



WINTER OUTLOOK

2020/2021



SOMMAIRE

| | |
|--|-----------|
| AVANT-PROPOS | 3 |
| | |
| LA COUVERTURE DU BILAN À LA POINTE | 4 |
| | |
| ▪ Capacités commercialisables | |
| ▪ Capacités souscrites | |
| | |
| ETUDE DE SCÉNARIOS POUR L'HIVER 2020/2021 | 7 |
| | |
| ▪ Principe | |
| ▪ Scénarios étudiés | |
| ▪ Hypothèses retenues | |
| ▪ Résultats | |
| | |
| CONCLUSIONS | 13 |
| | |
| ▪ Messages clés | |
| | |
| ANNEXES | 15 |
| | |
| ▪ Suivi des stocks aval | |
| ▪ Rappels sur les mécanismes de la TRF | |
| ▪ Retour sur l'hiver 2019/2020 | |

La responsabilité de GRTgaz SA et TEREGA 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^{er} Novembre 2018, la TRF constitue le 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, en conformité avec l'article L141-10 du code de l'énergie, 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 2020-2021 est la 3^{ème} édition intégrant les dispositions prises dans le cadre de la création de la TRF au 1^{er} 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

CAPACITÉS COMMERCIALISABLES
CAPACITÉS SOUSCRITES

CAPACITÉS 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 les capacités fermes mises à disposition par les transporteurs pour l'hiver à venir 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.

1051 GWh/j

Marge observée à la pointe de froid risque 2% en prenant en considération les capacités commercialisables en entrée (PIR + PITTM), les souscriptions aux stockages (PITS) (2), les capacités souscrites en sortie (PIR) (3).



Le bilan pour l'hiver 2020-2021 est excédentaire à la pointe de froid au risque 2%.

Il est à noter que 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.

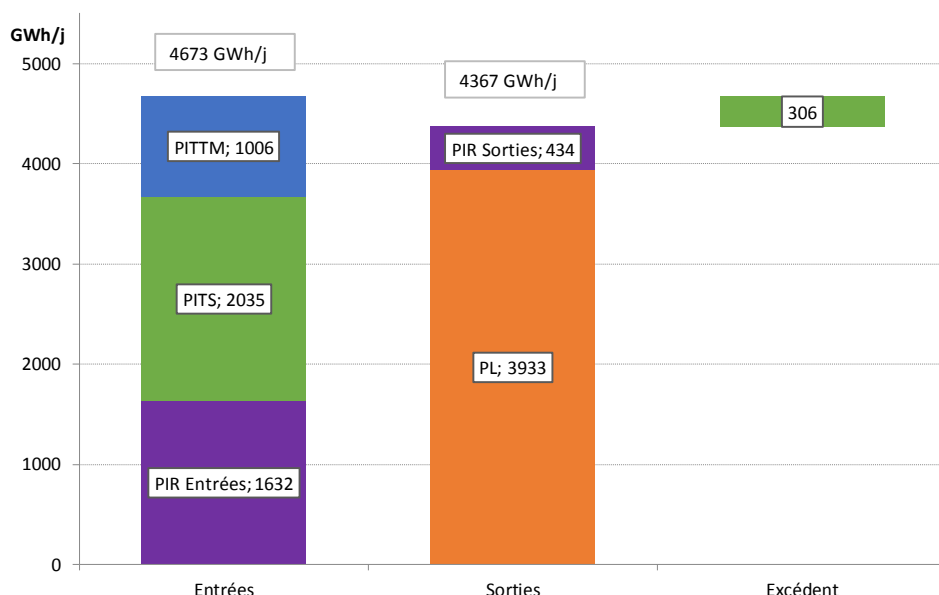
CAPACITÉS SOUSCRITES

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 stockages pour l’hiver à venir.

306 GWh/j

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 notamment une disponibilité du gaz en stock aux PITTM, dégage une marge de 306 GWh/j, stable par rapport à celle constatée dans le Winter Outlook 2019-2020.

Cette marge positive apporte de la souplesse au système, permettant aux expéditeurs de faire des arbitrages sur leurs approvisionnements y compris à la pointe P2. Elle reste néanmoins dépendante de la disponibilité du GNL en stock aux PITTM, et d’un niveau de stock dans les stockages suffisant pour assurer leur performance à la pointe (2).

