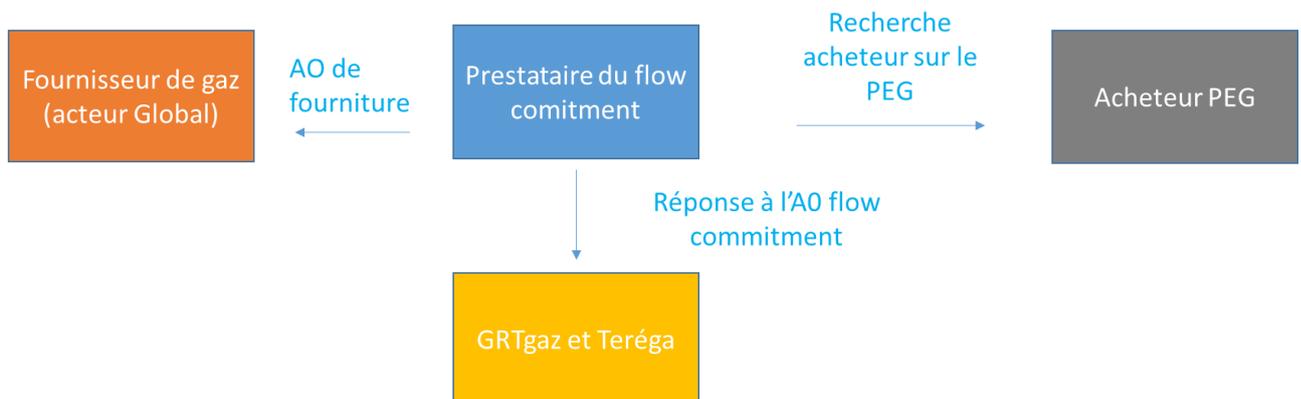
Les expéditeurs peuvent répondre pour tout ou partie des besoins de débit maximal et de volume indiqués dans l'appel d'offres. Les GRT sélectionnent conjointement les offres satisfaisant au mieux le besoin de débit maximal, puis le volume, et ce par ordre de prix croissant. Chacun des 2 GRT contractualise sur ses points respectifs avec les expéditeurs dont les offres ont été sélectionnées.

Ce processus d'appel et de sélection des offres est indépendant de l'horizon de déclenchement choisi.

C.5.4. Profil de livraison

Analyse du profil de livraison par GRTgaz

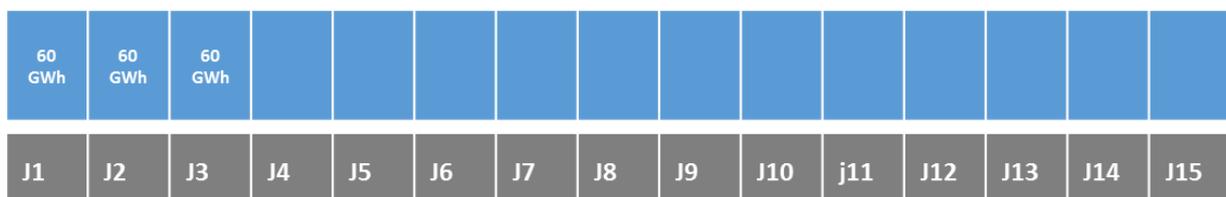
Le schéma ci-dessous décrit la manière dont un prestataire pourrait construire son offre de réponse à un appel à Flow Commitment lancé par GRTgaz et Teréga (quel que soit le point d'interconnexion choisi par le prestataire).



Le prestataire doit d'abord se tourner vers un fournisseur qui pourra lui livrer le gaz sur l'un des points d'interconnexion éligibles. Il doit ensuite trouver une contrepartie qui lui achètera son gaz au PEG sur la période de livraison prévue par les transporteurs. Une fois un accord trouvé avec ces contreparties amont et aval, il peut faire son prix et remettre son offre aux transporteurs.

Pour faire son prix, le prestataire peut se baser sur une livraison au PEG en bandeau, qui se valorise a priori en comparant les prix des différentes places de marché en « month ahead ».

Exemple de profil d'émission pour un volume de 900 GWh/j sur 15 jours :



Un profil d'émission en bandeau a cependant peu de chance de répondre au besoin d'entrées de gaz dans la zone aval sur toute la période : une certaine flexibilité est nécessaire, exprimée lors de l'appel

d'offres par le débit maximal possible. Cette flexibilité est toutefois beaucoup plus difficile à estimer et à chiffrer pour le prestataire, ce qui introduit un risque important de surcoût de la prestation.

Profil de livraison de l'appel d'offre

Pour simplifier la construction de son prix et ne pas renchérir la prestation, GRTgaz et Teréga proposent que les appels à la flexibilité sur la période d'émission soient rémunérés à l'usage par les transporteurs, sur la base de l'écart entre le prix « day ahead » au moment de l'appel à la flexibilité et le prix « month ahead » au moment de l'appel d'offres. A noter qu'un appel de flexibilité à la hausse entraîne systématiquement un appel de flexibilité à la baisse en fin de période, et vice versa, selon le schéma simplifié ci-dessous :



Ainsi, les transporteurs endossent le risque d'appel à la flexibilité en remboursant le prestataire des écarts de prix :

- Lorsqu'il doit écouler au PEG au prix DA une part supplémentaire du gaz qu'il a contractualisé avec sa contrepartie au moment de l'appel d'offres (si le prix DA auquel il vend son gaz est inférieur au prix MA, la différence est remboursée par les transporteurs) ;
- Lorsqu'il doit acheter au PEG au prix DA la part de gaz appelée en flexibilité par les transporteurs pour respecter son contrat avec sa contrepartie (si le prix DA auquel il achète son gaz est supérieur au prix MA, la différence est remboursée par les transporteurs)

D.Compléments sur la gestion des restrictions pour maintenance

D.1. Utilisation du Spread Localisé pour limiter les restrictions pour maintenance

La disponibilité des capacités en période de maintenance dépend en partie de l'impact des travaux, et en partie des consommations :

- Pour les entrées restreintes à l'amont, plus les consommations de la zone située à l'amont des travaux sont fortes, plus la disponibilité est forte ;
- Pour les sorties restreintes à l'aval, plus les consommations de la zone située à l'aval des travaux sont faibles, plus la disponibilité est forte.

Lorsque les transporteurs établissent les niveaux de restrictions pour maintenance, ils n'ont pas connaissance du niveau de consommation le jour où celle-ci aura lieu. Par conséquent, ils font des hypothèses sur ces niveaux de consommation. Pour les maintenances impactant les limites cœur de réseau (limites NS en scénario Nord>Sud par exemple), l'aléa climatique peut être important, particulièrement pour les maintenances programmées en intersaison.

En schéma à deux zones, l'existence de la liaison Nord>Sud permettait de limiter le risque pris sur les niveaux de consommations : d'une part, les zones de consommation aval (resp. amont) pour les ouvrages de la zone Nord (resp. zone Sud) étaient réduites, d'autre part il était possible d'ajuster la valeur de la part interruptible lorsque seule celle-ci était impactée pour ajuster le bilan de la zone concernée à l'aléa climatique pris en compte dans la restriction. En zone unique, les GRT ne disposent plus de ce levier pour couvrir un risque sur les niveaux de consommation en période de maintenance. Sans outil de substitution, il deviendrait alors nécessaire pour établir les taux de restriction et garantir le fonctionnement du réseau de retenir les niveaux de consommations les plus faibles à l'amont et les plus forts à l'aval sur la période considérée. Cette méthodologie aboutirait cependant à restreindre beaucoup de capacités inutilement et à relâcher quasi systématiquement des capacités les jours de maintenance. C'est pourquoi les transporteurs proposent l'utilisation du Spread Localisé pour couvrir une part de risque pris sur les niveaux de consommations lorsqu'ils établissent les restrictions de capacité du programme travaux. Le Spread Localisé pourrait être déclenché en cas de risque climatique non couvert par les restrictions et de demande du marché pour utiliser toutes les capacités mises à disposition.

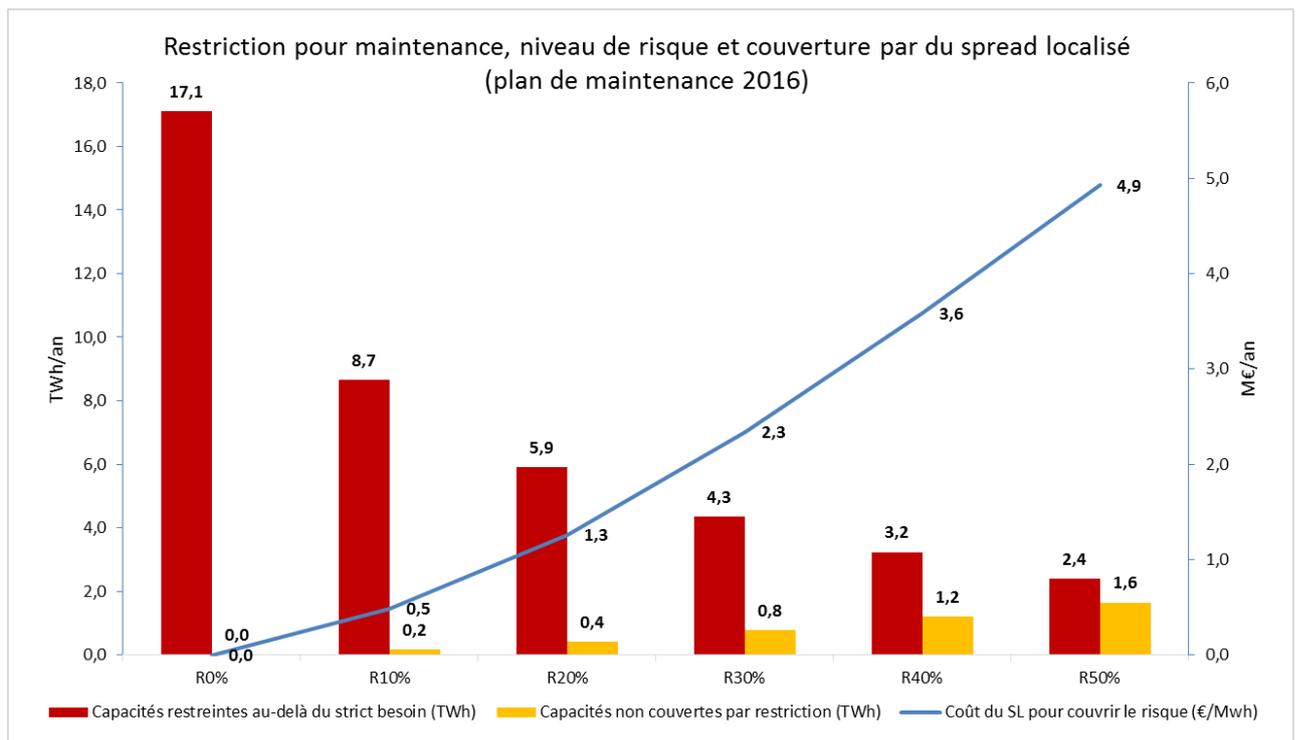
Cette proposition répond ainsi à deux objectifs :

1. Limiter le niveau des restrictions publiées à l'avance en se rapprochant du niveau réellement disponible le jour J, afin d'augmenter la visibilité de l'impact des maintenances pour les expéditeurs ;
2. Donner aux transporteurs un outil pour gérer les cas où les restrictions ne sont pas suffisantes pour éviter l'atteinte d'une limite, les jours où l'aléa climatique est plus fort que prévu au moment de la publication.

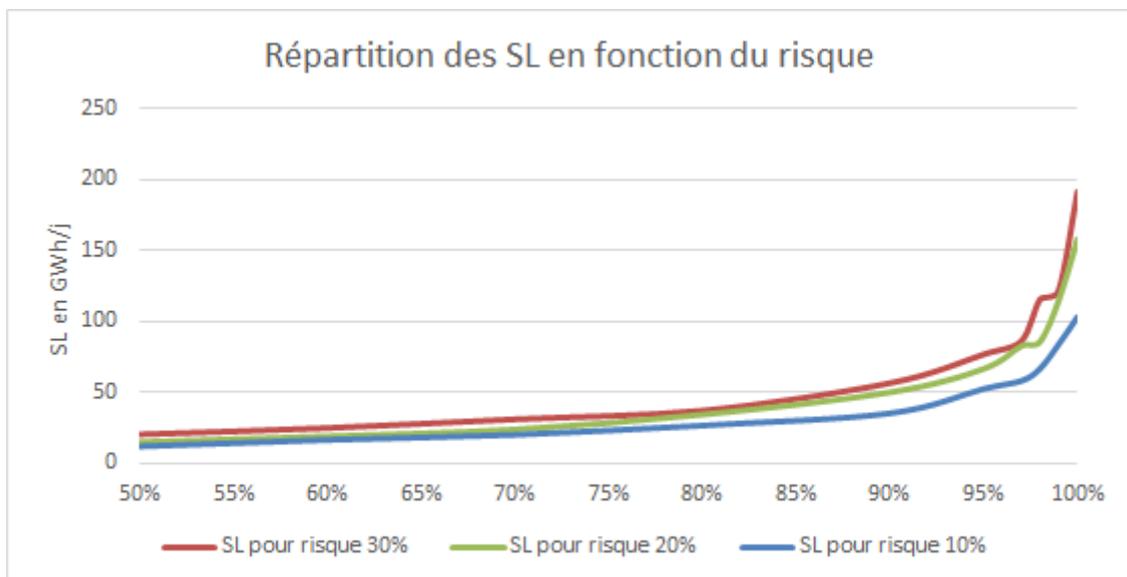
Les transporteurs ont analysé les impacts de cette proposition selon différents niveaux de risque sur les consommations en classant les consommations observées sur les 5 dernières années (et non en se basant sur les risques climatiques absolus qui sont beaucoup plus contraignants). L'analyse a été réalisée sur la base du plan de maintenance 2016. Les résultats, obtenus sur un historique de 5 ans, donnent une idée des ordres de grandeurs de l'impact selon les différents niveaux de risques. Pour la traduction des impacts en coût, le Spread Localisé a été valorisé à 3€/MWh.

Le tableau et le graphe suivant synthétisent ces résultats :

	R0%	R10%	R20%	R30%	R40%	R50%
Capacités restreintes au-delà du strict besoin (TWh)	17,1	8,7	5,9	4,3	3,2	2,4
Capacités non couvertes par restriction (TWh)	0,0	0,2	0,4	0,8	1,2	1,6
Coût du SL pour couvrir le risque (€/Mwh)	0,0	0,5	1,3	2,3	3,6	4,9
Occurrences du SL pour maintenance (nb jrs/an)	0	7	15	26	34	43
Appel max au SL (GWh/j)	0	103	158	192	222	242
Appel moyen au SL (GWh/j)	0	25	28	30	35	38



Répartition des appels pour les 5 années de l'étude



Centile	SL pour risque 30%	SL pour risque 20%	SL pour risque 10%
50%	20	15	12
60%	25	19	16
70%	31	24	20
80%	37	34	26
90%	56	50	35
95%	77	66	52
97%	86	83	58
98%	115	86	67
99%	122	115	84
100%	192	158	103

Ces résultats montrent un gain important sur le volume de capacités restreintes au-delà du strict nécessaire dès lors qu'un risque est pris sur les niveaux de consommation retenus pour établir ces restrictions (9 TWh de restrictions « inutiles » sont évités si un risque 10% sur les consommations est retenu, 11,2 TWh pour un risque 20% sur). Dans le même temps, le niveau de Spread Localisé qui pourrait être mobilisé pour couvrir l'intégralité des capacités mises à disposition dans le programme travaux reste raisonnable (0,2 TWh pour un risque 10%, 0,4 TWh pour un risque 20%).

