



# WINTER OUTLOOK

2018/2019

---

# SOMMAIRE

---

**AVANT-PROPOS** **3**

---

**LA COUVERTURE DU BILAN À LA POINTE** **4**

---

- Capacités commercialisables
- Capacités souscrites

**ETUDE DE SCÉNARIOS POUR L'HIVER 2018/2019** **7**

---

- Principe
- Scénarios étudiés
- Hypothèses retenues
- Résultats

**CONCLUSIONS** **12**

---

- Messages clés

**ANNEXES** **14**

---

- Suivi des stocks aval
- Rappels sur les mécanismes de la TRF
- Rex de l'hiver 2017-2018

*La responsabilité de GRTgaz SA et TERECA SA ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.*

---

---

# AVANT PROPOS

---



Le réseau français de transport du gaz naturel propose plusieurs points d'entrée et de sortie (interconnexions aux frontières, terminaux méthaniers, stockages souterrains) qui permettent d'offrir à ses utilisateurs un choix entre différentes combinaisons d'approvisionnement.

**Depuis le 1<sup>er</sup> Novembre 2018, la TRF constitue le nouveau cadre contractuel du réseau de transport français.** Elle est construite selon un schéma associant des investissements raisonnés en terme d'infrastructures et des mécanismes contractuels permettant de gérer les limites résiduelles du réseau.

Une **gestion équilibrée des approvisionnements** est nécessaire au bon fonctionnement du système gaz en hiver.

Les transporteurs français GRTgaz et Teréga doivent assurer à tout instant, **la sécurité, l'efficacité et l'équilibre** de leurs réseaux (1). Conformément aux obligations qui leur incombent, les réseaux de GRTgaz et Teréga doivent disposer des infrastructures nécessaires pour assurer la continuité d'acheminement en gaz, y compris en cas de pointe de froid dite P2 (2).

Dans ce cadre, GRTgaz et Teréga réalisent annuellement le **Winter Outlook** afin de vérifier le bon respect de ces obligations et de partager avec le marché une analyse de l'hiver à venir. Le Winter Outlook est un exercice permettant d'apprécier la couverture du bilan à la maille France et à l'aval des limites du réseau pour différents scénarios de consommations et schémas d'approvisionnement.

La publication du Winter Outlook 2018-2019, intègre les dispositions prises dans le cadre de la création de la TRF au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

(1) Code de l'Énergie Article L431-3

(2) Pointe P2, soit la consommation pour une température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans (référence : Code de l'énergie, article R121-8).

CHAPITRE  
**01**

**LA COUVERTURE DU BILAN A LA POINTE**

CAPACITES COMMERCIALISABLES  
CAPACITES SOUSCRITES



# CAPACITES COMMERCIALISABLES

Le bilan en capacités commercialisables à la pointe permet de vérifier que les obligations de service public en période de pointe de froid au risque 2% (1) sont assurées.

Pour l'approche en **capacités commercialisables**, sont considérées pour l'hiver prochain les capacités fermes mises à disposition par les transporteurs en entrée du réseau aux PIR et PITTM, les capacités souscrites sur les stockages souterrains, et les capacités souscrites aux PIR en sortie du réseau.

**888** GWh/j

La **marge** observée à la pointe de froid risque 2% en prenant en considération les capacités commercialisables en entrée (PIR + PITTM), les souscriptions au stockage (PITS) (2), les capacités souscrites en sortie (PIR) (3).



Le bilan pour l'hiver 2018-2019 est excédentaire à la pointe de froid au risque 2%.

Cet exercice constitue une approche théorique qui ne présage pas de l'usage réel des points d'entrée et de sortie du réseau, en particulier au niveau des PITTM.

En effet, l'utilisation maximale de l'ensemble des capacités fermes sur les PIR et PITTM n'a jamais été observée par le passé sur la plupart des points et en aucun cas de manière simultanée.

(1) Pointe P2, soit la consommation pour une température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans (référence : Code de l'énergie, article R121-8).

(2) Débit de soutirage à 45% de volume utile.

(3) Les PIR Pirineos et Oltingue sont considérés en sortie.