De plus 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.

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

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

CHAPITRE

02

ÉTUDE DE SCÉNARIOS POUR L'HIVER 2020/2021

PRINCIPE

SCÉNARIOS ÉTUDIÉS

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 complètent leur analyse en réalisant 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 (scénarios historiques). Dans cette configuration, les flux peuvent approcher les limites Nord vers Sud du réseau, mais également les limites Est vers Ouest en fonction des approvisionnements en GNL, ainsi que cela a été observé durant l'hiver 2018-2019.

L'exercice permet d'évaluer les besoins d'approvisionnement en bilan France et à l'aval des limites NS1, NS2, NS3, NS4, EO2 et S1 du réseau comme illustrées ci-dessous, en considérant des entrées majoritairement sur les PIR au Nord. Plus précisément, les scénarios étudiés priorisent l'utilisation des PIR Nord, jusqu'à la saturation des limites Nord-Sud si nécessaire, pour détecter, en plus des besoins en bilan France, les besoins éventuels d'approvisionnement spécifiquement localisés à l'aval des limites.



SCENARIOS ETUDIES

Étude des saturations

Nord
➔ Sud

Est
➔ Ouest

3 scénarios
d'hiver gazier

Une
consommation en
volume jusqu'à

339 TWh

➤ Méthodologie :

Pour chaque jour d'un hiver, on teste le schéma d'approvisionnement limite conduisant, si nécessaire, à 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 et Pirineos,
- fixation des PITTM,
- maximisation des entrées via les PIR, dans la limite du bilan amont de chaque limite,
- bouclage du bilan France via les stockages en cohérence avec les différentes limites.

Cette approche maximisant les entrées aux PIR représente une utilisation minimale des stockages pour couvrir le bilan et éviter les congestions tout en préservant les stocks au maximum.

L'éventuel complément de gaz permettant de couvrir le bilan France ou le bilan aval des limites est le résultat attendu : il peut se traduire par des entrées de GNL supplémentaires, ou des entrées ou réduction des sorties sur les PIR fixés en sortie.

➤ Scénarios de consommation :

3 scénarios d'hiver (hiver gazier du 1^{er} 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 **338 TWh**.
- **Hiver récent** : hiver 2017-2018, affichant la consommation la plus élevée des trois derniers hivers et des épisodes froids à partir de février, avec une consommation totale de **333 TWh**.

A noter que chacun des scénarios inclut les mêmes hypothèses de consommation des cycles combinés gaz, à savoir une consommation moyenne de 255 GWh/j correspondant à un niveau atteint ou dépassé 10% du temps durant les quatre derniers hivers.

HYPOTHÈSES RETENUES

GNL en bandeau suivant 3 scénarios

1 variante : effet
temporel

PIR en sortie à des niveaux élevés

2 hypothèses selon le
scénario GNL

Stockages :

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

PIR en entrée en bouclage à l'amont des limites

➤ Scénarios de GNL :

3 scénarios d'émission aux PITTM sont étudiés :

- "Pas de GNL"
- "Mini GNL" : volumes observés l'hiver 2016-2017, soit 35 TWh sur l'hiver, niveau le plus bas depuis quatre ans. Deux variantes :
 - "Mini GNL bandeau" : 230 GWh/j constant sur l'hiver (155 GWh/j sur Fos, 60 GWh/j sur Montoir et 15 GWh/j sur DKGNL).
 - "Mini GNL modulé" : profil mensuel moyen observé sur chaque PITTM, avec des approvisionnements moindres en début de saison et plus forts en mars.
- "Mini GNL+" : quantité de 350 GWh/j constante sur l'hiver. Le scénario précédent est augmenté de 120 GWh/j pour compenser en bilan l'hypothèse plus forte prise sur les sorties.

➤ Sorties Oltingue et Pirineos :

Les PIR Oltingue et Pirineos sont considérés en sortie tout au long de l'hiver, à des niveaux différents suivant les scénarios :

- Utilisation au niveau des capacités souscrites dans les scénarios "Pas de GNL" et "Mini GNL",
- Maximisation au niveau des capacités commercialisables totales dans le scénario "Mini GNL+".

➤ Contribution des stockages :

Le volume considéré en début d'hiver est un niveau de remplissage de **122 TWh** au 1^{er} 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 utilisés, si le bilan en amont des limites le permet, au maximum des capacités souscrites ou commercialisables (2 variantes).