D.1.1. Analyse et proposition de Teréga

Il est important de mettre en regard de ces chiffres les risques pris dans le cadre de la gestion des limites résiduelles notamment pour le cas de référence :

	% d'occurrence	Dépassement moyen (GWh/j)	Dépassement maximum (GWh/j)	Répartition des occurrences
NS1	3,8%	25	76	été : 70% / hiver : 30%
NS2	3,2%	50	131	été : 81% / hiver : 19%
NS3	7,4%	55	189	été : 90% / hiver : 10%
NS4	3,7%	29	105	été : 85% / hiver : 15%
NS	10,5%	n.a.	n.a.	été : 77% / hiver : 23%

Où NS est le pourcentage d'occurrence de l'atteinte d'au moins une limite (plusieurs limites pouvant être atteintes sur la même journée gazière)

On voit que le risque maximum atteint sensiblement le même ordre de grandeur.

De plus, la répartition du SL reste très proche pour les risques 10% 20% et 30%. Le décrochement d'appel de SL ne survient que sur les 3 derniers pourcents de la répartition ce qui représente uniquement 3 jours sur les 1924 de l'étude. En sus, pour le risque 30%, le nombre de jour où le SL est supérieur à 120 GWh/j s'élève à 3 jours sur les 5 ans de l'étude ce qui représente le même risque que le risque de traitement des limites résiduelles.

Teréga propose de couvrir un risque de 30%, dont le dépassement maximum (192 GWh/j) est très similaire au niveau de risque constaté pour la gestion de la limite NS3 (189 GWh/j) dans le cadre du scénario de référence. Cela permettrait de réduire encore plus le volume de capacités restreintes. Les coûts potentiels de spread localisé associés restent dans la fourchette basse des coûts annuels estimés de spread localisé dans le cas de référence.

D.1.2. Analyse et proposition de GRTgaz

GRTgaz estime que le niveau maximal qui devrait être géré par le Spread Localisé est un paramètre important du dispositif. Plus ce niveau est élevé, plus le mécanisme de Spread Localisé devra mobiliser les flexibilités marginales du système et plus son coût risque d'être élevé un jour donné. A cet égard, le risque 10% expose à un niveau d'appel au Spread Localisé déjà conséquent d'environ 100 GWh/j.

Par ailleurs, l'analyse de la répartition des activations de Spread Localisé en période de travaux montre que tous les cas de très fort dépassement se produisent sur des jours consécutifs. GRTgaz estime qu'il y a un grand risque de pénurie de flexibilité et de surcoût du SL sur une telle période. En

période de travaux, ce risque peut être maîtrisé par les taux de restrictions, contrairement au risque de dépassement des limites hors travaux qui est subi et non maîtrisable.

C'est pourquoi GRTgaz propose pour la première année de retenir l'utilisation du Spread Localisé pour couvrir un risque 10% pris sur le niveau des consommations lors du calcul des restrictions pour maintenance. Ce dispositif permet déjà un gain substantiel sur les niveaux de restrictions, tout en exposant relativement peu le système aux appels au mécanisme de Spread Localisé.

D.1.3. Mise place opérationnelle

Dans le cas où la CRE retiendrait par délibération une des propositions, les GRT analyseront les délais nécessaires à sa mise en œuvre et les préciseront dans le cadre de la Concertation Gaz.

D.1.4. Retour d'expérience

Les transporteurs proposent également d'établir un retour d'expérience à l'issue de la première campagne de maintenance en schéma fusionné, afin d'examiner avec le marché la possibilité d'adapter le risque pris sur les niveaux de consommation pour établir les taux de restriction.

D.2. Utilisation du Spread Localisé pour réduire la durée des publications de maintenance

Certains acteurs du marché ont demandé aux GRT d'étudier la possibilité d'utiliser le mécanisme de Spread Localisé pour diminuer la durée des périodes de publications de travaux. Cela revient à prendre le risque d'une publication trop courte par rapport à la durée réelle des travaux, risque qui serait couvert par l'utilisation d'un mécanisme de Spread Localisé dans un premier temps, puis d'une restriction mutualisés si nécessaire.

Dans les faits, les durées des travaux intègrent une part d'aléas pour certaines typologies de maintenance uniquement :

- Les travaux de réhabilitations après pistonnage, pour lesquels une période de restriction est publiée dont la réalité dépend de la caractérisation des défauts ; si les défauts ne nécessitent pas de réparation, ces publications sont relâchées ;
- Les travaux impliquant des soudures de raccordement, pour lesquels une période de restriction est publiée pour couvrir le rejet d'une soudure ; si les soudures sont acceptées ces publications peuvent être relâchées.

Les autres typologies de maintenance (révisions des compressions, tests de sécurité,...) sont déjà publiées sans aléas.

Pour les maintenances avec aléas sur la durée, si ceux-ci sont avérés et non couverts par la période de publication, les GRT devraient utiliser le SL pour des quantités potentiellement très importantes. En effet, contrairement à la couverture de l'aléa climatique sur les consommations, il faut dans ce cas couvrir l'ensemble de la restriction non publiée, soit potentiellement des centaines de GWh/j. Cela pourrait se traduire par un coût du Spread Localisé bien supérieur aux 3 €/MWh estimés en concertation, voire à un échec du mécanisme. **Les GRT n'ayant aucun recul à ce stade sur la sensibilité du SL aux quantités appelées, proposent dans un premier temps de ne pas couvrir les aléas sur la durée des travaux par des mécanismes.** Cette mesure pourrait cependant être introduite ultérieurement, après une évaluation du fonctionnement du SL, avec les éléments nécessaires à une analyse de sensibilité.

E. Recouvrement des coûts des mécanismes de gestions des limites ou de restrictions pour maintenance

Suite à la décision de la CRE sur la couverture des coûts engagés par les GRT (chapitre 7.6 de la délibération du 26 octobre 2017), les GRT proposent de répartir ces coûts entre les deux transporteurs selon une clé de répartition permettant de préserver l'équité de l'impact tarifaire dans chacune des zones Teréga et GRTgaz afin que chaque client, bénéficiant de la même façon de la TRF, contribue et assume aussi les coûts de la même façon.

Les coûts concernés sont :

- Les coûts de Spread localisé dans le cadre de la gestion des limites
- Les coûts de Flow Commitment, si un tel mécanisme était déclenché
- Les coûts de Spread Localisé dans le cadre des travaux : « petits travaux » (voir délibération du 26 octobre 2017) ou « limitation des restrictions pour maintenance » (tel que décrit au chapitre C.1 du présent document)

Les transporteurs proposent une clé de répartition basée sur les revenus autorisés de l'année tarifaire en cours. Ainsi pour l'année 2018, compte-tenu des revenus autorisés de 246,1 M€ pour Teréga et de 1781,9 M€ pour GRTgaz, cette clé de répartition serait de 12% pour Teréga et 88% pour GRTgaz.

Les dépenses, engagées par chacun des GRT, sont partagées selon la clé de répartition prévue, par un échange financier mensuel entre les deux opérateurs.



**Analyse des conditions opérationnelles et
économiques associées à des engagements de flux
au PITTE Pirineos**

Sélection d'extraits de l'étude complète

Mai 2018

CAVEAT

- Le présent document constitue une sélection d'extraits de l'étude complète réalisée par Emerton pour TEREGA sur le sujet des *Flow Commitments*¹ potentiellement réalisables au PITTE Pirineos
- L'étude a été réalisée de mi-mars à fin avril 2018 et a donné lieu à une série d'entretiens avec des acteurs de marché susceptibles de répondre aux besoins éventuels de *Flow Commitments*

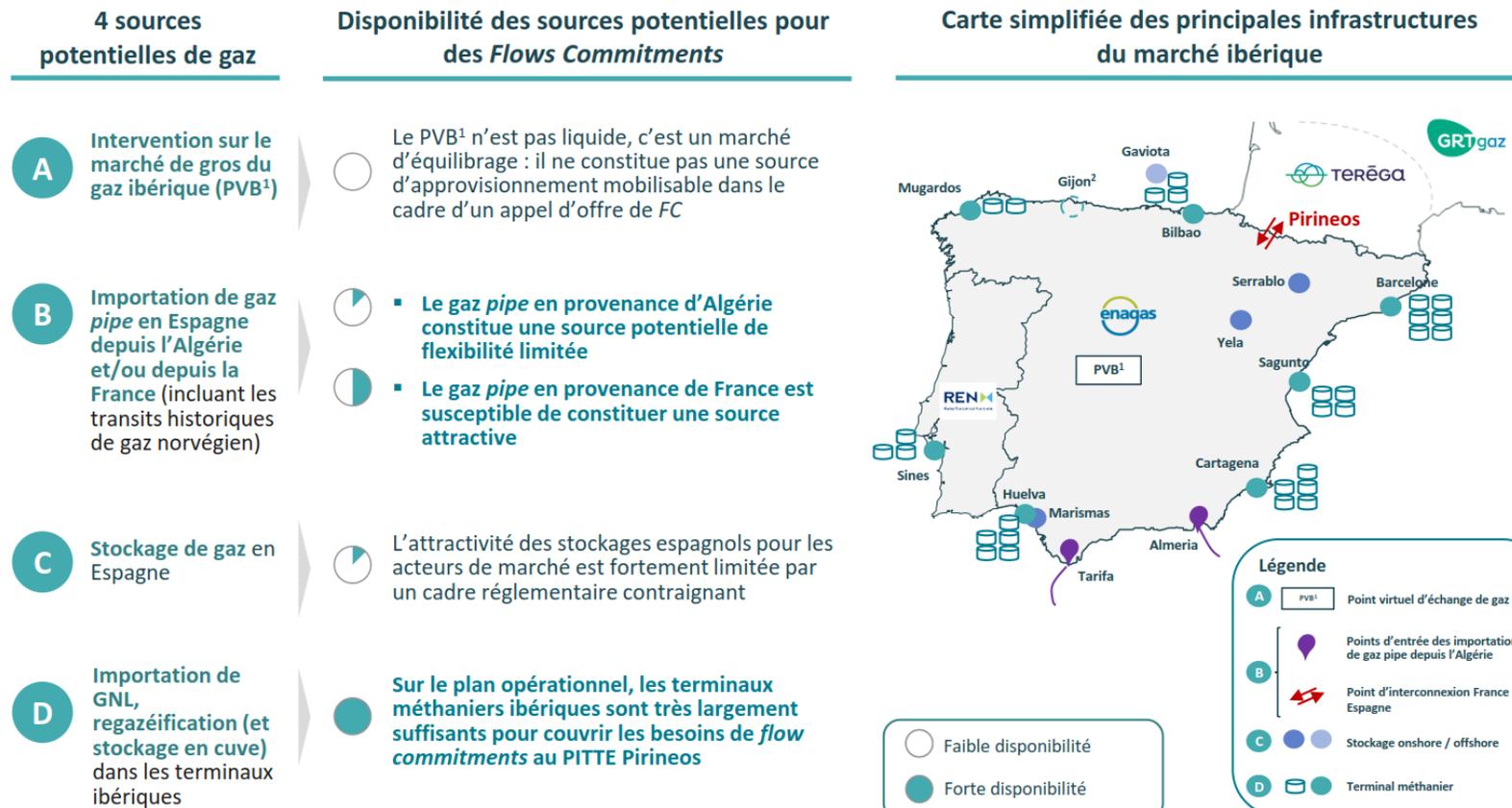
Contexte et objectifs de l'étude

- Dans le cadre de la création à fin 2018, de la place de marché unique France *Trading Region France* (« TRF »), TEREGA et GRTgaz ont identifié le besoin de mise en place de *flow commitments* en entrée de la zone TRF à l'aval des limites de congestion. Deux solutions potentiellement complémentaires sont ainsi envisagées :
 - Pour GRTgaz : l'apport de GNL par les terminaux méthaniers de Montoir ou de Fos
 - Pour TEREGA : l'apport de gaz *pipe* par le PITTE Pirineos

- Les engagements de flux susceptibles d'être proposés par les acteurs de marché au PITTE Pirineos reposent sur le recours à l'une (ou à une combinaison) des sources de gaz et de GNL suivantes :
 - Achats de gaz sur le marché de gros ibérique
 - Importations de gaz *pipe* en provenance d'Algérie ou via la France (e.g. transits historiques de gaz norvégien)
 - Soutirages depuis les stockages de gaz espagnols
 - Importations de GNL en Espagne ou au Portugal (et recours au GNL stocké en cuve)

- L'objectif de l'étude a été de générer une vision claire des conditions possibles de livraison de gaz au PITTE Pirineos compatibles avec les conditions opérationnelles, temporelles et économiques dans lesquelles les acteurs de marché seront susceptibles de répondre aux appels d'offres de *Flow commitments*

La disponibilité des 4 sources potentielles de gaz pour des *Flow Commitments (FC)* au PITTE Pirineos a été analysée

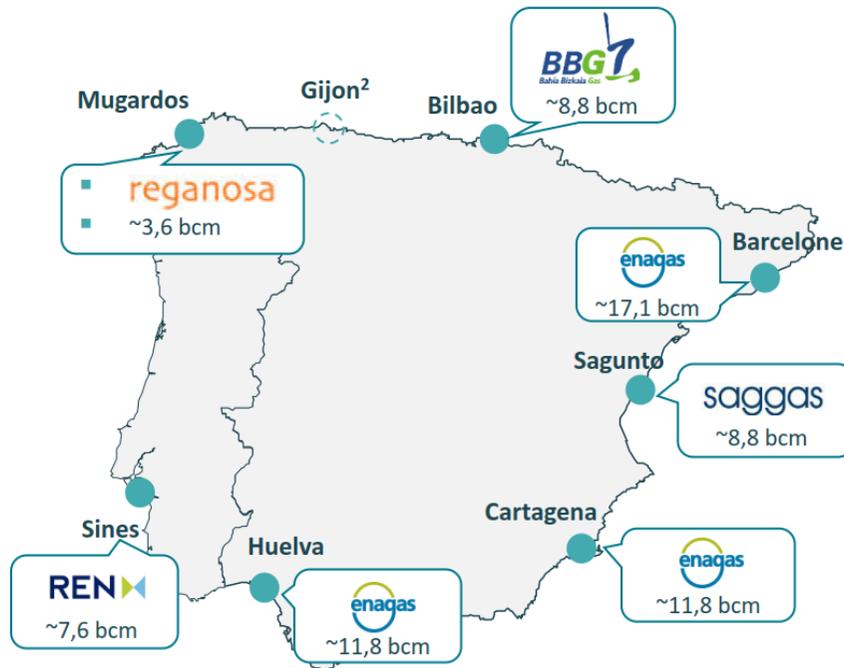


1. PVB : *Punto Virtual de Balance*. Point virtuel d'échange de gaz couvrant l'Espagne et le Portugal – 2. Le terminal méthaneur de Gijon est actuellement sous cocon. Sa mise en opération est envisagée pour 2022 – Sources : *Litsearch*, entretiens de marché, analyses Emerton

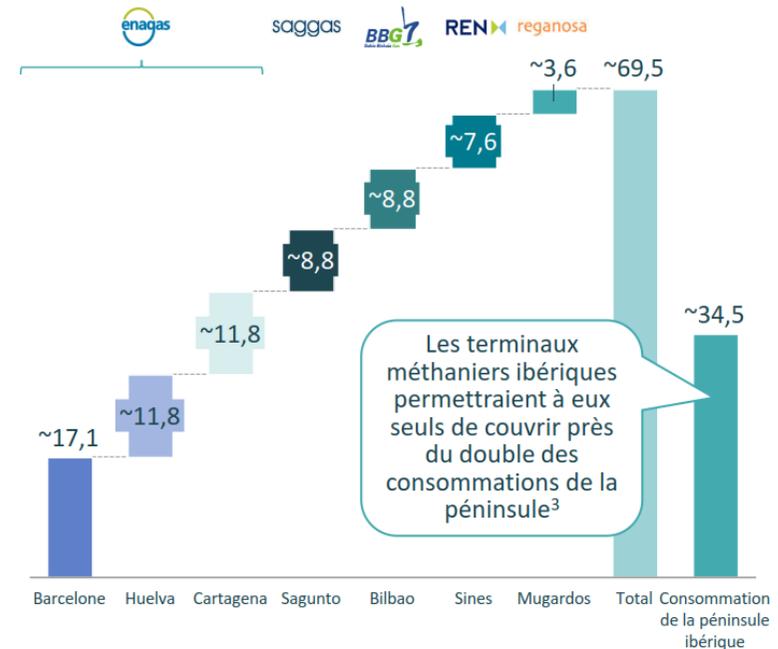
Zoom sur le GNL : la péninsule ibérique compte 7 terminaux méthaniers dont les capacités de regazéification s'élèvent au global à ~70 bcm¹ par an