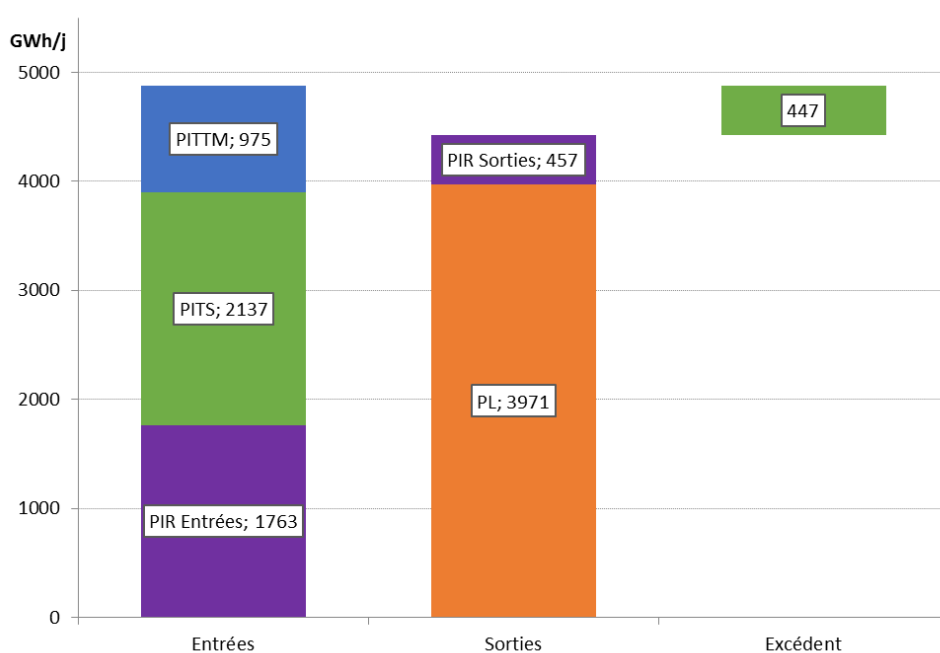
# CAPACITES SOUSCRITES

Les **capacités souscrites** reflètent les intentions des expéditeurs en terme d'approvisionnement avec une utilisation optimale des capacités qu'ils ont réservées.

Pour cette approche, sont considérées les capacités fermes souscrites aux PIR (entrée et sortie) et PITTM et les capacités souscrites aux stockaaes pour l'hiver prochain.

# 447 GWh/j

**La marge** observée à la pointe de froid risque 2% en prenant en considération les capacités souscrites en entrée et sortie (PIR (1) + PITTM + PITS (2))



La pleine utilisation des capacités souscrites, supposant une disponibilité du gaz en stock aux PITTM, dégage une marge de 447 GWh/j. Pour mémoire, le Winter Outlook 2017-2018 mentionnait un déficit de l'ordre de près de 209 GWh/j à la pointe de froid au risque 2%. Pour des PIR et PITS utilisés en entrée au maximum des capacités souscrites, cela sous-entend un besoin d'émission en GNL d'au moins 528 GWh/j.

Cette marge de 447 GWh/j donne de la souplesse au système et permet aux expéditeurs de faire des arbitrages sur leurs approvisionnements y compris à la pointe P2. Cette marge reste relative et le bilan à la pointe dépendra de l'utilisation réelle sur chaque point des capacités souscrites qui sera faite le jour J par les expéditeurs et du gaz en stock aux PITTM.

(1) Les PIR Pirineos et Oltingue sont considérés en sortie.

(2) Débit de soutirage à 45% de volume utile.