RÉSULTATS

PIR en entrée

Capacités souscrites

Besoin de GNL

pour couvrir le bilan sur l'hiver...

... et pour la couverture du bilan journalier en cas de pointe de froid

sans contrainte de localisation si du stock est préservé à l'aval des limites

➤ Capacités souscrites

Les projections se limitant aux **capacités souscrites** pour les PIR en entrée illustrent que des hivers froids avec des sorties aux capacités souscrites vers la Suisse et l'Espagne nécessitent des entrées complémentaires.

Besoin supplémentaire de gaz pour le bilan France

| Scénario GNL | Pas de GNL (0 TWh) | Mini GNL (35 TWh) | |
|--------------------------|-----------------------|-------------------|---------|
| | | Bandeau | Modulé |
| Hiver Froid risque 2% | 35,5 TWh | 0,7 TWh | 0,7 TWh |
| Hiver avec P2 3j | 34,1 TWh | 5,5 TWh | 7,8 TWh |
| Hiver 2017/18 | 29,2 TWh | 0,5 TWh | 1,1 TWh |

- Des hivers froids sans GNL nécessitent des volumes supplémentaires pour équilibrer le bilan sur l'hiver gazier. Ce besoin pour le bilan France couvrira également le besoin à l'aval des limites, à condition que les stockages aval soient préservés jusqu'à la fin de l'hiver.

Il pourrait alors se traduire au choix, sans contrainte de localisation, par des apports complémentaires de GNL, des entrées ou une réduction des sorties sur les PIR considérés en sortie pour les simulations, ou une augmentation des souscriptions sur les points d'entrée.

Ce besoin devra toutefois être ciblé dans le temps en fonction du niveau de stock et du niveau de consommation de gaz naturel. S'il arrivait trop tardivement, le stock à l'aval des limites NS2 à NS4, et notamment sur Lussagnet, ne pourrait pas être préservé jusqu'à la fin de l'hiver ; l'apport de gaz devrait alors être ciblé à l'aval de ces limites, se traduisant par des émissions de GNL à Fos et/ou des entrées via Pirineos.

Ce besoin reste néanmoins proche voire inférieur aux approvisionnements en GNL constatés les années passées.

- Dans le scénario « Mini GNL bandeau », des entrées supplémentaires mineures sont nécessaires pour la couverture du bilan sur un hiver froid. En cas de pointe, on observe un besoin ponctuel plus important pour couvrir le bilan journalier sur les journées les plus froides. Cet apport peut être effectué en tout point du réseau sans contrainte de localisation.

RÉSULTATS

PIR en entrée

Capacités commercialisables

Capacités PIR et PITS

suffisantes pour le bilan sur un hiver froid mais

besoin ponctuel de GNL

pour la couverture du bilan journalier en cas de pointe de froid

- Le scénario « Mini GNL modulé », par comparaison avec « Mini GNL bandeau », met en évidence la nécessité d'approvisionnements en gaz plus importants en fin d'hiver pour couvrir une pointe ou une vague de froid tardive car les stockages ont été davantage sollicités en début d'hiver, ce qui entraîne une décroissance plus précoce de leurs performances de soutirage.
- Le scénario « Mini GNL+ » conclut à des besoins identiques au scénario « Mini GNL ». Ce scénario illustre la possibilité de maximiser les PIR en sortie dès lors que les sorties sont compensées en bilan par des approvisionnements supplémentaires, sans induire de nouvelle contrainte de localisation des sources.

➤ Capacités commercialisables

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 sur l'hiver ou pour le bilan à l'aval des limites du réseau, quels que soient les approvisionnements en GNL, et ce malgré des sorties importantes sur Oltingue et Pirineos et des hivers froids.

Un besoin limité en GNL (1,4 TWh) apparaît dans le scénario d'hiver avec pointe P2 3j sans GNL ; il s'agit alors non d'un besoin par rapport au bilan sur la saison, mais d'un besoin ponctuel pour la couverture du bilan journalier sur les journées les plus froides, tel que décrit au chapitre 01.

Ce besoin pourra se traduire au choix, sans contrainte de localisation, par des apports complémentaires de GNL, et/ou des entrées ou une réduction des sorties sur les PIR considérés en sortie pour les simulations.