D
GNL

Localisation, opérateur et capacité annuelle de regazéification des terminaux ibériques (bcm¹)



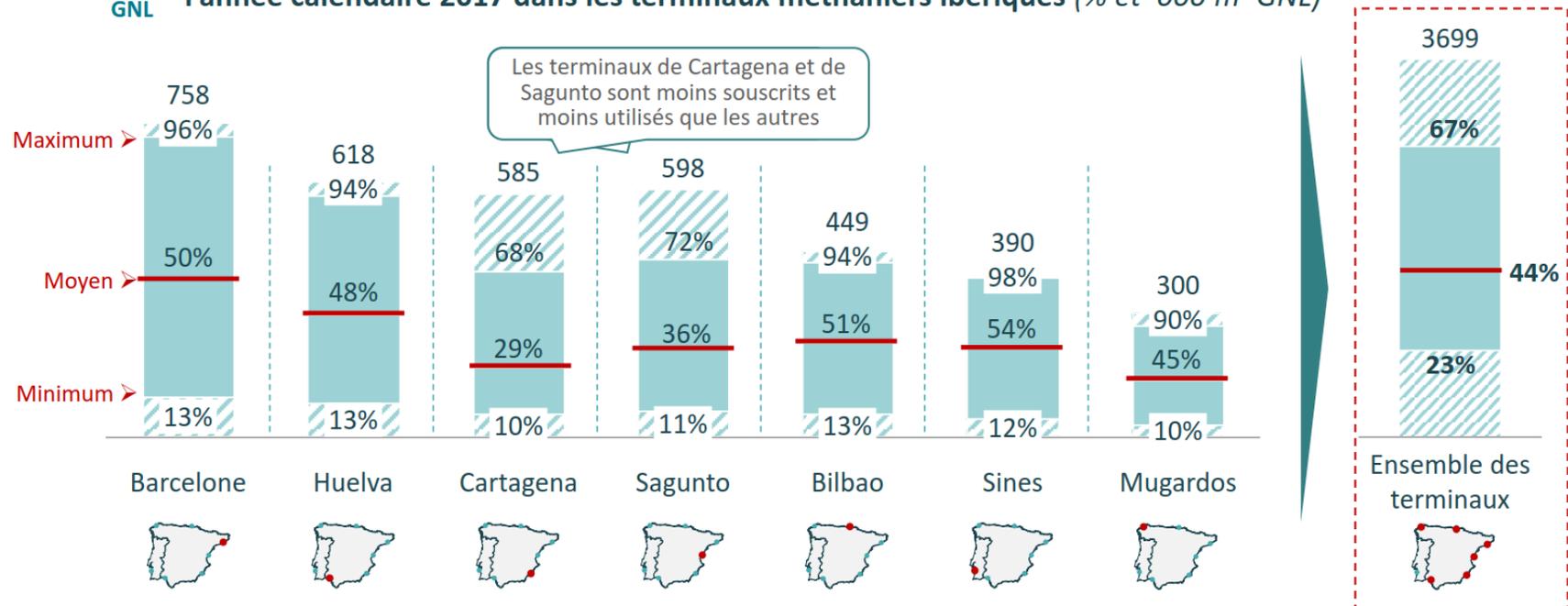
Capacités annuelles des terminaux ibériques (bcm¹)



1. Milliard de mètres cubes – 2. Le terminal méthanier de Gijon est actuellement sous cocon. Sa mise en opération est prévue pour 2022 – 3. Les consommations 2016 de la péninsule ibérique se sont élevées à ~380 TWh, soit ~35 bcm – Source : Enagas, GIIGNL, analyses Emerton

Les stockages de GNL en cuve dans les terminaux constituent une source importante de flexibilité sur le marché ibérique

D Taux de remplissage minimum, moyen et maximum des stockages de GNL en cuve sur l'année calendaire 2017 dans les terminaux méthaniers ibériques (% et '000 m³ GNL)

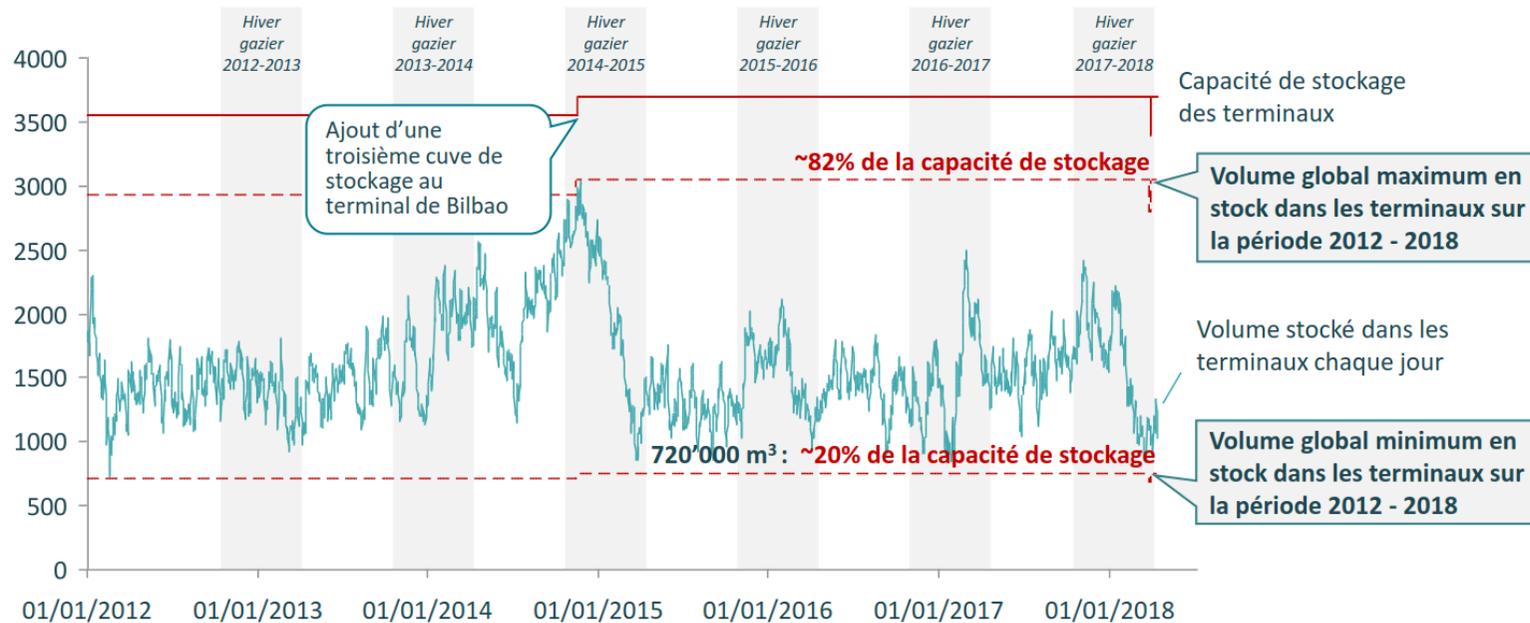


- Les terminaux méthaniers ibériques offrent une **capacité globale de stockage de ~3,7 Mm³ de GNL (soit ~25 TWh)**
- Pour 2017, **l'amplitude de variation des stocks individuels de chaque terminal varie entre un talon de ~10% et parfois plus de ~95%**, le niveau cumulé des stocks de l'ensemble des terminaux varie dans l'intervalle le plus restreint de 23% à 67%
- Les stockages de GNL en cuve constituent, au détriment du PVB¹, le lieu principal d'échange du marché ibérique²**

1. PVB : Punto Virtual de Balance – 2. Toutefois, la transparence y est très faible – Source : Enagas, ALSI (Aggregated LNG Storage Inventory), entretiens de marché, analyses Emerton

Même à leur plus bas, les volumes de GNL disponibles en cuve permettent de couvrir largement les besoins éventuels de *Flow Commitments*

D Evolution du volume global de GNL stocké dans les terminaux méthaniers ibériques
(‘000 m³ GNL, 2012 – 2018)



- Depuis 2012, le volume de GNL en stock n'a jamais été inférieur à ~720'000 m³ de GNL, soit ~20% de la capacité globale de stockage, i.e. ~5 TWh ou ~5 jours de consommation ibérique moyenne
- Les volumes de GNL en cuve permettent de couvrir largement les besoins éventuels de *flow commitment*, même dans l'hypothèse de préservation d'un talon individuel de 10% de GNL en stock par terminal (cf slide précédent)

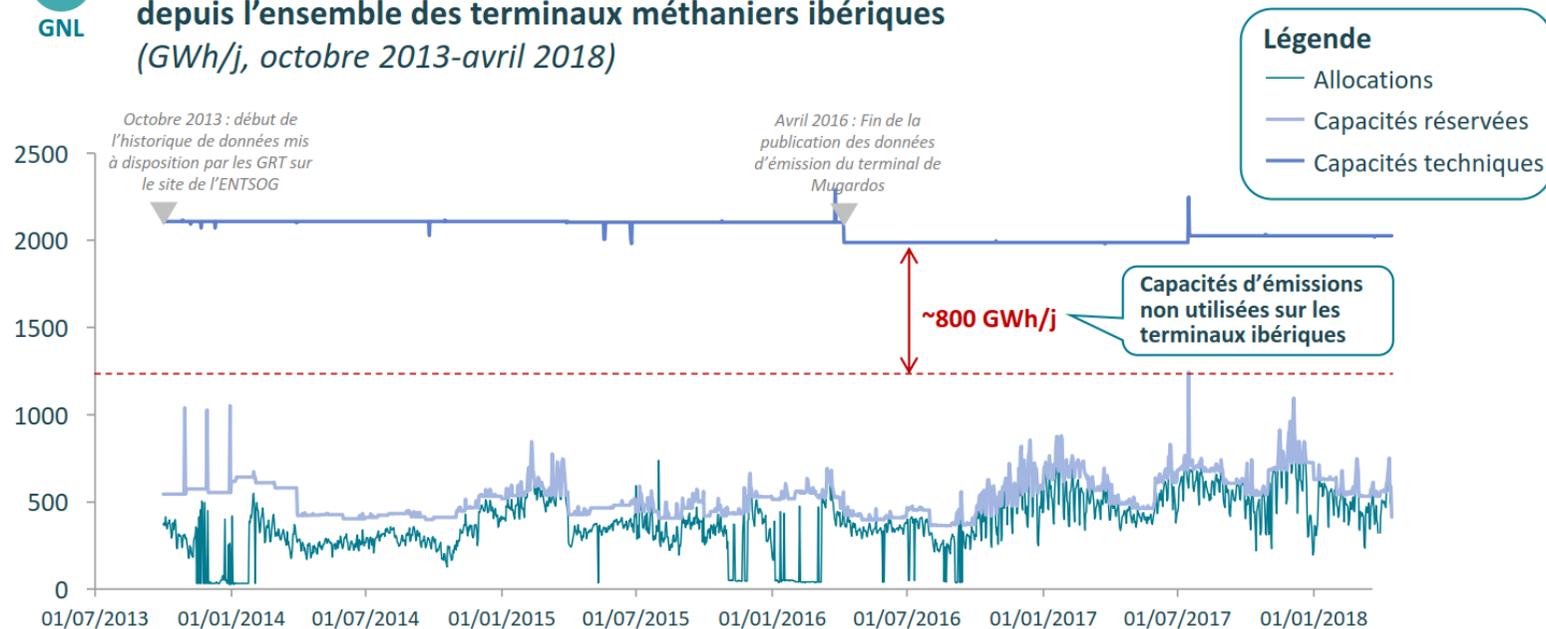
Source : Enagas, ALSI (Aggregated LNG Storage Inventory), analyses Emerton

EMERTON | 7

Les capacités d'émission disponibles permettent, elles aussi, de couvrir largement les besoins éventuels de *Flow Commitments*

D
GNL

Capacités techniques, réservées et allocations aux points d'entrée sur les réseaux depuis l'ensemble des terminaux méthaniens ibériques (GWh/j, octobre 2013-avril 2018)

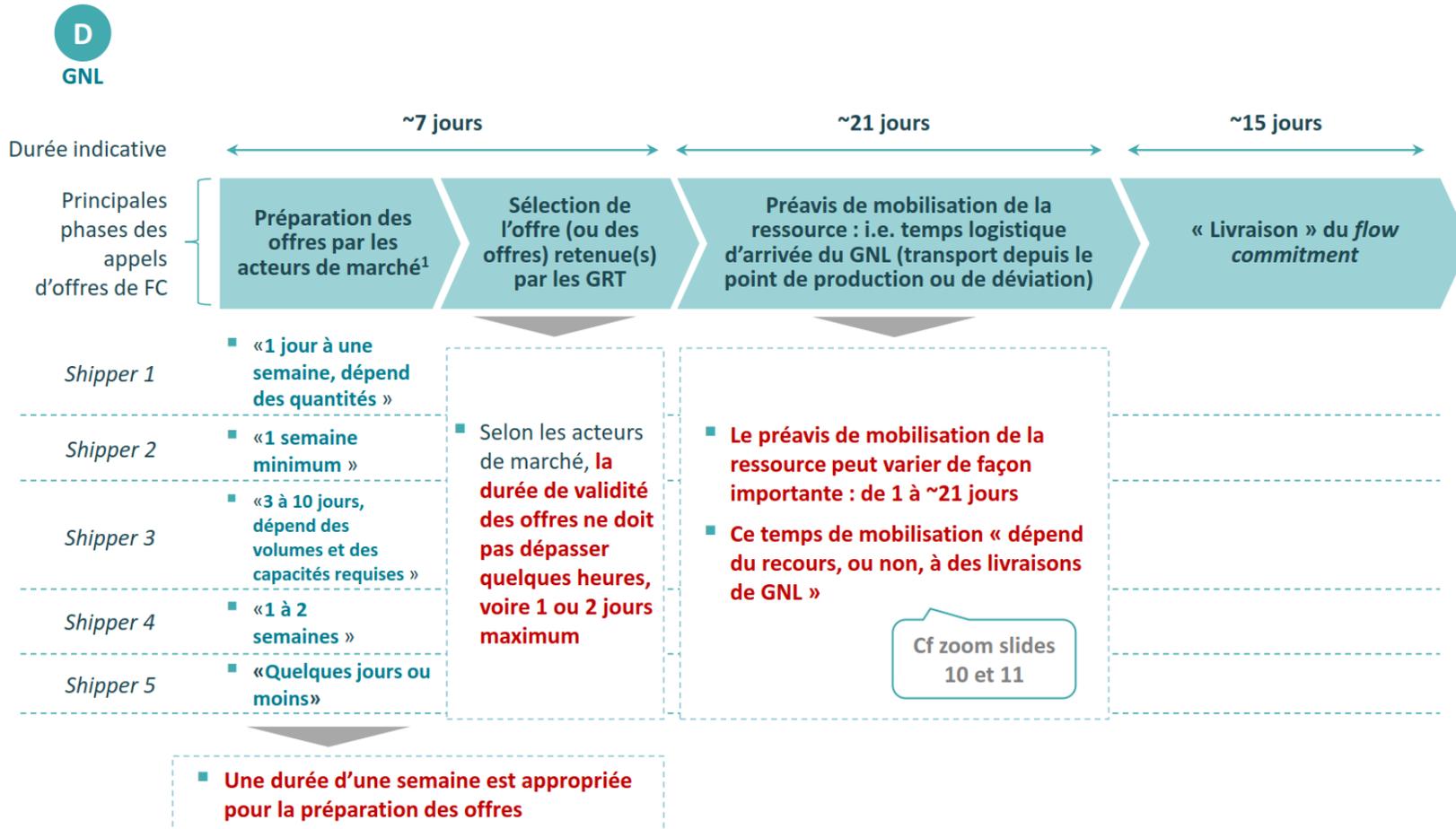


- L'ensemble des terminaux méthaniens de la péninsule ibérique affiche une capacité maximale globale d'émission non utilisée de l'ordre de ~800 GWh/jour, cette capacité est largement supérieure à la capacité du PITTE Pirineos. Ces capacités peuvent être souscrites la veille pour le lendemain, voire en intra-journalier
- Les terminaux méthaniens constituent une source importante de flexibilité pour la péninsule ibérique, à laquelle les acteurs de marché sont susceptibles de faire appel dans le cadre des *flow commitments*