CHAPITRE  
**02**

**ETUDE DE SCÉNARIOS POUR  
L'HIVER 2018/2019**

PRINCIPE  
SCENARIOS ETUDIES  
HYPOTHÈSES RETENUES  
RÉSULTATS

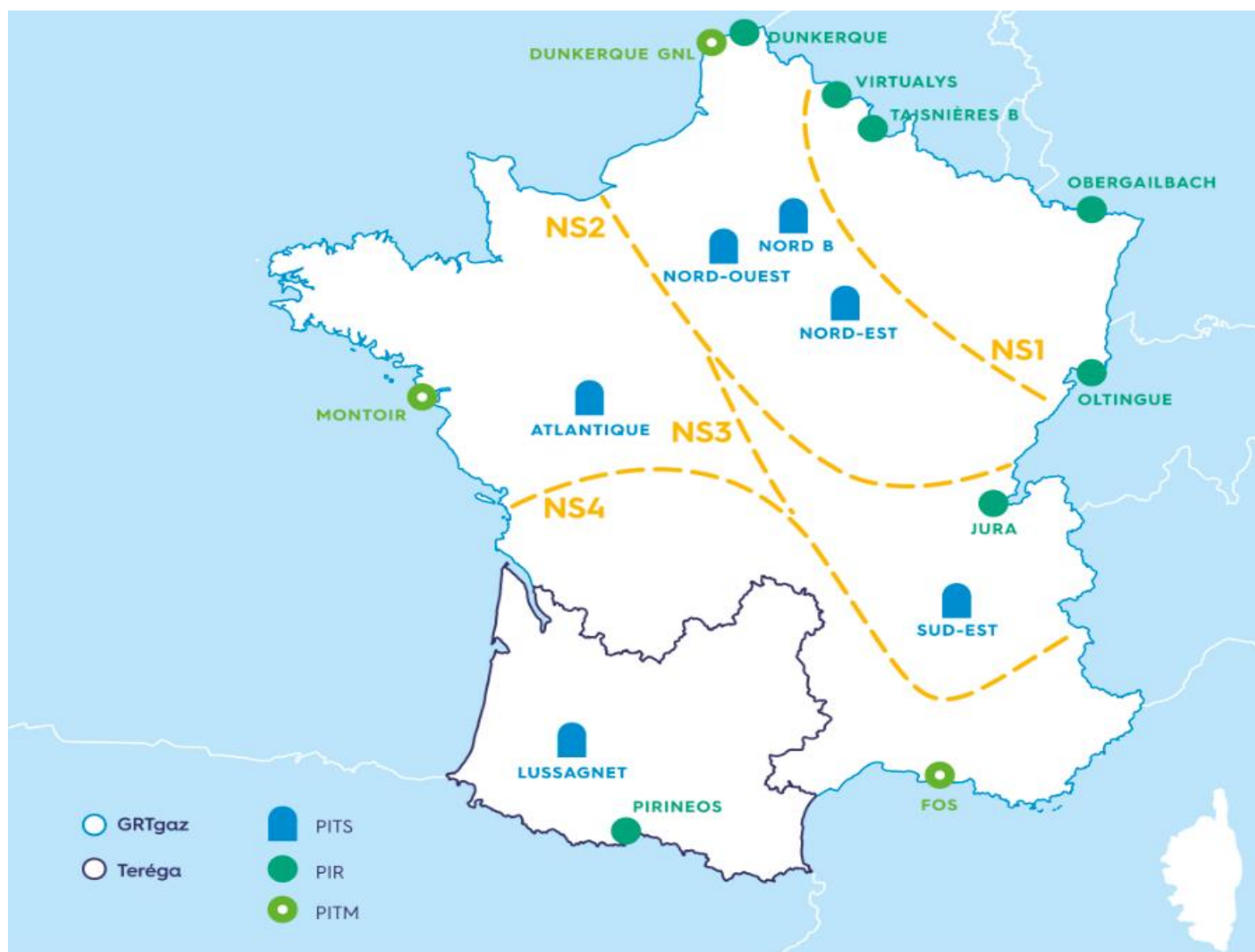
# PRINCIPE

Le raisonnement en capacités à la pointe de froid n'est pas suffisant pour apprécier le bilan global sur l'hiver et notamment l'équilibre entre les différentes sources d'approvisionnement en considérant l'atteinte éventuelle des limites du réseau. Aussi les transporteurs ont décidé de réaliser plusieurs projections sur des hivers à des niveaux de consommation variés.

Volontairement, les transporteurs ont choisi de considérer des scénarios d'approvisionnement orientés dans le sens **Nord vers Sud** comme historiquement observés.

L'exercice permet d'évaluer les besoins d'approvisionnement à l'aval des limites NS1, NS2, NS3, NS4 du réseau comme illustrées ci-dessous, en considérant des entrées majoritairement sur les PIR au Nord.

Ces limites sont documentées dans les documents relatifs à la TRF.