Pour rappel, les simulations sont fondées sur des hypothèses structurantes concernant l'utilisation des PIR et des stockages, formulées par rapport à l'objectif de l'exercice : appréhender les conditions de couverture du bilan sur l'hiver. Ces simulations ne sont pas représentatives de l'utilisation effective des différents points contractuels qui sera surveillée au long de l'hiver (monitoring).

CHAPITRE

03

CONCLUSIONS

MESSAGES CLÉS

MESSAGES CLÉS

**Forte
souscription
et bon
remplissage
des
stockages**

Apport de

GNL nécessaire
pour le bilan France en
cas d'hiver froid ou de
pointe

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

GRTgaz et Teréga
publient 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 2020-2021 (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 la totalité des capacités souscrites en sortie vers la Suisse et l'Espagne.

La **bonne souscription des capacités de stockage, et un taux de remplissage élevé** avec un stock de 128,7 TWh au 31/10/2020, apportent de la flexibilité au réseau de transport français et renforcent la sécurité d'approvisionnement.

Une **bonne gestion des stocks** est toutefois nécessaire tout au long de l'hiver pour garantir des capacités de soutirage suffisantes en cas de pointe de froid, et pour préserver du stock à l'aval des limites, en particulier NS4, jusqu'à la fin de l'hiver.

Les projections montrent qu'un apport minimal en **GNL et/ou des souscriptions complémentaires** sur les points d'entrée du réseau sont néanmoins nécessaires pour **couvrir le bilan** pour des scénarios d'hiver froid ou en cas de pointe de consommation, tout en maximisant les sorties. La maximisation des sorties jusqu'à la capacité commercialisable n'induit pas de contrainte de localisation des approvisionnements tant que les stocks aval sont préservés.

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 2).

Un suivi (monitoring) des stocks en aval des limites dans un schéma de flux Nord-Sud reste nécessaire pour surveiller le niveau effectif 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

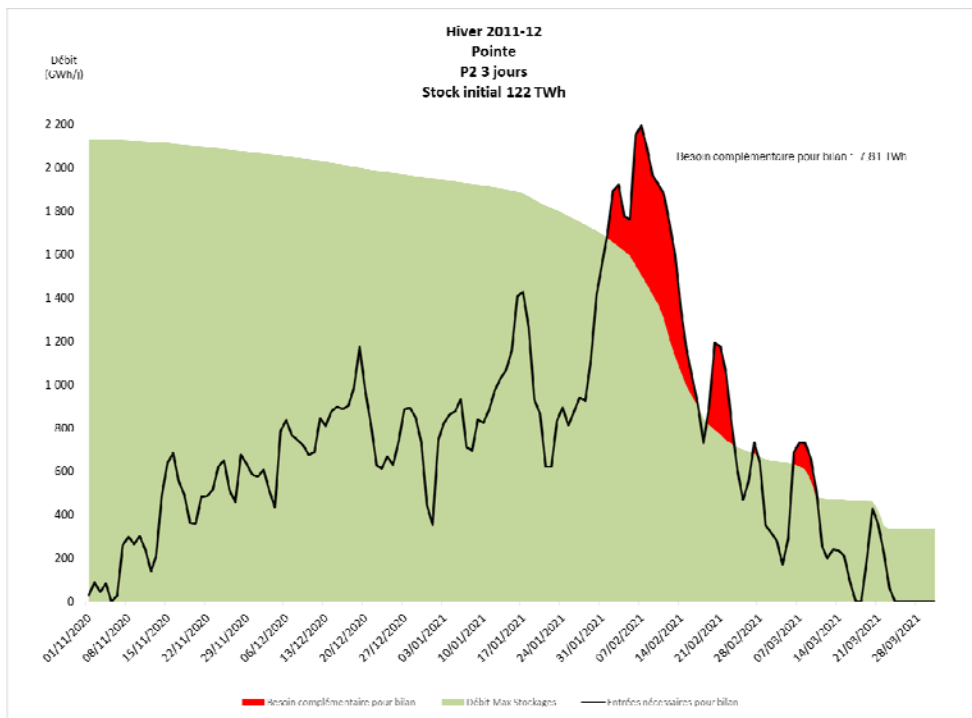
Suivi des stocks aval

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, en particulier, 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.