Source : ENTSOG Transparency Platform, analyses Emerton

EMERTON | 8

Le préavis de mobilisation de la ressource pour un *Flow Commitment* au PITTE Pirineos varie en fonction de la nature du *sourcing* : gaz pipe vs GNL



1. Le calendrier de réservation des capacités au PITTE Pirineos résultant du Code de Réseau CAM constitue une contrainte, et est susceptible de générer des risques financiers – Source : Entretiens de marché, analyses Emerton

Il est possible de dissocier le *Flow Commitment* du déchargement d'un méthanier pour des volumes allant jusqu'à quelques centaines de GWh

D Type de *sourcing* pour la réponse au *flow commitment*, selon le volume requis¹

GNL



Sourcing « GNL en cuve » : absence de contrainte logistique amont GNL

- **Volume nécessaire au *flow commitment* suffisamment faible** pour qu'un recours exclusif au GNL stocké en cuve soit possible

- En-deçà d'un certain volume, les livraisons à Pirineos peuvent s'appuyer sur du GNL mobilisable directement depuis les cuves des terminaux
- **Dans ce cas, il est possible de s'affranchir des contraintes logistiques GNL amont**

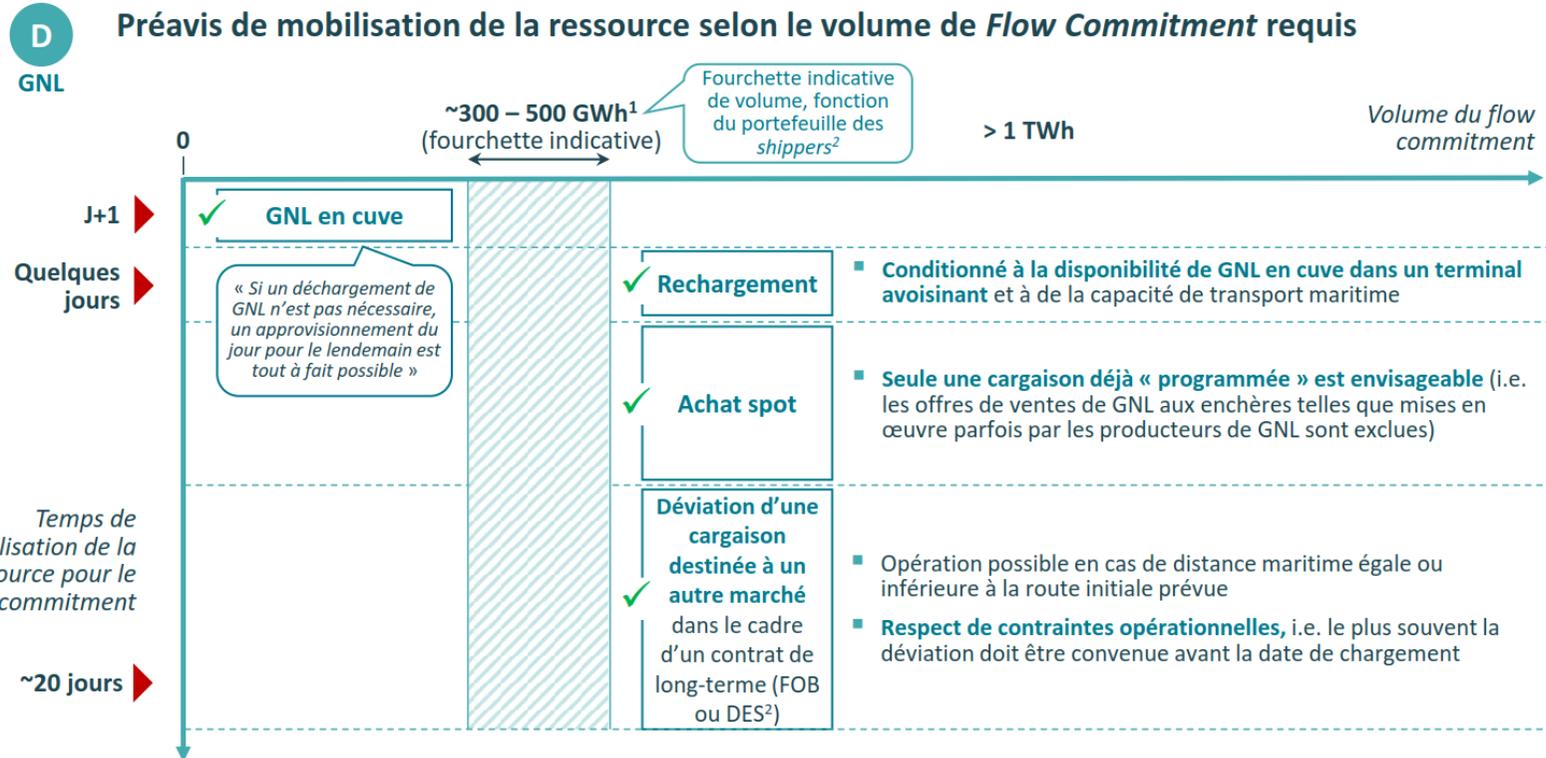
Sourcing « cargaison GNL » : prise en compte de contraintes logistiques GNL amont

- **Volume regazéifié à partir des cuves des terminaux, du même ordre de grandeur ou supérieur au volume de GNL transporté par un méthanier**
- Besoin de coordonner le déchargement d'une cargaison de GNL afin de compenser la diminution du stock en cuve dans les terminaux

- Au-delà d'un certain volume, il est nécessaire de recourir au déchargement d'une cargaison de GNL de façon associée au *sourcing* du *Flow Commitment*
- **L'organisation d'une logistique GNL dédiée allonge le temps de mobilisation de la ressource**

1. Volume potentiellement inférieur au volume d'une cargaison de GNL – 2. Le niveau précis de ce seuil est susceptible de varier en fonction des portefeuilles de chaque acteur de marché et de la situation de marché – Source : entretiens, analyses Emerton

Le préavis de mobilisation de la ressource varie de 1 journée à ~3 semaines selon le type d'approvisionnement



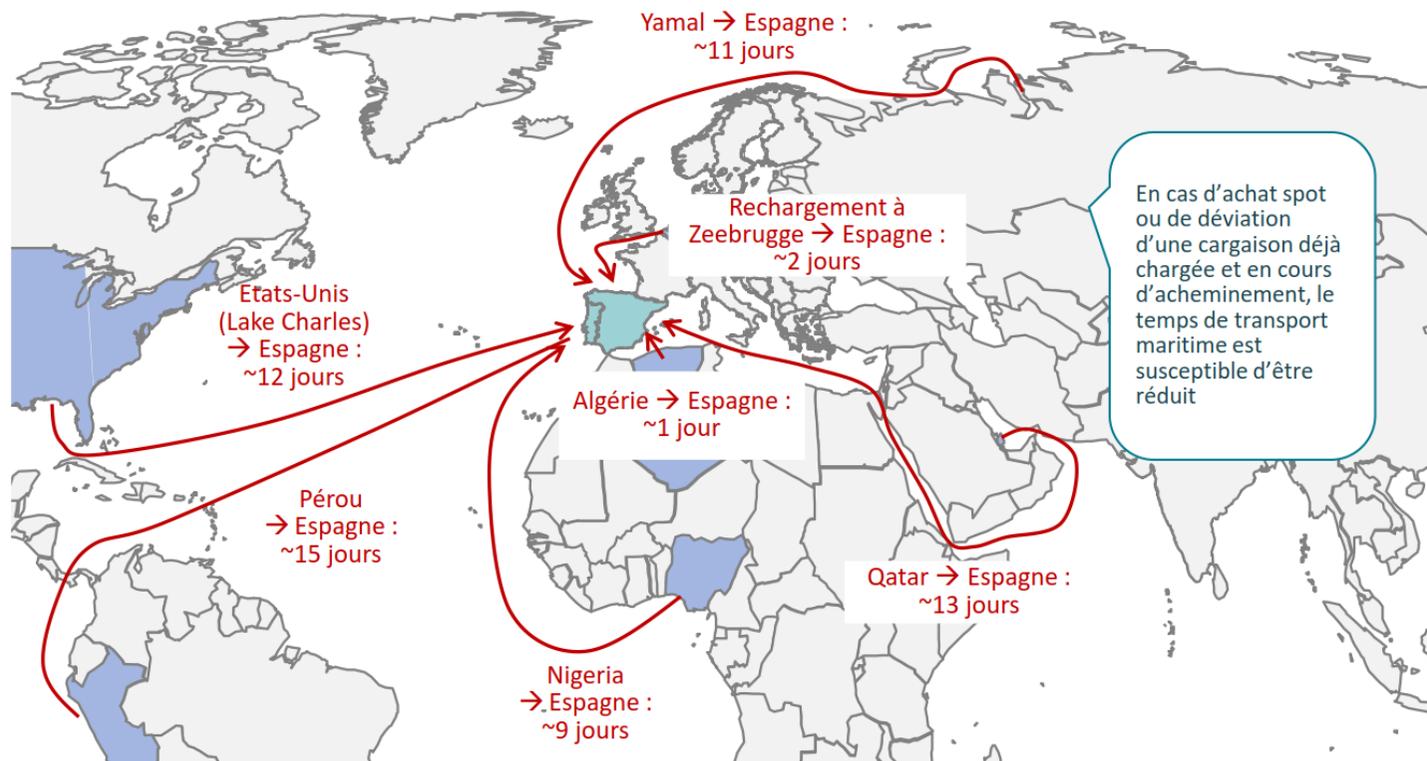
- Le temps de mobilisation peut être limité à 1 jour en cas d'approvisionnement à partir de GNL en cuve, contre quelques jours (pour un rechargement) à un maximum de ~20 jours en cas de recours à un achat spot ou une déviation
- La différence de prix entre le meilleur débouché possible pour le GNL³ et le prix PEG France joue un rôle déterminant dans le niveau de prix du *Flow Commitment*. **Ce prix ne dépend pas du temps de mobilisation de la ressource**

1. Le niveau précis de ce seuil est susceptible de varier en fonction des portefeuilles de chaque acteur de marché et de la situation de marché –

2. Free On Board ou Delivery Ex-ship – 3. Généralement le marché asiatique – Source : entretiens, analyses Emerton

Le préavis de mobilisation du GNL résulte principalement du temps de transport maritime

D Durées indicatives de *shipping* depuis les différents pays producteurs / lieux de rechargement¹ (jours)
GNL

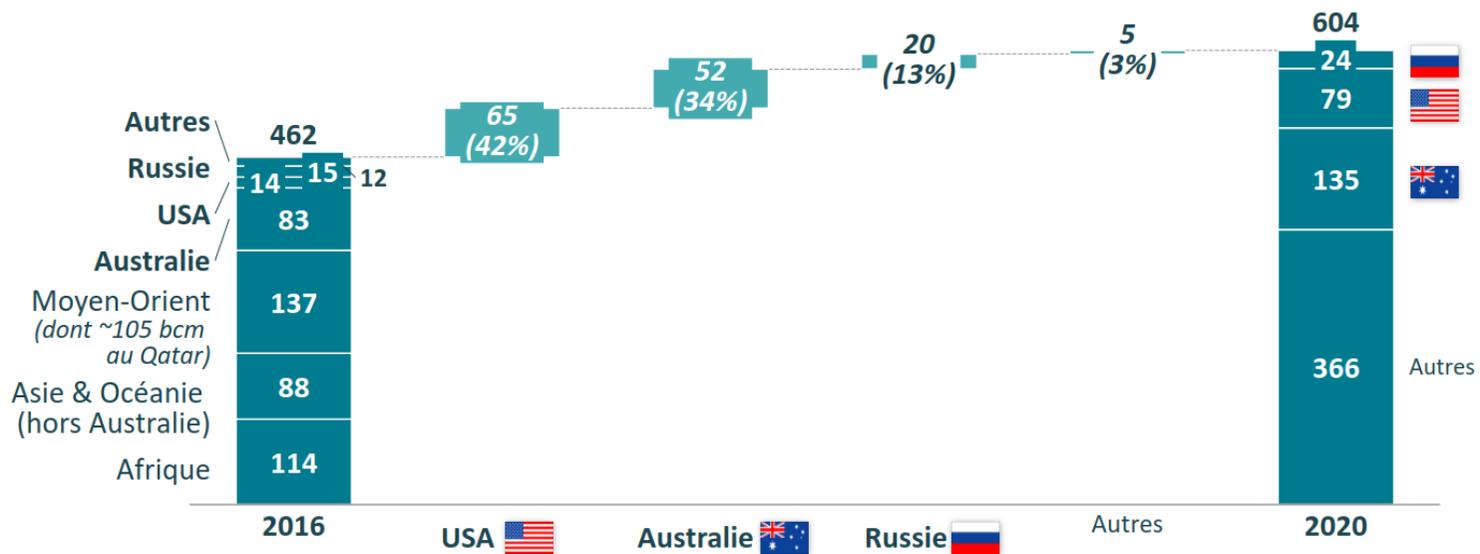


1. Durée moyenne par trajet vers le terminal de Huelva – Source : entretiens de marché, analyses Emerton

Du fait des nouvelles unités de production US et australiennes, les capacités mondiales d'export de GNL augmentent fortement à l'horizon 2020

D
GNL

Capacités mondiales d'export de GNL cumulées des unités de liquéfaction en service et en construction¹
(Bcm, 2016-2020)



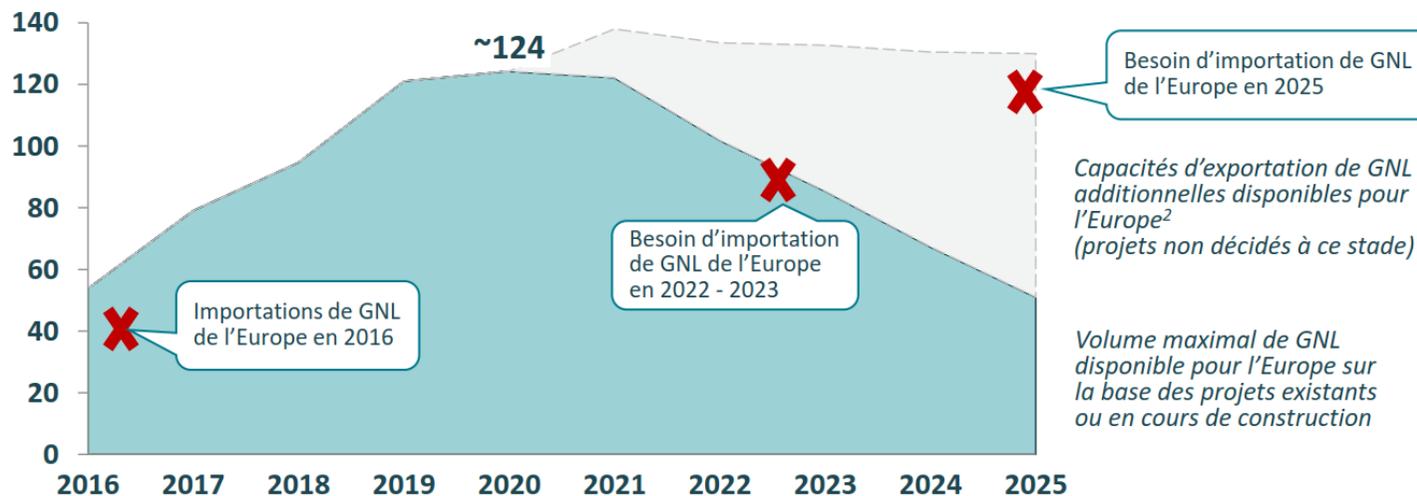
1. N'inclut pas les projets ayant obtenu une décision finale d'investissement mais dont la construction n'a pas commencé – Source: GIIGNL ("Annual report 2017"), IEA ("World Energy Outlook", Nov. 2017 and "Gas market report", Sep. 17), Tellurian ("The Case for Investing in LNG Export Terminals in the US", June 2017), analyses Emerton