---

# SCENARIOS ETUDIES

---

Étude des saturations

Nord  
→ Sud

**3** scénarios  
d'hivers gaziers

Une consommation  
en volume jusqu'à

**339 TWh**

## > Méthodologie

Pour chaque jour d'un hiver, on teste le schéma d'approvisionnement limite permettant, si nécessaire, de saturer le réseau jusqu'à atteinte d'une ou plusieurs de ses limites. Les points contractuels sont mis à contribution dans l'ordre suivant :

- fixation des PIR en sortie : Oltingue, Jura, Pirineos,
- contribution des PITM en base,
- maximisation des entrées via les PIR puis bouclage du bilan France via les stockages dans la limite du bilan amont de chaque limite,

L'éventuel complément de gaz, permettant de couvrir le bilan France ou le bilan aval des limites, est le résultat attendu.

## > Scénarios de consommation

3 scénarios d'hiver (hiver gazier du 1er novembre au 31 mars) ont été construits sur la base d'hivers historiques présentant des profils et des volumes de consommation différents:

- Hiver froid risque 2% en volume: simulation d'un hiver froid au risque 2% correspondant à une consommation totale de 339 TWh.
- Hiver froid avec pointe P2 3j : simulation d'un hiver relativement froid basé sur l'hiver 2011-2012 et incluant une période de 3 jours consécutifs à la pointe P2 correspondant à une consommation totale de 335 TWh.
- Hiver le plus récent: hiver 2017-18 affichant une consommation totale de 328 TWh.

Chacun de ces scénarios inclut les mêmes hypothèses de consommation des cycles combinés gaz, à savoir un taux de charge moyen de 71% correspondant à un niveau de consommation historiquement atteint ou dépassé 10% du temps.

---

# HYPOTHESES RETENUES

---

**Pirineos et Oltingue** fixés au niveau des capacités souscrites

**GNL en bandeau** suivant 2 scénarios

**Stockages :**

122 TWh considéré au 01/11 soit 95% du volume souscrit

**PIR en entrée** en bouclage

➤ **Sorties Pirineos et Oltingue :**

Les PIR Oltingue et Pirineos sont considérés en sortie tout au long de l'hiver, au niveau des capacités souscrites égales, pour cet hiver, aux capacités commercialisables (soit 223 GWh/j pour Oltingue et 165 GWh/j pour Pirineos).

➤ **Scénario de GNL :**

2 scénarios d'émissions en bandeau aux PITTM sont étudiés :

- pas de GNL
- quantité moyenne à 280 GWh/j, constante sur l'hiver: ce niveau correspond au niveau moyen constaté depuis début 2018. La répartition choisie est la suivante : Fos = 100 GWh/j, Montoir = 100 GWh/j, Dk LNG = 80 GWh/j.

Ces scénarios ne reflètent pas l'usage réel des PITTM, mais permettent de mettre en évidence les besoins supplémentaires d'approvisionnement en aval des limites dans le cas d'une utilisation faible des PITTM.

➤ **Contribution des stockages :**

Le volume en début d'hiver considéré est un niveau de remplissage de 122 TWh au 1<sup>er</sup> novembre, soit 95% du volume souscrit.

Dans les projections, les stockages sont utilisés à proportion de leurs caractéristiques et de manière optimisée pour assurer une utilisation maximisée du volume en fin d'hiver. En début d'hiver, quand le scénario le permet, l'utilisation des stockages est paramétrée pour préserver des capacités de soutirage à la pointe suffisante jusqu'au mois de février.

➤ **Contribution des PIR en entrée :**

Les PIR en entrée du réseau se situent au Nord en amont des limites Nord-Sud. Ils sont ajustés pour chaque scénario en bouclage du bilan en amont des limites jusqu'à utilisation totale des capacités commercialisables ou souscrites (2 variantes).

---

# RÉSULTATS

---

Les projections utilisant les PIR en entrée jusqu'à leurs **capacités commercialisables** montrent qu'il n'y a pas de besoin supplémentaire d'approvisionnement pour le bilan France ou le bilan aval des limites du réseau, quels que soient les approvisionnements en GNL, et ce malgré des sorties maximisées sur Oltingue et Pirineos et des hivers froids.

	<b>GNL à 280 GWh/j</b>	<b>GNL à 0 GWh/j</b>
<b>Hiver avec P2 3 j</b>	<b>0 TWh</b>	<b>0 TWh</b>
<b>Hiver Froid risque 2%</b>	<b>0 TWh</b>	<b>0 TWh</b>
<b>Hiver 17/18</b>	<b>0 TWh</b>	<b>0 TWh</b>

En revanche, les projections se limitant aux **capacités souscrites** pour les PIR en entrée illustrent que des hivers froids avec des sorties maximisées vers la Suisse et l'Espagne nécessitent des entrées supplémentaires (volume sur l'hiver gazier) essentiellement pour couvrir le bilan en aval des limites.