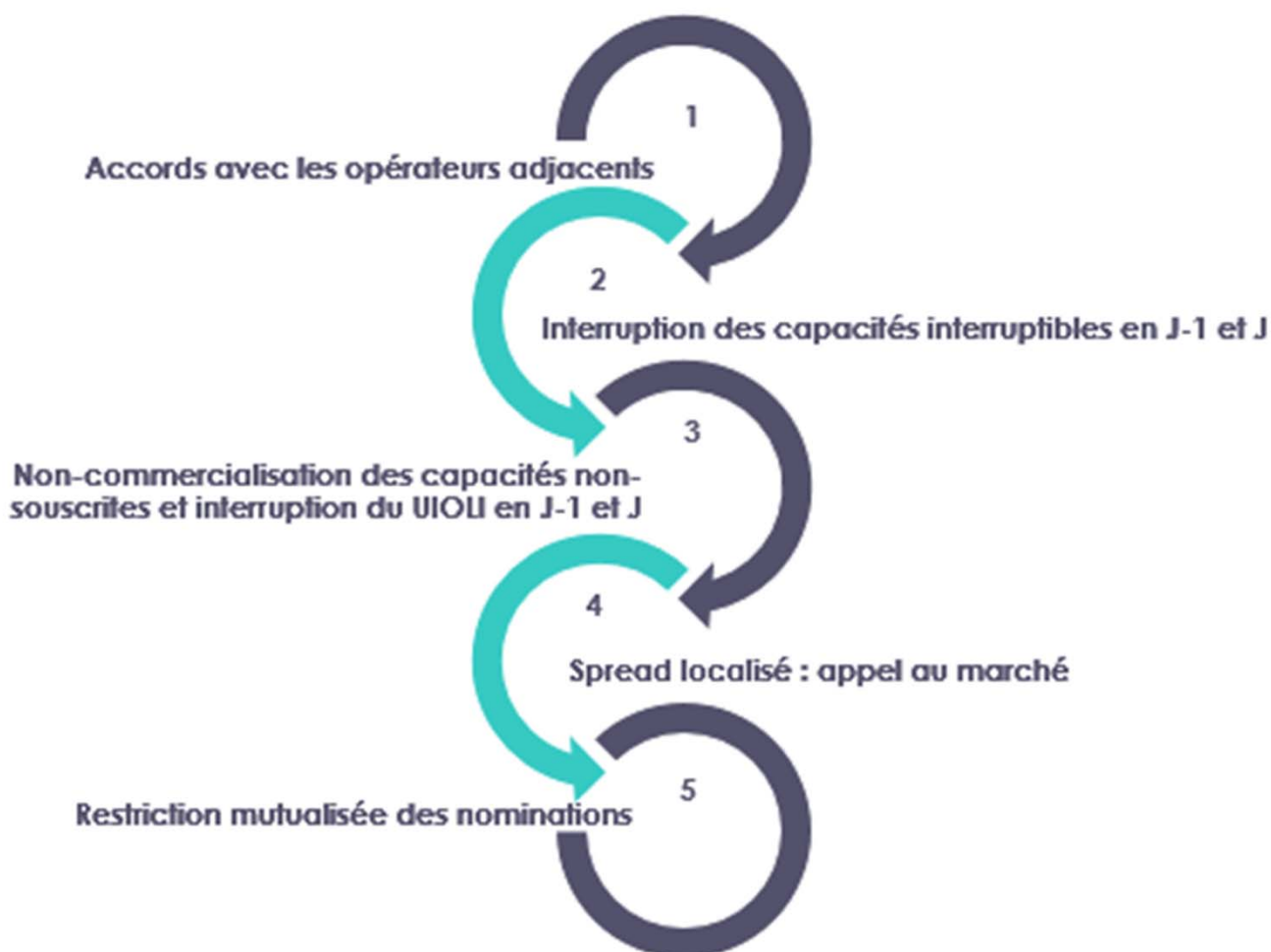
Annexe 2

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 constitue une zone entrée / sortie unique au périmètre de la France, un seul point d'échange de gaz (PEG) et deux zones d'équilibrage (GRTgaz et Teréga).