Le volume de GNL maximum disponible pour l'Europe reste supérieur aux besoins d'importation jusqu'à l'horizon 2022-2023

D

Indicatif

GNL Volume maximum de GNL disponible pour l'Europe¹ (vision indicative, hypothèses Emerton) (Milliard de mètres cubes par an)



- **Le marché mondial du GNL est long à l'horizon 2020 et devrait le rester jusqu'à l'horizon 2022 - 2023, l'achat de cargaisons de GNL ne présente pas de difficulté particulière**
- L'évolution de la demande de GNL en Asie ainsi que des nouveaux pays importateurs de GNL est susceptible d'infléchir le bilan global offre / demande de GNL

1. Volume mondial de GNL exporté dont sont déduits les besoins d'importation de GNL de toutes les zones sauf de l'Europe. L'Europe est définie ici comme l'Union Européenne incluant le UK – 2. Illustratif : scénario de développement de 10% des projets de production et d'exportation de GNL non encore décidés (hypothèse Emerton) – Source : Analyses Emerton



PARIS | 16 avenue Hoche | 75008 Paris | France
BRUSSELS | Avenue des Arts, 19 | 1210 Brussels | Belgium
BOSTON | 131 Lake Street | Arlington, MA 02474 | USA
NEW YORK | 300 Park Avenue | New York, NY 10022 | USA
DUBAI | Emirates Tower | United Arab Emirates
www.emerton.co



Analyse du projet de service d'émission GNL

Avertissement:

Cette note a été réalisée dans un temps court, et n'a de ce fait pas pu s'appuyer sur une analyse complète ou poussée de l'ensemble des questions amenées par le projet de service d'émission GNL envisagé par GRTgaz.

Le présent document représente donc une première vue permettant de dégager des perspectives sur certains sujets clés, qui mériteraient d'être approfondies pour former un avis robuste et complet.

Table des matières

1. Synthèse	2
2. Fondamentaux du marché GNL très court terme	5
3. Délais	9
4. Prix	15
5. Termes contractuels	20
6. Exemple d'approvisionnement « peak-shaving » GNL en Italie	22

1. Synthèse

- 1.1 GRT Gaz souhaiterait mettre en place des appels d'offres pour des fournitures de volumes de gaz naturel à certains points de réseau, en particulier au PITTM Fos avec une livraison au PEG Nord. Dans ce cadre, notre avis a été sollicité sur les délais envisagés, sur le prix du service et les termes contractuels concernant les pénalités.

Fondamentaux du marché GNL très court terme

- 1.2 Le marché du GNL n'est pas structuré autour de livraisons inférieures à un mois. Les acteurs GNL organisent et optimisent l'essentiel de leur logistique plusieurs mois à l'avance, et disposent d'une position « bouclée » un mois avant livraison. Tout ré routage de cargo à très court-terme impose de rouvrir le programme logistique prévu, avec des effets importants sur les voyages suivants pour l'ensemble de la flotte du fournisseur, que le fournisseur doit maîtriser.
- 1.3 Le besoin de GRTgaz, qui ne pourra être confirmé avant un délai d'un mois, devra donc être approvisionné dans le cadre d'organisations exceptionnelles : les offres fournies, si elles existent, seront proposées par des acteurs combinant un large portefeuille GNL et une présence trading gaz en France. Elles incluront a priori une marge supérieure à la normale du fait du caractère d'urgence, hors standard.
- 1.4 Dans ces conditions, pour maximiser les retours du marché, GRTgaz aura intérêt à :
- S'appuyer sur les conditions contractuelles les plus simples possibles, et les plus proches des standards anglo-saxons qui dominent le marché GNL,
 - Permettre à des offres intégrées de se former, combinant un trader gaz en France et un fournisseur de GNL sans établissement en France,
 - Accepter toute quantité de GNL, pour ne pas limiter l'appel à certains bateaux.
- 1.5 Le marché actuel du GNL est très tendu sur le court-terme (début 2018), avec des prix au plus haut historique depuis 2 ans. Le prix Japon s'établit à 32 €/MWh, ce qui correspond à un premium de 11€/MWh par rapport au PEG Nord.

Délais

- 1.6 GRTgaz envisage actuellement un délai d'un mois entre la publication de l'appel d'offre et l'activation possible du service, dont :
- 11 jours entre la publication de l'appel d'offres et la date de soumission des offres. Pendant cette période GRT Gaz pourrait annuler l'appel d'offre
 - 1 jour entre la soumission des offres et l'attribution du service
 - 17 jours entre l'attribution de l'offre et l'activation possible.
- 1.7 Le délai de préparation de l'offre (11 jours) paraît acceptable. Il correspondrait à notre benchmark des appels d'offres GNL court terme, (9 jours en moyenne de durée des appels d'offres) en laissant une marge de 2 jours pour la préparation d'une offre intégrée correspondant aux besoins de GRTgaz qui combinent livraison GNL et émission sur le réseau.

- 1.8 Le délai de validité des offres et d'attribution (1 jour) paraît en ligne avec notre expérience et les observations du marché. Toutefois, dans le contexte de très court terme, il est préférable de demander un dépôt des offres finales à 10h30 pour une attribution le jour même 1h30 avant la clôture des marchés, soit à 16h30 (en référence aux horaires Powernext).
- 1.9 Le délai de 17 jours entre l'attribution du marché et l'activation du service est légèrement trop court.
- 1.10 Techniquement, un délai d'une semaine est tenable par les fournisseurs de GNL. Notamment, une réexpédition de cargo de GNL depuis les ports du Pays-Bas ou du Royaume-Uni prendrait environ 8 jours. Les volumes disponibles en rechargement en Europe sont cependant faibles, et ne peuvent a priori suffire à la conclusion d'un appel d'offres satisfaisant.
- 1.11 Pour accéder à des origines plus lointaines dans le bassin atlantique un délai supérieur à 2 semaines est a priori nécessaire. Un délai de 3 semaines (21 jours) est recommandé par la plupart des traders, pour tenir compte de l'absence de navires GNL dans le bassin atlantique, et devrait être retenu pour permettre une pluralité d'offres au service d'émission de GRTgaz. Par ailleurs, il est important de laisser au fournisseur du GNL, et par conséquent au fournisseur du service d'émission, une liberté dans la période possible d'arrivée du bateau: le navire GNL doit pouvoir arriver entre le jour d'attribution de l'offre d'émission et la date souhaitée du début d'émission pour maximiser les options de reroutage vers Fos.

Prix

- 1.12 Le prix du service d'émission devra rémunérer le coût d'opportunité d'un trader GNL de vendre un cargo sur le marché mondial par rapport à une vente en France avec les contraintes spécifiques au service d'émission. A cela s'ajoutera probablement une marge du fait du caractère non standard de la demande que voudront exploiter les acteurs du marché.
- 1.13 La fixation du prix du service d'émission dépendra donc :
- d'un côté du prix du GNL spot, qui peut être approximé aux conditions du marché en Asie du Nord-Est, corrigé du différentiel de coût de transport depuis l'origine du GNL, ainsi que des coûts infrastructures en France ;
 - de l'autre côté de la marge à appliquer en plus du coût d'opportunité pour inciter le fournisseur à bouleverser son programme, à respecter les contraintes de calendrier, et à s'engager dans un contrat intégré et inhabituel de fourniture de GNL et d'utilisation des infrastructures.
- 1.14 Nous estimons qu'à date le coût d'opportunité d'une livraison en février 2018 s'élève à 6-12 €/MWh selon l'origine du cargo. Néanmoins, en supposant un marché mondial du GNL tendu, l'ensemble des vendeurs pourrait s'aligner sur la borne haute de cette fourchette, indépendamment de la localisation du cargo disponible.
- 1.15 La prime à ajouter au coût d'opportunité pour attirer un nombre minimum de participants aux appels d'offres s'élèverait à 1-10€/MWh, et dépendra principalement des conditions d'urgence imposées par GRTGaz mais aussi des conditions de marché.

Termes contractuels et engagement

- 1.16 Les contrats GNL standards prévoient une pénalité plafonnée en pourcentage du prix de la cargaison, typiquement 50%-75%. Ce principe pourrait être applicable au cas de GRTgaz, pour correspondre aux standards de l'industrie GNL. Dans ce cas, GRTgaz pourrait indiquer un montant fixe de pénalités lié à indice de prix en Asie (par exemple JKM de Platts ou Japan DES d'ICIS Heren) en vigueur à la date de publication de l'appel d'offres.
- 1.17 De façon plus agressive, l'appel d'offre « peak shaving » GNL italien prévoit une pénalité de 1 million d'euros, soutenue par une garantie bancaire, facturée en plus des surcoûts encourus pour trouver une source alternative de gaz.

2. Fondamentaux du marché GNL très court terme

Programme de livraison

- 2.1 Le marché GNL reste structuré par les contrats long-terme, qui organisent leurs programmes de livraison typiquement entre Juin et Novembre de l'année N, pour l'année N+1, avec une prévisibilité importante d'une année sur l'autre.
- 2.2 Un volant significatif du marché (~25% des volumes) est acheté et vendu à court-terme (< ans). Parmi ces volumes court-terme, des cargos spot peuvent être achetés et vendus jusqu'à 1 à 2 mois avant livraison. A cet horizon, vu comme très court par l'industrie du GNL, des indices comme JKM ou EAX, reflètent l'équilibre achat/vente de cargo, même si ces indices ne sont pas vus comme liquides.¹
- 2.3 Il ressort qu'un mois avant la livraison du GNL, la totalité des cargos GNL ont été vendus, les acteurs s'étant complètement engagés sur des programmes de livraison fermes. De plus, les acteurs auront également finalisé l'essentiel de leurs rotations de navires pour les mois suivants, dans un calendrier précis.

Marge de manœuvre à très court terme

- 2.4 Bien que leurs programmes soient fixés, si des opportunités apparaissent à très court terme (i.e. à moins d'un mois de la livraison), certains acteurs pourront s'en saisir en utilisant les flexibilités de leur portefeuille :
 - Ils peuvent réarranger leur flotte de navires et utiliser certaines marges prévues dans les programmes pour permettre un détour vers le port cible,
 - Ils peuvent annuler une livraison prévue auprès d'un acheteur, si les conditions contractuelles conclues avec l'acheteur le permettent.
- 2.5 L'existence de ces flexibilités n'est cependant pas garantie, et peut ne pas être avérée dans un marché tendu.

« Il n'est pas sûr que des cargos soient disponibles dans le marché actuel, du fait d'engagements contractuels, qui n'autorisent pas l'arbitrage. » Analyste GNL, Total
- 2.6 Dans tous les cas, du fait du caractère exceptionnel de telles opportunités, et du nombre limité d'acteurs disposant d'un portefeuille suffisamment important pour avoir les flexibilités nécessaires, les vendeurs de GNL capables de répondre demanderont une marge importante au-dessus de leurs coûts pour répondre à de telles demandes.

Conditions de livraison

- 2.7 Compte tenu du volant limité de GNL qui sera disponible à très court terme, il est indispensable de ne pas limiter les offres et d'accepter tout navire GNL, ce qui implique :

¹ Voir l'annexe sur les indices de prix du GNL en Asie.

- L'absence de contrainte sur les volumes appelés, afin de prendre toute taille de navire ;
- L'absence de contrainte significative sur la qualité du gaz, afin d'accepter toutes les origines de GNL. En pratique, les contraintes de qualité du gaz imposées par les terminaux GNL dans l'Europe de l'ouest ne posent pas problème aux fournisseurs de GNL.

2.8 De façon plus générale, il paraît essentiel de rendre les conditions contractuelles du service d'émission les plus simples et les plus standards possibles ; en s'appuyant si possible sur les standards anglo-saxons.

Périmètre d'intervention

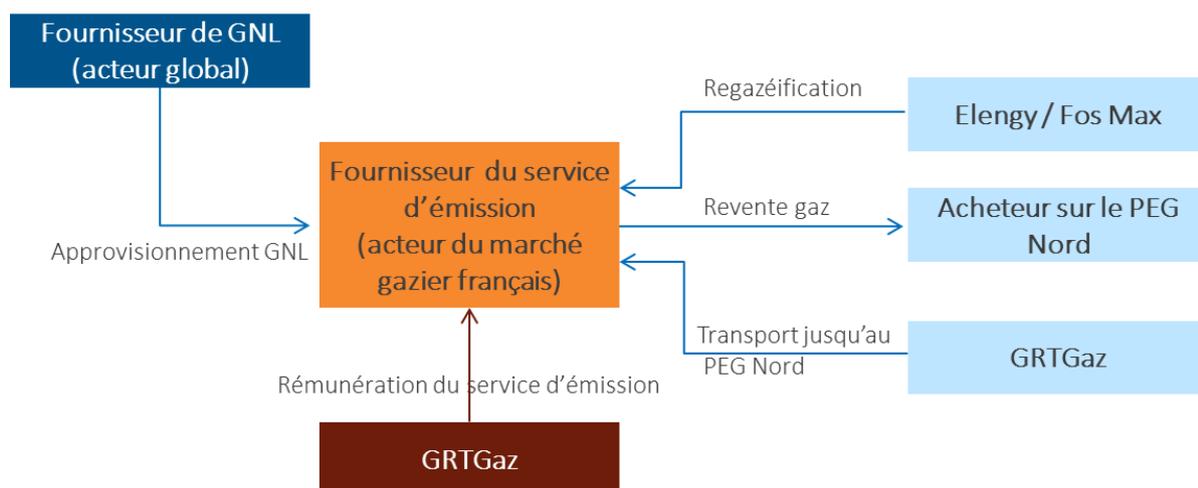
2.9 L'activité des traders de GNL est, sauf exception, limitée au monde maritime : les livraisons de GNL sont contractualisées au port de départ (FOB/CIF²), ou au port d'arrivée (DES/DAP³). Il n'est généralement pas dans le périmètre des traders GNL de contractualiser les capacités de regazéification ou d'émission sur le réseau.