Ce complément devra être ciblé dans le temps en fonction du niveau de stock et du niveau de consommation de gaz naturel. Il pourra se traduire par des entrées depuis l'Espagne via Pirineos ou des apports de GNL aux terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et/ou Montoir.

Ce besoin, en aval des limites Nord vers Sud du réseau reste toutefois inférieur ou proche des approvisionnements en GNL constatés les années passées.

	<b>GNL à 280 GWh/j</b>	<b>GNL à 0 GWh/j</b>
<b>Hiver avec P2 3 j</b>	<b>0 TWh</b>	<b>15 TWh</b>
<b>Hiver Froid risque 2%</b>	<b>0 TWh</b>	<b>19 TWh</b>
<b>Hiver 17/18</b>	<b>0 TWh</b>	<b>9 TWh</b>

---

CHAPITRE

# 03

## CONCLUSIONS

MESSAGES CLÉS





---

# MESSAGES CLÉS

---

**Forte  
souscription  
et bon  
remplissage  
des  
stockages**

**Apport de  
GNL** nécessaire  
pour le bilan France et  
la gestion des limites  
en cas d'hiver froid ou  
de pointe

**Utilisation des  
mécanismes  
de la TRF** pour la  
gestion quotidienne  
des limites.

GRTgaz et Teréga  
mettent en place un  
indicateur reflétant le  
niveau de tension sur  
les stocks en aval des  
limites du réseau.

Les transporteurs GRTgaz et Teréga n'ont **pas d'alerte particulière** à communiquer avant le début de cet hiver.

En effet, les **capacités offertes aux expéditeurs ainsi que leurs niveaux de souscription** pour l'hiver 2018-2019 (tous points confondus) **sont suffisants pour couvrir l'alimentation des consommateurs français en cas de pointe de froid**, même si les clients expéditeurs décident d'utiliser à leur maximum les capacités souscrites en sortie vers la Suisse et l'Espagne.

La **bonne souscription des capacités de stockage** et un remplissage à 123,9 TWh au 31/10/2018 soit 96.5% du volume souscrit apportent de la flexibilité au réseau de transport français et renforce la sécurité d'approvisionnement.

Une **bonne gestion des stocks** est toutefois nécessaire tout au long de l'hiver pour garantir des capacités de soutirage suffisante en cas de pointe de froid.

Les projections montrent qu'un apport minimal en **GNL** et/ou une entrée depuis l'Espagne est néanmoins nécessaire pour **couvrir le bilan et gérer les limites** du réseau pour des scénarios d'hiver froid ou en cas de pointe de consommation.

Les mécanismes définis dans le cadre de la TRF, en particulier celui de l'**appel au marché de gaz localisé (Spread localisé)**, doivent permettre tout au long de l'hiver de résoudre les situations ponctuelles d'atteinte des limites (Cf. Annexe 3).

Un suivi (monitoring) des stocks en aval des limites dans un schéma de flux Nord-Sud surveillera le niveau de stock des stockages et permettra de décider d'un éventuel recours au mécanisme de Flow Commitment.

Un indicateur de suivi des stocks aval sera publié au marché tout au long de l'hiver sur les sites internet respectifs des deux transporteurs.