Dans une démarche d'investissements raisonnés, le développement des infrastructures décidé dans le cadre de la place de marché unique n'avait toutefois pas pour vocation de réaliser une fusion complète des deux zones de marché pré-existantes (PEG Nord et TRS), 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 les délibérations de la CRE du 26 Octobre 2017 et du 12 Décembre 2019 sont les suivants :



Annexe 3

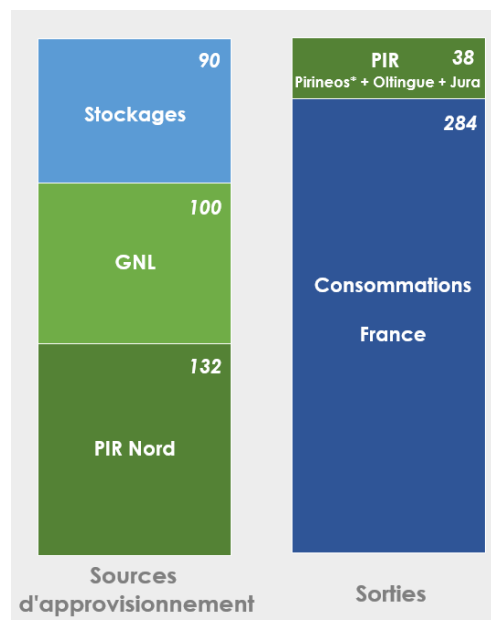
Retour sur l'hiver 2019-2020

Principales observations

L'hiver 2019-2020 a été un hiver particulièrement doux, sans vague de froid ni pointe de consommation remarquable.

Les exports et consommations ont été couverts par :

- o des imports par pipe au nord historiquement bas,
- o des approvisionnements en GNL historiquement hauts,
- o les stockages, conformément à la moyenne des années précédentes.

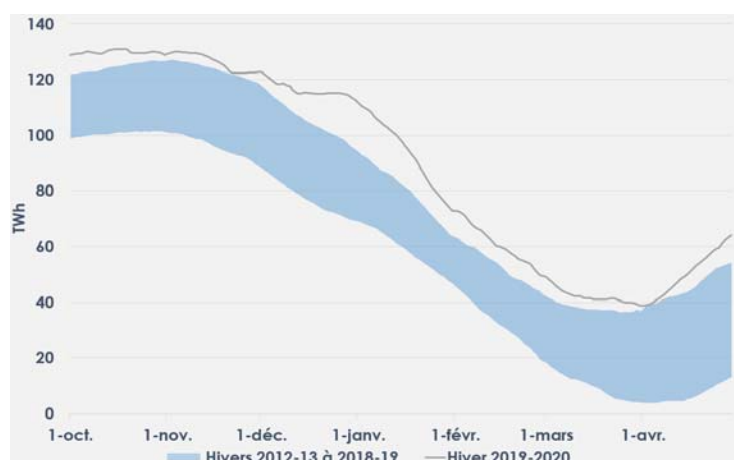


* Pirineos : bilan des entrées / sorties

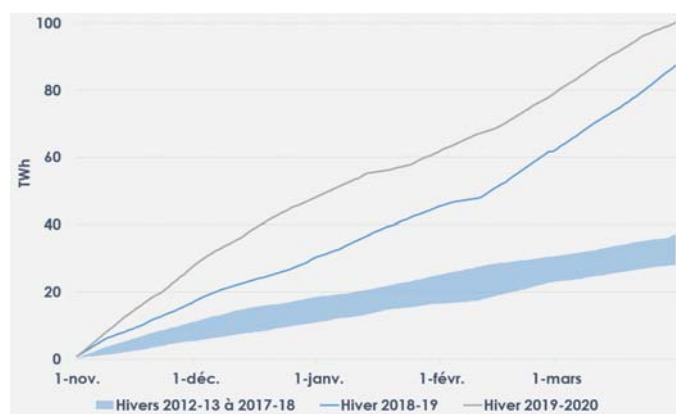
Bilan des consommations et approvisionnements (TWh)

Un hiver sans tension

Le volume de gaz en stock était historiquement haut en début de saison, et l'est resté jusqu'à la fin de l'hiver.



Gaz en stock au cours de l'hiver



Cumul des arrivées de GNL au cours de l'hiver

Des stocks préservés, des approvisionnements de GNL au plus haut par rapport aux années précédentes : la répartition équilibrée des sources, tant au cours de l'hiver que géographiquement, a permis un hiver sans tension sur le système gazier.



Crédits photos : Teréga