2.10 Le service d'émission envisagé par GRTgaz, d'une livraison du GNL regazéifié au PEG Nord, devra donc s'appuyer sur des traders de différentes nature (trader GNL, et trader local gaz), potentiellement issus d'entreprises différentes. En pratique, il est probable que les traders locaux gaz conduisent leur propre appel au marché pour construire une offre intégrée pour répondre à l'appel d'offres de GRTgaz, car ils disposent pour la plupart de desks de trading GNL

« A lot of European traders have both LNG and gas desks [...] I don't know any European LNG traders who do not have a gas desk » Trader GNL, Exceletrate

2.11 La Figure 2-1 ci-dessous illustre la complexité de l'offre du service d'émission.

Figure 2-1: Acteurs et interactions impliqués par le service d'émission



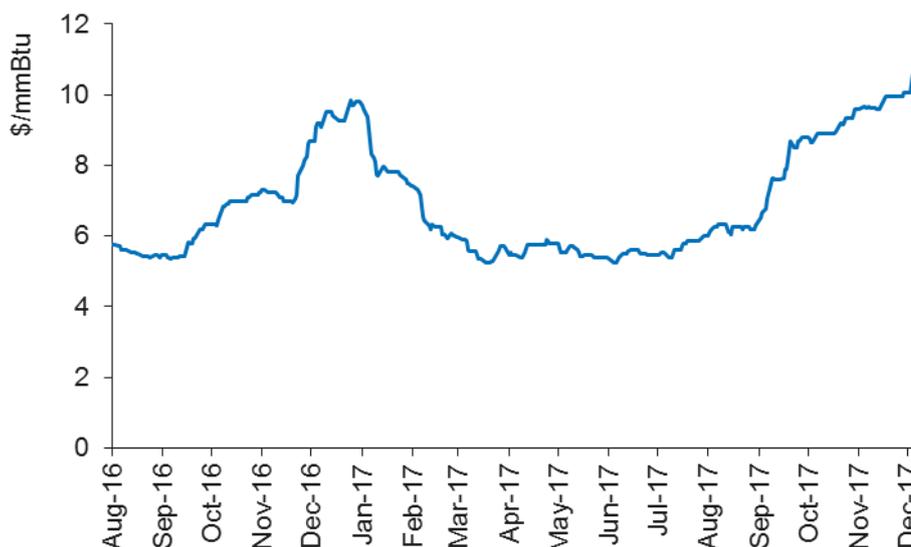
² Free On Board ; Cost Insurance & Freight

³ Delivered At Place ; Delivered Ex Ship

Perspectives du marché du GNL pour début 2018

2.12 Les perspectives pour février 2018 sont extrêmement tendues du fait d'un fort besoin en Asie, propulsées par un hiver rigoureux : les indices court-terme GNL sont au plus haut depuis deux ans.

Figure 2-2 : Prix Japon DES M+1



Source : ICIS

Table 1 – Prévisions de prix du GNL au Japon et en France, 20/12/2017

	Prix Japon DES (\$/mmBtu)	Prix Japon DES (€/MWh)	Prix PEG Nord (€/MWh)	Différentiel prix Japon - PEG Nord (€/MWh)
M+1 (février 2018)	11.000	31.805	21.186	10.619
M+2 (mars 2018)	10.000	28.914	20.509	8.405

Source: ICIS Heren, Powernext

Note : 1 \$/MMBtu = 2.89 €/MWh au 20.12.2017.

2.13 Les commentaires des acteurs de marché anticipent une persistance de telles conditions au moins pour le mois de février 2018.

« En ce moment le marché est hypertendu » Analyste GNL, Total

“Competing demand in Asia from all key market has led to a surge in spot prices, as the East Asian Index (EAX) continues to break tow-year record highs.

Buyers in China, Japan, South Korea and India were all indicating buying interest or outright purchasing spot cargoes for January and February. March activity was till limited.

The EAX for February'18 for 21 December was assessed at \$11.00/MMBtu delivered ex-ship (DES) on 21 December, while the March'18 price was \$1.00/MMBtu in backwardation at \$10.00/MMBtu. The EAX is now close to breaking through the Brent crude oil parity for the third year in a row"Analyste de marché, ICIS Heren (21.12.2017)

3. Délais

3.1 Bien que la structure de marché ne soit pas organisée pour servir du GNL à très court terme, de nombreux exemples passés montrent que des appels d'offres ont pu être conduits avec succès sur des échéances inférieures à un mois. Notre analyse a donc visé à qualifier et quantifier ces exemples pour évaluer la faisabilité des délais envisagés par GRTgaz.

Délais entre la publication de l'appel d'offres et le début de la livraison

3.2 Le délai d'un mois entre la publication de l'appel d'offres et le début souhaité des livraisons de gaz naturel est envisageable en pratique, bien que généralement les fournisseurs traitent des transactions spot à l'horizon de 1-2 mois.

3.3 Nous avons analysé une base de données des appels d'offres pour la fourniture du GNL lancés sur les 4 dernières années au niveau mondial. Ces appels d'offres correspondent à des situations très variées, selon la destination du GNL, la période de l'année et la plage d'arrivée prévue pour le cargo.⁴

3.4 Pour avoir des résultats comparables à l'appel d'offres envisagé par GRT Gaz, nous nous sommes concentrés sur les appels d'offres dont la livraison était limitée à un seul cargo. Nous avons ainsi retenu un échantillon de 198 appels d'offres.

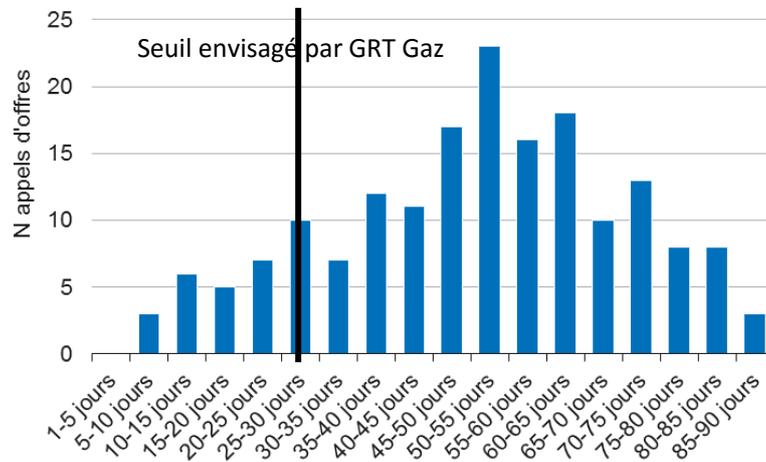
3.5 Parmi ces 198 appels d'offres,

- seulement 31 ont été publiés 30 jours ou moins avant la date limite de la livraison,
- 90 appels d'offres ont été publiés entre 1 et 2 mois avant la date limite de la livraison,
- 77 appels d'offres ont été publiés entre 63 jours et 196 jours avant la date limite de livraison,
- Le délai moyen entre la publication de l'appel d'offre et la date limite de la livraison correspond à 60 jours.

3.6 La Figure 3-1 ci-dessous montre la distribution des appels d'offres selon le délai entre la publication de l'appel d'offres et le début de la livraison.

⁴ Selon les appels d'offres, les cargos ont une marge de manœuvre pour la date livraison variant d'un jour jusqu'à 167 jours, avec une plage d'arrivée moyenne de 15 jours.

Figure 3-1 : Distribution des appels d’offres selon le délai entre leur publication et le début de la livraison, 2015-2017

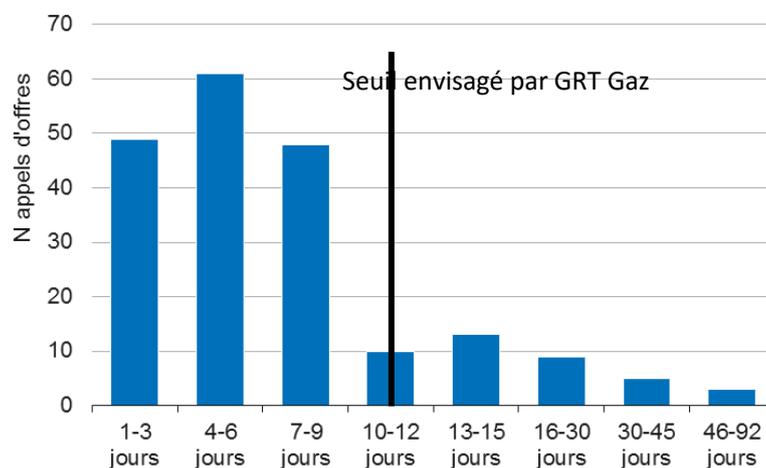


Sources: Base d’appels d’offres recensée par ICIS Heren ; Calculs FTI-CL.

Durée de l’appel d’offres

3.7 La durée envisagée par GRT Gaz pour la préparation de leur réponse par les soumissionnaires est légèrement plus longue que la moyenne des autres appels d’offres d’approvisionnement en GNL. GRT Gaz envisage que la consultation durera 11 jours. Les appels d’offres que nous avons étudiés durent pour l’essentiel moins de 10 jours, la durée moyenne observée étant de 8 jours.

Figure 3-2: Distribution des appels d’offres GNL selon leur durée, 2015-2017



Sources: Base d’appels d’offres recensée par ICIS Heren ; Calculs FTI-CL.

3.8 De façon plus qualitative, nos entretiens avec les traders GNL indiquent qu’ils ont typiquement besoin de 3 jours ouvrés pour construire une offre.

« We need 3 working days to prepare a bid » Trader GNL, Gunvor

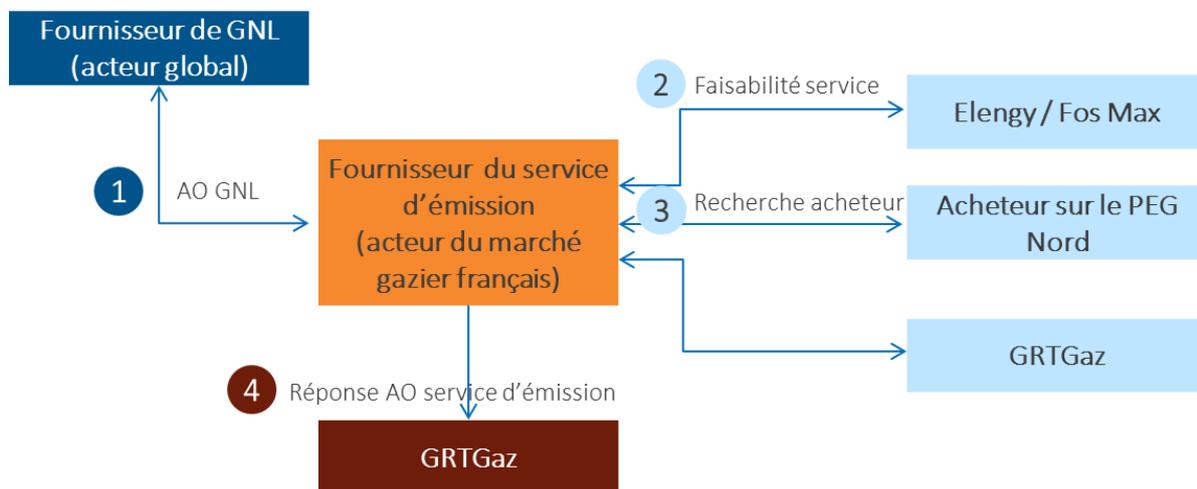
“Les traders GNL ont en général besoin de 2-3 jours pour organiser un deal GNL”
Commercial, Dunkerque LNG

3.9 Cependant, l'appel d'offres de GRTgaz est plus complexe qu'un appel d'offres GNL « pur » puisqu'il demande d'organiser la regazéification et l'injection sur le réseau de GRTgaz, ainsi que la recherche d'un acheteur de gaz sur le PEG Nord. Un délai supplémentaire de 2 jours ouvrés au moins paraît donc nécessaire pour permettre cette coordination entre deux types de trading distincts, laissant a minima une semaine aux acteurs du marché pour construire leur offre intégrée.

« To coordinate between different players at least 4-5 working days are necessary. I would say for combined LNG supply and gas trading coordination, one week is probably OK, but 2 weeks is great [...] Below 1 week, you'll probably be limiting the number of parties » Trader GNL, Exceletrate

3.10 La Figure 3-3 ci-dessous illustre le processus de préparation de l'offre par le fournisseur du service d'émission

Figure 3-3: Illustration du processus de préparation de l'offre par le fournisseur du service d'émission



3.11 Par conséquent, nous considérons que la durée de 11 jours prévue par GRTGaz pour la durée de l'appel d'offres est appropriée.

Durée pour validation de l'offre

3.12 GRT Gaz envisage une journée entre le dépôt des offres et leur attribution.

3.13 Selon les échanges que nous avons eus avec les acteurs du marché du GNL, le délai de 1 jour est vu comme acceptable, mais un peu long. Le standard typique est un délai de 12 heures, qui correspond peu ou prou à une journée ouvrée.

3.14 Dans l'idéal, les offres seraient attendues peu après l'ouverture des marchés, et le marché serait attribué 1 heure et demie avant la clôture de marché.

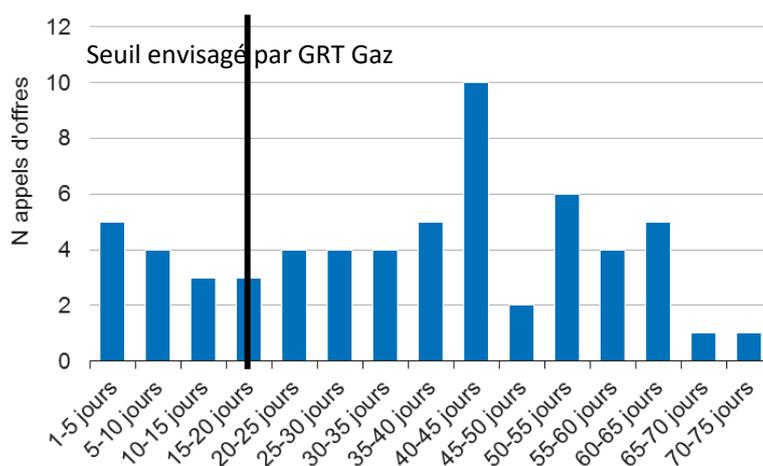
“Ideally, you want to have your offer standing within the trading day. Bid should be submitted half or one hour after market opens and the deal should be attributed one to one and half hour before market closes so that the deal can be executed before market closes.” Trader GNL, Excelerate

- 3.15 Powernext a une fenêtre de trading 08h30-18h00 CET⁵. En considérant démarrage plus tardif pour les traders londoniens (-1 heure par rapport à CET), nous recommandons un délai de validité de l’offre de 10h30 à 16h30 CET le jour de la soumission, si cela est possible pour GRTgaz.
- 3.16 Dans le cas où une durée plus longue serait envisagée (2 jours), une prime de l’ordre de 0.2 \$/mmBtu (i.e. 0.6€/MWh) pourrait être demandée.

Délai entre la validation de l’offre et le début du service d’émission

- 3.17 GRT Gaz envisage un délai de 17 jours entre la validation de l’offre et le début du service d’émission, lequel correspondrait à la date limite de livraison du cargo de GNL⁶. Ce délai apparait comme relativement court au vue des autres appels d’offres que nous avons analysés.

Figure 3-4: Distribution cumulée des appels d’offres selon le délai entre leur publication et le début de la livraison, 2015-2017



Sources: Base d’appels d’offres recensée par ICIS Heren ; Calculs FTI-CL.

⁵ Central European Time, i.e. heure de Paris.

⁶ A noter qu’en général, le terminal cherche à émettre dès que le bateau est arrivé car des gaz d’évaporation (*Boil-Off Gas*) se forment lors du déchargement.

- 3.18 Le délai de 17 jours paraît réaliste d'un point de vue technique car il permet d'organiser un chargement/rechargement dans un autre port européen pour renvoi vers Fos. Il risque cependant d'être un peu juste pour certains acteurs dont les bateaux sont plus distants de l'Europe. Nous recommandons donc un délai de trois semaines entre l'attribution du contrat et le début du service d'émission.

« A partir de deux semaines, tu as des traders qui répondent aux appels d'offres, mais se pose la question de la disponibilité des bateaux. Aujourd'hui tous les bateaux « libres » sont en Asie. Un délai supérieur à deux semaines est donc recommandé en Europe. » Commercial, Dunkerque LNG

Temps de rechargement

- 3.19 Pour illustration, un délai de 8 jours serait suffisant pour réacheminer un cargo d'un autre port, comme le Gate Terminal au Pays-Bas ou Isle of Grain au Royaume Uni vers Fos.
- 3.20 Nous montrons ci-dessous des exemples de réacheminement de cargos vers une nouvelle destination. Nous estimons ensuite le temps nécessaire pour un rechargement vers Fos depuis deux terminaux européens.