CHAPITRE

# 04

ANNEXES



# Annexe 1

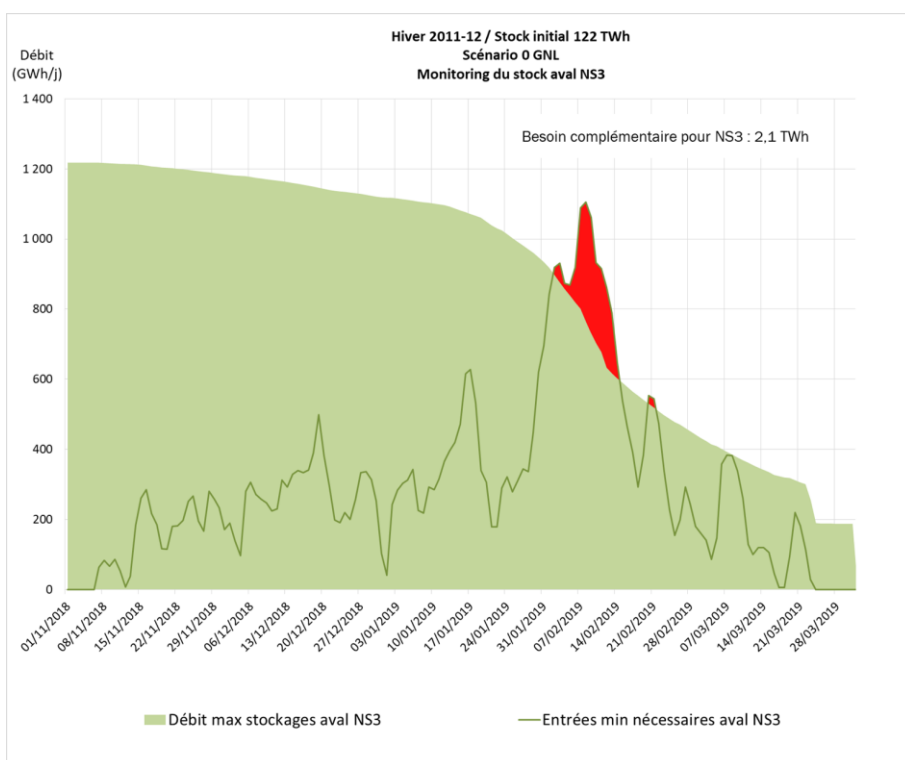
## Suivi des stocks aval

Les résultats du Winter Outlook donnent une indication sur la capacité du système gaz à faire face à différents scénarios sur toute la durée de l'hiver.

Afin de répondre à cette problématique, des mécanismes court terme dans le cadre de la TRF ont été mis en place. Le suivi des stocks en aval des limites, présenté au marché lors des travaux sur la TRF, permet d'étudier la couverture du bilan et la gestion des limites.

Le monitoring des stocks aval consiste, pour chaque limite du réseau et chaque jour de l'hiver, à comparer le niveau projeté de gaz en stock à l'aval de la limite à un niveau minimal nécessaire pour garantir un scénario donné. Si le stock projeté est inférieur au stock minimal, les transporteurs peuvent déclencher un mécanisme préventif pour garantir le besoin de gaz à l'aval de la limite dans le scénario considéré.

Le stock minimal nécessaire à l'aval des limites est défini tel que chaque jour de l'hiver, les stockages soient en mesure d'émettre les quantités qui couvrent le scénario retenu. Ces quantités correspondent au complément des transits à travers la limite et des entrées aval limite (GNL s'il y en a dans le scénario) pour alimenter toutes les consommations et sorties aval dans le scénario considéré. Ce débit minimal nécessaire est ensuite comparé au débit disponible dans les stockages aval compte-tenu des facteurs d'évolution. Avant chaque hiver, le volume minimal de stock aval nécessaire est ainsi déterminé pour couvrir le scénario retenu.



Ainsi, chaque jour de l'hiver, les transporteurs suivent l'évolution des stocks situés à l'aval de la limite et réalisent la projection de ce stock sur le reste de l'hiver dans le scénario à couvrir.

L'objectif est de vérifier que chaque jour de l'hiver, les stockages sont en mesure de fournir le débit minimal nécessaire au scénario à l'aval des limites. Dans le cas contraire, se pose la question du déclenchement et du dimensionnement d'un flow commitment à l'approche de la période à risque identifiée.

---

# Annexe 2

## Rappel sur les mécanismes de la TRF

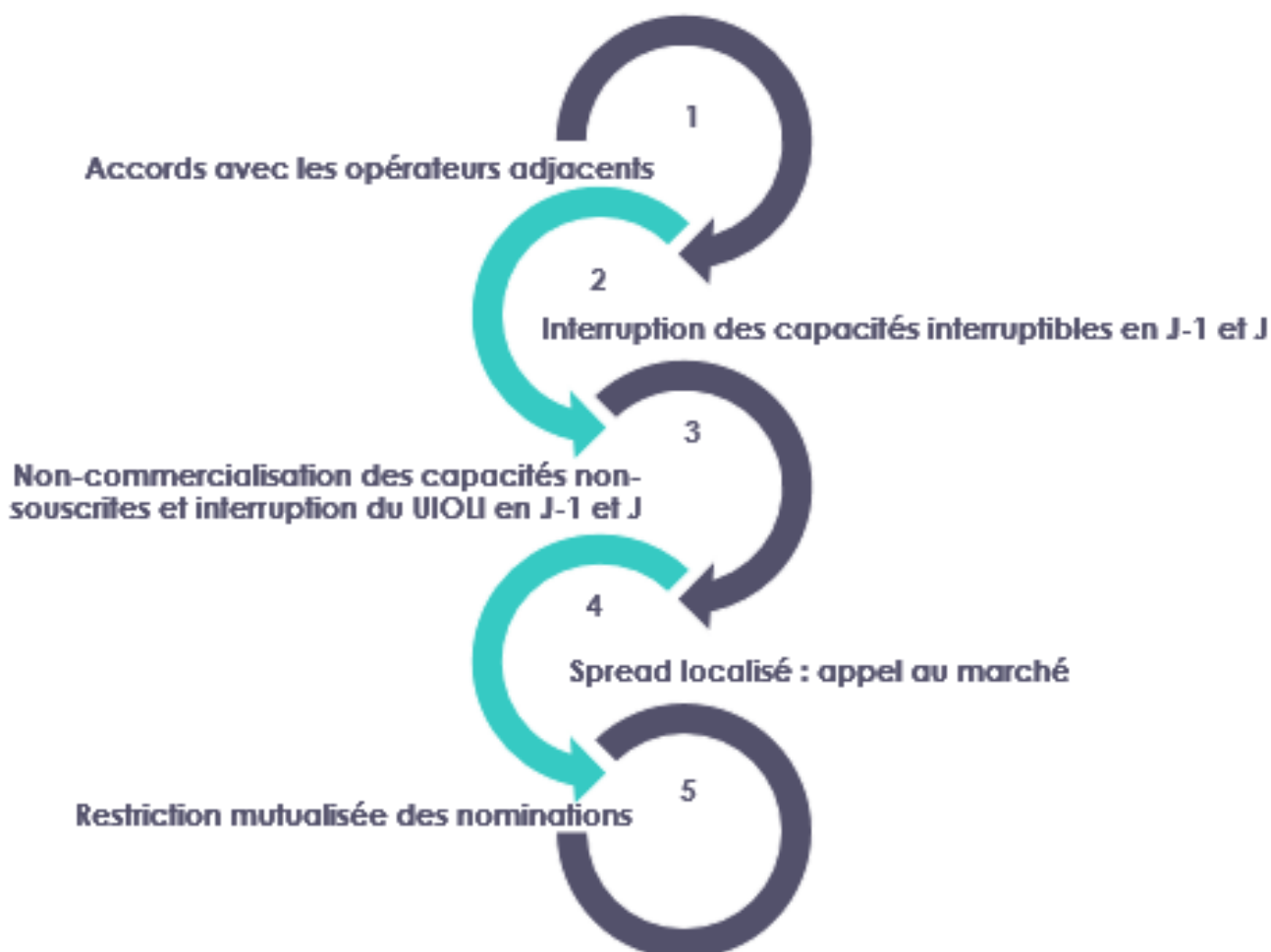
---

Au 1er Novembre 2018, une nouvelle zone de marché a vu le jour: la **TRF** pour **Trading Region France**.

La zone de marché TRF fusionne les zones de marché PEG Nord et TRS, pour ne proposer plus qu'un seul prix de marché en France. Elle reprend les principes de fonctionnement de la TRS avec une zone entrée / sortie unique, un seul point d'échange de gaz (PEG) et deux zones d'équilibrage (GRTgaz et Teréga).

La réalisation des projets Val de Saône (GRTgaz) et Gascogne-Midi (Teréga), décidés dans le cadre de la place de marché unique, ne permet pas toutefois une fusion complète des deux zones de marché et des **limites résiduelles** persistent sur le réseau.

Un travail conjoint entre Teréga, GRTgaz et différents acteurs du marché a été réalisé dans le cadre de la Concertation gaz pour définir les mécanismes contractuels nécessaires au bon fonctionnement de la TRF. Les mécanismes contractuels validés par délibération de la CRE du 26 Octobre 2017 sont les suivants:





---

# Annexe 3 - 1/2

## REX de l'hiver 2017-2018

---

### ➤ Winter Outlook 2017-2018

Le Winter Outlook 2017-2018 avait souligné la faible souscription sur les stockages avec des risques identifiés en cas de pointe de froid ou de scénarios de froid sur plusieurs jours consécutifs.