Table 2-Exemples des rechargements dans les ports européens en 2017

Terminal	Date d'arrivée	Date de nouveau départ	Durée de rechargement
Gate Terminal	24/06/17	27/06/17	3 jours
Gate Terminal	06/02/17	09/02/17	3 jours
Isle of Grain	06/02/17	10/02/17	4 jours
Isle of Grain	08/01/17	11/01/17	3 jours

Source: ICIS Heren.

Table 3-Durée estimée de rechargement vers Fos

Terminal	Durée moyenne observée de chargement	Durée trajet jusqu'à Fos	Durée totale de l'opération
Gate Terminal	3.0 jours	4.6 jours	7.6 jours
Isle of Grain	3.5 jours	4.5 jours	8.0 jours

Source: ICIS Heren.

- 3.21 Il en ressort qu'une durée d'environ 8 jours serait suffisante pour acheminer du GNL vers Fos. Ceci est cependant un délai technique minimal qui n'inclut les marges nécessaires à la reconstruction du planning du cargo pour les mois qui suivent.

Temps de reroutage

- 3.22 Selon nos entretiens, il existe un point d'inflexion entre 2 et 3 semaines pour le délai entre l'attribution du marché et le début de la livraison :

- En dessous de 2 semaines, seuls les navires déjà à destination de l'Europe pourront rejoindre Fos.;
- A partir de 2 semaines, et de façon plus certaine à 3 semaines de délai, les navires GNL chargés en Afrique et dans le Golfe du Mexique pourront changer de route ou de planning et rejoindre l'Europe, offrant un plus marché adressable pour l'appel d'offres de GRTgaz.

3.23 Selon notre expérience et nos entretiens récents, le nombre d'acteurs pouvant participer à un appel d'offres GNL simple (hors regazéification, hors émission) est directement dépendant de ce délai :

*« C'est injouable en 2 semaines, il faut au moins 3 pour avoir quelques acteurs »
Analyste GNL, Total*

« At one week, you will have nothing at all, or just one seller. At 2 weeks, you will only have the super big names, like Shell, BP or Total. From 3 weeks, you can have some smaller players like GALP, Iberdrola, etc. – loading from Trinidad or Nigeria. At 4 weeks, you may buy some spot cargoes not yet contracted and have a larger sample of offers. » Trader GNL, Gunvor

“Below 1 month, any LNG supply requires cancellation:

At one week, you do not even have time to reload, you will only get the vessels that are around and can be diverted. You will get 1 vessel or maybe zero, and the trader is going to ask the maximum price you can pay rather than anything based on costs.

At two weeks, you will definitively have somebody, probably 2 or 3 cargoes with some competition. But you can only have the cargoes already en route to Europe, which can unwind their position.

At three weeks, you will have more cargoes. Supply from the Gulf of Mexico not originally aiming at Europe becomes possible. » Trader GNL, Excelerate

4. Prix

- 4.1 Le prix du service d'émission devrait rémunérer l'émission et la disponibilité ferme du gaz, sans rémunérer le coût de la molécule.
- 4.2 Etant donné que le gaz sera revendu dans la zone Nord et qu'il doit être approvisionné par cargo GNL à Fos, le prix du service d'émission devrait au moins couvrir la différence entre le coût du gaz livré à Fos - régazéifié et transporté jusqu'au PEG Nord - et le revenu obtenu sur le PEG Nord.
- 4.3 Cela correspondrait au coût d'opportunité de la transaction lequel rendrait le fournisseur indifférent entre le fait de vendre le GNL au Japon ou le vendre à Fos dans le cadre du service de l'émission. Cependant, étant donné les exigences du service de l'émission et les contraintes qui en découleront pour le fournisseur, ainsi que la fermeture d'options inhérentes à la contractualisation ferme, il serait préférable de rajouter une marge au coût d'opportunité pour estimer correctement le prix. Selon la complexité et les exigences du service d'émission cette marge pourrait inclure différentes composantes.
- 4.4 Cette approche, standard selon notre expérience, est confirmée par nos entretiens avec les traders GNL :

« Generally, the price for delivery of LNG on any wholesale market would be (JKM – difference in LNG shipping) + regasification costs + entry into gas network + margin” Gas trader, Neas Energy

“The opportunity cost will drive the price offered. But a large distress margin will be added to any deal that is below 1-2 months notice.” LNG negotiator, Total

Coût d'opportunité de la transaction pour un fournisseur

Arbitrage entre vendre le GNL en Asie ou sur le PEG Nord

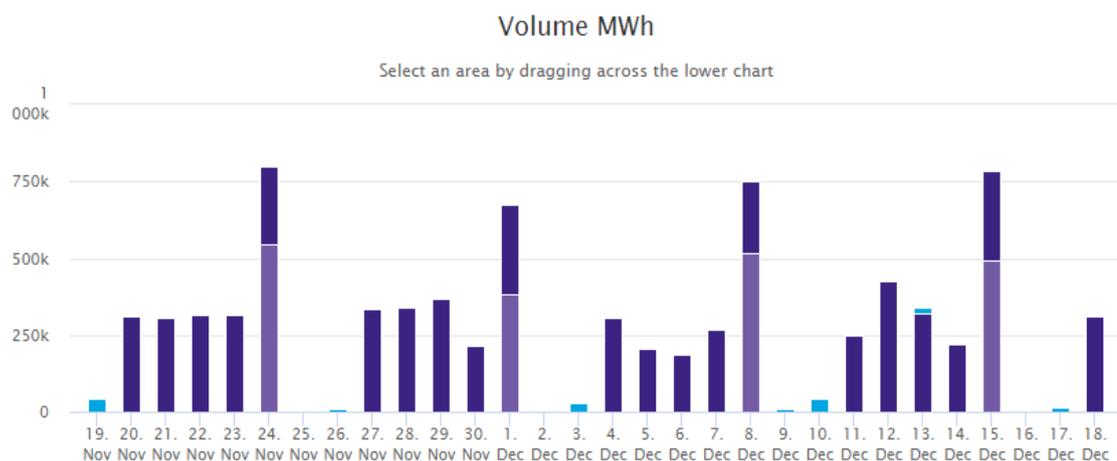
- 4.5 Nous avons estimé dans un premier temps le coût du GNL livré à Fos, tel qu'on peut l'anticiper aujourd'hui pour le mois de février 2018. Pour cela, nous avons considéré le cas de figure où un vendeur de GNL va arbitrer entre envoyer un cargo de GNL au Japon⁷ ou l'envoyer à Fos pour le vendre dans le cas du service d'émission.
- 4.6 A partir du prix DES anticipé pour le mois de février 2018 au Japon (11.00 \$/mmBtu ou 31.81 €/MWh), nous obtenons une valeur netback à Fos en nous appuyant sur les coûts de transport du GNL estimés par ICIS Heren. Nous avons considéré six origines possibles du GNL : Arzew en Algérie, Bonny Terminal au Nigéria, Snohvit en Norvège, Point Fortin au Trinidad et Tobago, Ras Laffan au Qatar, Sabine Pass aux Etats-Unis et le Terminal de Gate (Rotterdam) aux Pays-Bas représentant un rechargement.
- 4.7 Dans un deuxième temps, il faut ajouter à la valeur netback à Fos le coût de régazéification du GNL et son transport jusqu'au PEG Nord pour pouvoir le comparer au prix de revente sur le PEG Nord.

⁷ L'Asie du nord-est est le premier acheteur mondial de GNL et le marqueur de prix spot local (JKM) une référence reconnue à M+1/M+2, même si le marché spot GNL ne peut être considéré comme liquide.

Capacité de trouver un acheteur pour un volume important de gaz sur le PEG Nord à très court terme

- 4.8 Etant donné que le fournisseur du service d'émission devra non seulement acheter du GNL, mais également trouver un acheteur de gaz naturel sur le PEG Nord, nous nous sommes posé la question de liquidité du marché sur le PEG Nord et l'impact potentiel d'un volume de 1 TWh de gaz naturel sur le prix.
- 4.9 Le fournisseur du service d'émission devrait trouver sur le PEG Nord un (ou plusieurs) acheteurs, lesquels contracteront sur un très court terme (au plus 3 semaines) des volumes journaliers importants (de l'ordre de 30 GWh par jour).
- 4.10 Il convient premièrement de noter que l'impact sera par construction quasi-nul si le cargo qui est rerouté vers Fos avait pour destination initiale le Nord-Ouest Europe. Dans ce cas, au lieu d'arriver sur les côtes françaises, belges, néerlandaises ou britanniques, le volume de 1 TWh envisagé pour le service d'émission arrivera au PEG Nord, avec un impact minime sur les prix du Nord-Ouest Europe, compte tenu de l'absence d'effet net en volumes.
- 4.11 A contrario, si le GNL n'avait pas pour destination le Nord-Ouest Europe, il correspondra à un apport net de gaz sur le PEG Nord.
- 4.12 Les transactions réalisées sur le PEG Nord entre le 19 novembre et le 18 décembre 2017 indiquent qu'en moyenne il y a eu un volume de 290 TWh échangé chaque jour avec une maturité D+2. En revanche, le volume avec une maturité M+1 a été très faible, de l'ordre de 20 GWh par jour et uniquement pendant 3 jours du mois observé. Trouver un ou plusieurs acheteurs sur le PEG Nord pour une livraison journalière de 30 GWh (soit +10% du volume moyen des transactions D+2) risque d'avoir un impact sur le prix.

Figure 4-1: Volumes de transactions spot sur le PEG Nord, 19 novembre – 18 décembre 2017



Notes : Bleu clair = maturité D+1, Violet foncé = maturité D+2, Violet plus clair = maturité W+1,

Source : Powernext

- 4.13 Nos entretiens nous amènent cependant à considérer que cet impact sur le prix PEG Nord sera faible, au plus de 0,1 EUR/MWh :

« Une émission inattendue de 35 GWh/j n'a aucun impact sur le PEG Nord. Il n'y a typiquement un impact qu'à partir de 50-80 GWh/j.

*Nous avons dû émettre depuis Dunkerque à plus de 200 GWh/j en Mai 2017 sur le PEG Nord pour accommoder l'arrivée de cargos GNL spots de Total non prévus. Selon les traders de Total, le prix PEG Nord a perdu 10 centimes à cause de cela. »
Commercial, Dunkerque LNG*

- 4.14 Pour construire une estimation plus conservatrice, le prix TTF peut être retenu, car il est plus liquide que le PEG Nord et devrait pas ressentir d'impact sur son prix du à l'arrivée d'un cargo supplémentaire. Comme les flux dominants sont de TTF vers PEG Nord, le prix TTF correspond à un plancher pour une vente au PEG Nord, car un swap avantageux pourra être proposé à un expéditeur TTF → PEG Nord.

« Il n'y a pas de règle générale, mais a priori 1 seul cargo a peu de chance d'avoir une influence notable sur les prix [sur TTF] » Trader gaz/GNL, EDF Trading

- 4.15 Nous considérons donc que le fournisseur du service d'émission cherchera à vendre le gaz sur le marché PEG Nord, en ajoutant éventuellement une marge qui correspondrait au spread entre le PEG Nord et TTF (0.73 €/MWh au 20/12/2017).⁸

Conclusion sur le coût d'opportunité (hors primes)

- 4.16 Nous estimons qu'à date le coût d'opportunité d'une livraison en février 2018 s'élève à 6-12 €/MWh selon l'origine du cargo. Néanmoins, à supposer que le service d'émission serait nécessaire dans un contexte du marché mondial du GNL tendu, l'ensemble des vendeurs pourrait s'aligner sur la borne haute de cette fourchette, indépendamment de la localisation du cargo disponible.

Prime spécifique au service d'émission

Prime de très court-terme GNL

- 4.17 Pour vendre un cargo à très court-terme, le vendeur de GNL va demander une marge importante qui reflète son impression de pouvoir de marché et le caractère non standard d'une offre à très court-terme.
- 4.18 Selon nos entretiens avec les traders GNL, il ressort une différence significative entre le court-terme d'une semaine, valorisé au niveau de 3\$/mmBtu, et le court-terme de 2 semaines ou plus, valorisé en-dessous de 1\$/mmBtu.

« A moins d'un mois, la marge prise par les traders va être énorme, 1-2 \$/MMBtu, en plus du coût d'opportunité, car il y a aussi le coût d'option » Analyste GNL, Total

« Deals within one month could command a 1-3 \$/MMBtu extra margin » Trader GNL, Gunvor

⁸ Le marché TTF est plus mature et plus liquide que le PEG Nord.

“With a one week notice, you will pay an extreme premium, around 3\$/MMBtu or more as the trader will price at your maximum willingness to pay. With a two week notice, you will pay at least 0.50\$/MMBtu premium, to account for unwinding costs and a minimum margin to upset the trader’s schedule. At three weeks, you can expect a lower premium, 0.20-0.30 \$/MMBtu, as unwinding costs will be a little less painful” Trader GNL, Excelerate

Prime de complexité du service

- 4.19 D’après nos échanges avec les acteurs du marché du GNL, un fournisseur de GNL ne serait pas intéressé par un produit plus complexe qu’une livraison DAP/DES dans un terminal GNL.
- 4.20 Le recours à un trader gaz local sera donc indispensable pour construire une offre qui correspond aux besoins de GRTgaz. L’acteur local du marché du gaz pourrait participer à l’appel d’offres du service d’émission en combinant l’approvisionnement du GNL et les services de regazéification et transport jusqu’au PEG Nord. Le fournisseur local pourrait valoriser cet effort d’intégration à hauteur de 0.10-0.15 \$/mmBtu, soit 0.29-0.43 €/MWh.

Prime de validité de l’offre

- 4.21 Dans le cas où une durée plus longue qu’une journée serait envisagée pour la validité de l’offre, une prime de l’ordre de 0.2 \$/mmBtu pourrait être demandée, soit 0.58 €/MWh.

Conclusion sur le prix envisagé

- 4.22 Le prix total du service envisagé dépendra de beaucoup de facteurs, tels que la situation du marché mondial du GNL et les exigences de l’appel d’offres en termes de durée de validité de l’offre et le délai avant la livraison.
- 4.23 Nous estimons qu’en cas de besoin du service d’émission le marché du GNL sera probablement tendu et qu’il faudrait s’attendre à prix fort du GNL.
- 4.24 Par conséquent, en prévoyant un délai de 3 semaines entre la validation de l’offre et le début du service d’émission et en validant l’offre le jour de son dépôt, le coût du service s’élèverait à 7.2 €/MWh.
- 4.25 Alors qu’en laissant un délai en dessous de 2 semaines, il monterait jusqu’à 22.5 €/MWh (cas de l’appel d’offres très tardif et délai pour la validité de l’offre).

Table 4 – Estimation de coût du service d’émission (€/MWh)

	Fourchette basse	Fourchette haute
Coût d’opportunité	6.2	12.1
Prime de très court terme GNL	0.6	8.7
Prime pour la complexité du service	0.4	0.4
Prime pour la validité de l’offre	0.0	0.6
Prime de revente sur TTF	0.0	0.7
Total	7.2	22.5

Source: Calculs FTI-CL

Table 5-Estimation du coût d'opportunité du service d'émission pour un fournisseur

Provenance GNL	Coût transport jusqu'au Japon (\$/mmBtu)	Coût transport jusqu'à Fos (\$/mmBtu)	Netback à Fos (\$/mmBtu)	Netback à Fos (€/MWh)	Coût total du gaz au PEG N (€/MWh)	Prix PEG Nord (€/MWh)	Coût d'opportunité (€/MWh)
Algérie	2.12	0.20	9.08	26.26	27.45	21.19	6.26
Nigéria	1.88	0.78	9.90	28.63	29.82	21.19	8.64
Norvège	2.58	0.64	9.06	26.20	27.39	21.19	6.21
Trinidad	1.90	0.78	9.88	28.58	29.76	21.19	8.58
Qatar	1.16	1.26	11.10	32.11	33.29	21.19	12.11
Etats-Unis	1.98	1.00	10.02	28.98	30.17	21.19	8.98
Pays Bas (Gate)	2.36	0.44	9.08	26.26	27.45	21.19	6.26

Notes: Calculs réalisés au 20/12/2017 pour une livraison en février 2018

Netback à Fos = Prix DES Japon – coût transport Japon + coût transport Fos, avec Prix DES Japon = 11.0 \$/mmBtu ;

Coût de transport correspond au coût aller-retour du cargo

Coût total inclut le coût de regazéification et le coût d'injection sur le réseau à Fos.