Le mécanisme de vigilance pour l'hiver dernier avait par ailleurs été renforcé avec la mise en place anticipée du Spread Localisé pour assurer une bonne gestion des éventuelles congestions sur le réseau.

La congestion Sud-Est était particulièrement sous vigilance avec des épisodes de congestion pouvant intervenir dans les conditions suivantes :

- faibles émissions aux terminaux
- soutirage insuffisant des salins
- fortes consommation des CCG autour de Fos-sur-Mer.
- pas nécessairement des températures très faibles

Le Spread localisé pour l'hiver 2017-2018 concernait la congestion Nord et la congestion Sud-Est. GRTgaz avait la possibilité d'intervenir manuellement sur la plateforme Powernext de produits locational via 3 fenêtres d'intervention.

### ➤ Principaux enseignements de l'hiver 2017-2018

L'hiver 2017-2018 n'a pas été un hiver très froid en moyenne mais a été marqué par des épisodes variés de froid et douceur. Même si le volume présent dans les stockages s'est finalement avéré suffisant pour cet hiver, il est à noter une sollicitation de ces derniers de la part des expéditeurs à la limite de l'exigible en vitesse notamment sur Lussagnet en fin d'hiver lors de la vague de froid tardive amenant les stocks de fin d'hiver à des niveaux de volume utile nuls. Les PITM ont été sollicités à des niveaux historiquement élevés fin mars pour palier également à la fin d'hiver. Il est de ce fait probable que ces stocks se seraient révélés insuffisants pour un hiver encore plus froid sans un apport exceptionnel de GNL ou une utilisation beaucoup plus significative des points frontières dès le début de l'hiver.

En terme de mécanisme, le Spread Localisé a fait ses preuves pour la gestion des congestions avec un bilan très positif puisque l'ensemble des quantités a été sourcé avec de la concurrence dans les offres amont et aval.

---

# Annexe 3 - 2/2

## REX de l'hiver 2017-2018

---

### ➤ REX détaillé de l'hiver

Cet hiver a été marqué par des épisodes variés en termes de température et d'intempéries. Le mois de décembre a été exceptionnellement doux alors que le mois de février a été froid avec un pic tardif fin février.

Il n'y a pas eu de problème de bilan au cours de cet hiver au final légèrement au-dessus des normales saisonnières mais avec des épisodes de froid soutenu amenant à une consommation totale de 317 TWh. Les faibles volumes dans les stockages au début de l'hiver ont été entièrement vidés au 31/03 avec une sollicitation forte notamment à l'exigible sur Lussagnet.

Ces niveaux bas en fin d'hiver ont conduit GRTgaz et Teréga à redoubler de vigilance pour le bilan France et pour la gestion de la congestion Sud-Est en fin d'hiver.

### ➤ REX détaillé sur le Spread Localisé

Le Spread Localisé a été utilisé à 13 reprises durant l'hiver 2017/2018, uniquement pour la gestion de congestions Sud-Est. On notera 3 périodes distinctes :



19 acteurs ont participé aux 13 interventions réalisées par GRTgaz durant l'hiver 2017/2018. Il n'y a pas eu de problème rencontré dans l'exécution du mécanisme.

Sur les trois fenêtres d'intervention prévues, GRTgaz a principalement utilisé la première. En effet, les nominations en début de journée gazière de ces jours-là ont nécessité une réponse rapide via le Spread Localisé afin de garantir l'équilibre de la zone.

Toutes les quantités appelées ont été approvisionnées. Sur l'ensemble des 13 opérations, 8 expéditeurs différents ont vu leurs offres sélectionnées dont 2 au minimum par appel.

Les quantités appelées s'échelonnent de 11 à 75 GWh pour un volume total appelé de 476 GWh. Les prix obtenus (prix du spread) varient de 2,3 à 6,7 €/MWh pour un prix moyen de 5,41 €/MWh. Le coût total du mécanisme pour l'hiver 2017/2018 est de 2,6 M€.

Seul le PITS Sud-Est a fait l'objet d'offres d'achat retenues en aval de la congestion Sud -Est (100%). Lussagnet est le point principalement sollicité à la vente à l'amont de la congestion Sud-Est : Lussagnet : 98%, Sud-Atlantique : 1,5%, Pirineos 0,5%.