Sources: Calculs FTI-CL.

5. Termes contractuels

- 5.1 Les termes standards des contrats d’approvisionnement DAP/DES en GNL impliquent des obligations pour le fournisseur ainsi que pour l’acheteur.
- 5.2 Nous avons examiné les clauses du contrat type proposé par le négociant de matières premières Trafigura pour les contrats d’approvisionnement en GNL. En particulier, nous avons regardé les clauses d’obligation de livraison/déchargement de GNL.
- 5.3 Les principes évoqués par le contrat Trafigura sont généralement confirmés par nos entretiens.

Analyse du modèle de Trafigura

- 5.4 Le modèle de contrat GNL de Trafigura est récent (2017) et a pour objectif de standardiser les transactions GNL à court terme. Il est donc pertinent pour évaluer les pratiques actuelles du monde du GNL.

Obligations des fournisseurs et pénalités

- 5.5 Les termes standards des contrats d’approvisionnement DAP/DES en GNL impliquent une obligation du fournisseur de livrer et décharger le GNL au terminal prévu contractuellement.
- 5.6 Dans le cas d’une impossibilité de livraison du GNL à date prévue contractuellement, et en dehors du cas de force majeure, l’acheteur cherche une source alternative d’approvisionnement. Les frais encourus par l’acheteur à cet effet sont refacturés au fournisseur, ainsi que la différence entre le prix prévu contractuellement et le prix payé par l’acheteur pour le GNL de remplacement.
- 5.7 Il est précisé que l’acheteur met en œuvre ses meilleurs efforts pour trouver une source alternative de GNL au meilleur prix.
- 5.8 Dans le cas où il est impossible à l’acheteur de trouver une source alternative d’approvisionnement, le fournisseur doit rembourser l’ensemble des frais encourus par l’acheteur suite à ce défaut de livraison.
- 5.9 La pénalité est plafonnée à 100% de la valeur contractuelle du GNL lequel devait être livré.
- 5.10 Dans le cas où l’acheteur en retire un profit suite à l’approvisionnement alternatif, il est précisé qu’il n’est pas obligé de rembourser la différence au fournisseur. Néanmoins, ce surplus pourrait venir en déduction des pénalités restantes du fournisseur.

Obligations de l’acheteur et pénalités

- 5.11 Les termes standards des contrats d’approvisionnement DAP/DES en GNL impliquent une obligation de l’acheteur de réceptionner et décharger le GNL au terminal prévu contractuellement.
- 5.12 Dans le cas de l’impossibilité de déchargement du GNL à date prévue contractuellement, et en dehors du cas de force majeure, l’acheteur doit en aviser le fournisseur au plus vite. Le fournisseur cherche alors un acheteur alternatif en mettant en œuvre ses meilleurs efforts.
- 5.13 Les frais encourus par le fournisseur dans le cadre de cette recherche refacturés à l’acheteur, ainsi que la différence entre le prix prévu contractuellement et le prix obtenu par le fournisseur lors de la vente alternative du GNL.

- 5.14 La pénalité est plafonnée à 100% de la valeur contractuelle du GNL lequel devait être livré.
- 5.15 Dans le cas où le fournisseur en retire un profit suite à la vente alternative, le fournisseur garde ce profit.

Retour d'expérience et d'entretiens

- 5.16 Selon notre expérience, les pénalités sont généralement plafonnées avec un pourcentage du prix du GNL, généralement autour de 50%. Ceci est confirmé par nos entretiens les plus récents :

*« Penalties on short-term deals are typically of 50% to 75% of the cargo value »
Trader GNL, Gunvor*

- 5.17 “The level of penalties varies widely between players, depending on their bargaining power. The lowest are Qatargas’s, the biggest seller in the world, at 10% of cargo value, and the highest are TEPCO’s, the biggest buyer in the world, at 100%.” Trader GNL, Excelerate
Dans le cas d’un approvisionnement à très court-terme, il peut être plus simple (et donc plus attractif pour les soumissionnaires) de transformer le plafond de pénalités en pénalité fixe. Dans ce cas, GRTgaz pourrait indiquer un montant fixe lié à indice de prix en Asie (par exemple 75% du JKM de Platts ou Japan DES d’ICIS Heren) en vigueur à la date de publication de l’appel d’offres.
- 5.18 Il convient de noter que d’éventuelles différences entre les pénalités GNL et les pénalités du service d’émission pourront être couvertes par le trader gaz local qui réalisera la combinaison des éléments pour réaliser le service d’émission demandé dans l’appel d’offres.

Enfin, il ne paraît pas nécessairement utile de construire plusieurs niveaux de pénalités selon le retard dans la livraison : l’industrie du GNL est organisée autour de dates fermes de présence du navire au port, et les pénalités de retard ne sont à appliquer que si le bateau n’est pas en mesure de décharger au terminal de regazéification. En miroir de cette organisation, le service d’émission de GRTgaz pourrait prévoir une dépenalisation dans le cas d’indisponibilités dues à l’opérateur du terminal de regazéification.

6. Annexes

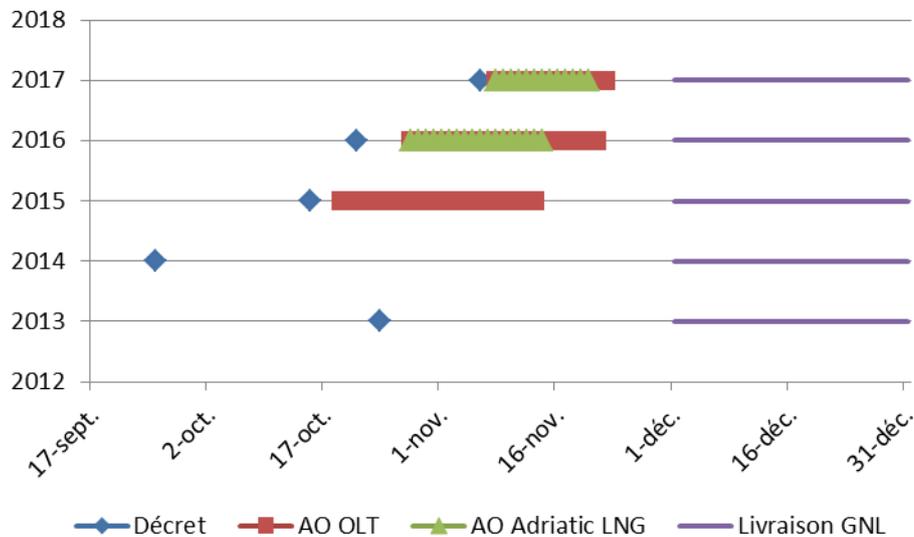
Exemple d'approvisionnement « peak-shaving » GNL en Italie

- 6.1 Depuis l'hiver 2013-2014, le gouvernement italien a mis en place le dispositif dans lequel un service de « peak shaving » est proposé par les terminaux GNL. Le dispositif est activé chaque année par un décret publié par l'Autorité de l'énergie. Ensuite les terminaux GNL lancent des appels d'offres pour l'achat du GNL.
- 6.2 Les terminaux méthaniers organisent des appels d'offres pour la fourniture du GNL lequel est ensuite stocké dans leurs cuves. L'appel d'offres est organisé en novembre, la livraison du GNL se fait en décembre et l'activation du service est prévue entre le 1^{er} janvier et le 31 mars.
- 6.3 En avril, à l'échéance du service de peak shaving, le GNL stocké - et non utilisé pour le service - est restitué au fournisseur après regazéification au point d'entrée sur le réseau italien. Le volume de gaz qui a été utilisé pour le service est restitué au fournisseur sur le hub PSV.
- 6.4 Nous présentons ci-dessous les enseignements que peut nous apporter l'expérience italienne.

Les délais

- 6.5 La publication du décret et par conséquent des appels d'offres se fait de plus en plus tard pour la même date de début de livraison. Comme le montre la Figure 6-1 ci-dessous, entre 2014 qui était la deuxième année du dispositif et 2017, la date de publication du décret a été repoussée progressivement. Les publications des appels d'offres des terminaux GNL ont été repoussées également, puisqu'elles se font 2 jours après la publication du décret gouvernemental.
 - La durée de l'appel d'offres est passée de 25 jours en 2015-2016 à 15 jours en 2017.
 - Le temps laissé au gagnant de l'appel d'offre pour la livraison du GNL est passé de 17 jours (+1 mois) en 2015 à 8-9 jours (+1 mois) en 2016-2017, donc en pratique ce délai est passé de 48 à 39 jours en considérant la fenêtre maximale pour la période de livraison.

Figure 6-1: Calendrier du système italien de peak shaving, 2013-2017



Note : Nous n'avons pas d'informations concernant les éventuels appels d'offres lancés par OLT ou par Adriatic LNG en 2013 et 2014

Sources: ICIS Heren, AEEGSI.

Le prix

- 6.6 La rémunération est basée sur le coût de GNL obtenu par les terminaux de regazéification net des coûts de regazéification, sous condition d'un prix plafond.
- 6.7 Par exemple, lors de l'appel d'offre organisé par OLT Toscana en novembre 2017, l'offre a été remportée par DuffEnergy avec un prix du GNL à hauteur de 8-9 \$/mmBtu. Ce prix a été considéré comme élevé pour l'Italie.

Termes contractuels

- 6.8 Le document de l'appel d'offre de l'OLT Toscana indique qu'une pénalité de 1 M€, en sus de tous les coûts de remplacement auprès d'un autre fournisseur de GNL, serait appliquée dans le cas de non-livraison du GNL prévu contractuellement. Cette pénalité potentielle doit être assurée par une garantie bancaire de 1 M€.
- 6.9 Il n'y a pas de clause symétrique pour OLT Toscana, qui ne fournit pas de garantie bancaire. Cependant, le terminal italien n'a aucun intérêt à faire défaut de cette obligation dans le cadre du service de peak shaving italien.

Références de prix du GNL en Asie

- 6.10 Dans le contexte actuel de développement du marché de court-terme en Asie et de croissance de volumes court-terme offerts sur le marché mondial, la question d'un prix de référence sur le marché du GNL en Asie est une question d'actualité.

Analyse par l'Energy Information Administration

- 6.11 Dans ce cadre, l'agence américaine de l'énergie (Energy Information Administration, EIA) a publié en mars 2017 un rapport sur les perspectives de développement des hubs de GNL dans la région Asie Pacifique. Dans ce rapport, une section est dédiée aux indices de prix existants pour la région Asie Pacifique et leur pertinence pour évaluer la situation sur le marché du GNL.⁹
- 6.12 EIA répertorie 6 indices possibles, dont l'indice JKM publié par Platts, l'indice EAX publié par ICIS Heren, l'indice SLInG publié par SGX ou encore le prix du GNL publié par le ministère de l'économie du Japon (METI).
- 6.13 L'EIA a synthétisé les caractéristiques qui définissent ces indices afin de pouvoir faire une comparaison exhaustive. Leur conclusion est qu'aucun de ces indices ne peut être utilisé comme une référence absolue et que ce sont les acteurs de marché qui vont montrer à terme leur préférences.
- « The indexes strive to provide accurate and vetted price assessments and appear to be reliable. Absent a market hub, these indexes provide actionable price information. That said, the market will decide which index prevails when a sufficient number of market. » (EIA, p.47 du rapport)*
- 6.14 La Figure 6-2 représente le tableau comparatif des indices réalisé par EIA dans son rapport.

⁹ EIA (2017), « Perspectives on the development of LNG market hubs in the Asia Pacific region », section 7.2.

Figure 6-2: Caractéristiques des indices de prix du GNL en Asie Pacifique

Index	Japan/METI	JKMTM	RIM Japan	ANAE	EAX	SLInG
Publisher	METI	Platts	RIM Intelligence	Argus Media	ICIS	SGX & EMC
Start of Stats	Mar. 2014	Feb. 2009	Feb. 2016	2012	Jan. 2014	Sept. 2014
Ship (Cargo) Size	Any	2.9–3.7 Bcf	2.9 Bcf tankers & partial cargoes	2.9–3.3 Bcf & partial cargoes normalized	0.6–5.6 Bcf & partial volumes	2.9–3.7 Bcf
Index Coverage Area	LNG delivered to Japan	Spot physical cargoes delivered into Japan and South Korea	Japan, South Korea, Taiwan and China	Japan, South Korea, Taiwan, China	Physical cargoes to Japan, South Korea, Taiwan & China	Vessels on the water with potential to deliver to Singapore
Assessment Type	Census sent from METI to market players	Daily phone or electronic survey of market players	Trading info from OTC market; Price assessment from JOE LNG market deals & bids/offers	Daily phone or electronic survey of market participants	Daily phone or electronic survey of bids, offers (first-hand or observed)	Survey of select market participants
Assessment Frequency	Monthly price assessments	Daily, with market close prices	Assessed & published daily	Assessed & published daily	Assessed & published daily	Half-monthly assessments, published twice weekly
Sale or delivery	DES contracted and arrival	DES	DES	DES	DES	FOB
Assessment Forward Range	Any forward period for LNG delivery (contract-based); within-month (arrival-based)	Prompt delivery; 3rd & 4th or 4th & 5th half-month forward	Half-monthly assessments for the 3rd–5th half-months forward	Prompt delivery; 2nd–5th half-months forward	3rd–6th half-months out	3rd–6th half-months out
Index Calculated	Contract-based (for deals made in-month) and arrival-based (for cargoes arriving that month)	Prompt or deferred spot prices averaged for assessed half-months	Monthly average price for half-months calculated daily	Physical and forward swap are assessed daily for forward half-months	Daily front and second month ahead prices for all countries averaged	Half-monthly prices are averaged for the first full month
Types of Trades Included	Spot LNG to be delivered	Spot LNG to be delivered	Deals done and bids/offers on LNG cargoes	Spot LNG to be delivered in 6–12 weeks	Global prompt & mid-term charter LNG	Spot LNG able to be shipped to Singapore
Number of Contributors	~ 15	Not specified in Methodology	Not specified in Methodology	Not specified in Methodology	Varies daily; no minimum data threshold	50
Contributor Requirements	Companies/consumers of spot LNG	Any market participant; buy/sell prices must pass the "repeatability" test	None; market prices assessed from OTC market trading information	All credible market sources, market participants and brokers/trading platforms	Active or past LNG industry participants, not only the physical market	Active in the physical LNG market
Data Cleaning	N/A	Data aligned with standard assessment specifications	Higher bids & lower offers are prioritized as closer to market values	Market condition adjustments if assessment hierarchy would skew results	Data verified with trading counterparty; technical-purpose cargoes excluded	Top 15% and bottom 15% removed as outliers

Source : EIA

6.15 Il est à noter que l'indice Bloomberg n'est pas répertorié comme pertinent par l'EIA.

Retours d'entretiens

6.16 Nos entretiens nous indiquent globalement qu'aucun des indices de prix GNL n'est utilisé formellement dans les contrats court-terme, et que les traders utilisent des montants fixes (en USD généralement) pour de telles transactions.

“Very few contracts are indexed on an LNG price index. I have heard of a couple contracts indexed on Platts’ JKM, but none on ICIS. Traders do contract on fixed amounts.” Trader GNL, Excelebrate

- 6.17 Il ressort que si les indices forment une vue de marché utile, ils ne sont pas nécessaires pour la contractualisation.