



WINTER OUTLOOK

2019/2020



SOMMAIRE

AVANT-PROPOS **3**

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

- Capacités commercialisables
- Capacités souscrites

ETUDE DE SCÉNARIOS POUR L'HIVER 2019/2020 **7**

- Principe
- Scénarios étudiés
- Hypothèses retenues
- Résultats

CONCLUSIONS **13**

- Messages clés

ANNEXES **15**

- Suivi des stocks aval
- Rappels sur les mécanismes de la TRF
- Rex de l'hiver 2018-2019

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^{er} 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 2019-2020 est la 2^{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

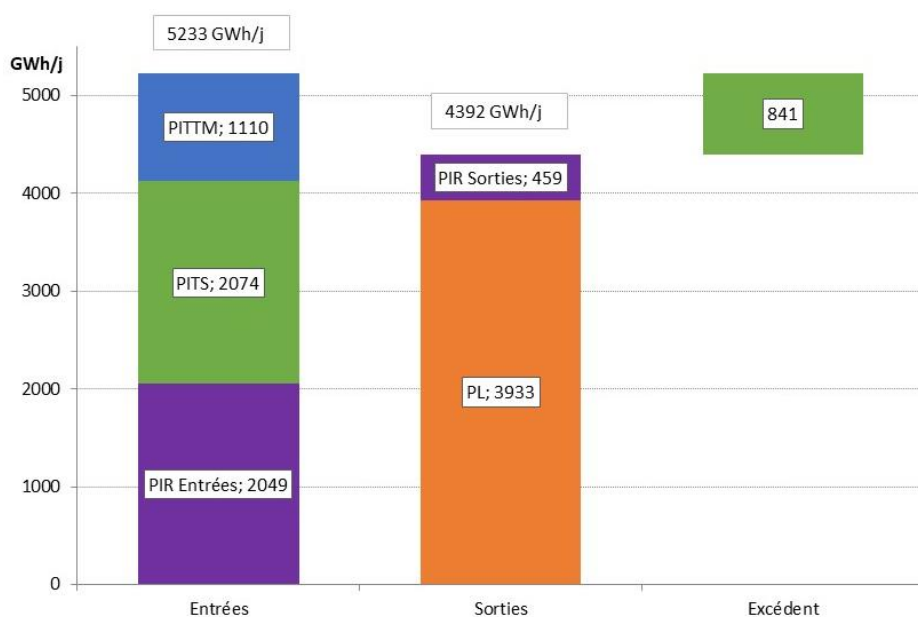
CAPACITÉS COMMERCIALISABLES

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 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.

841 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 2019-2020 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.

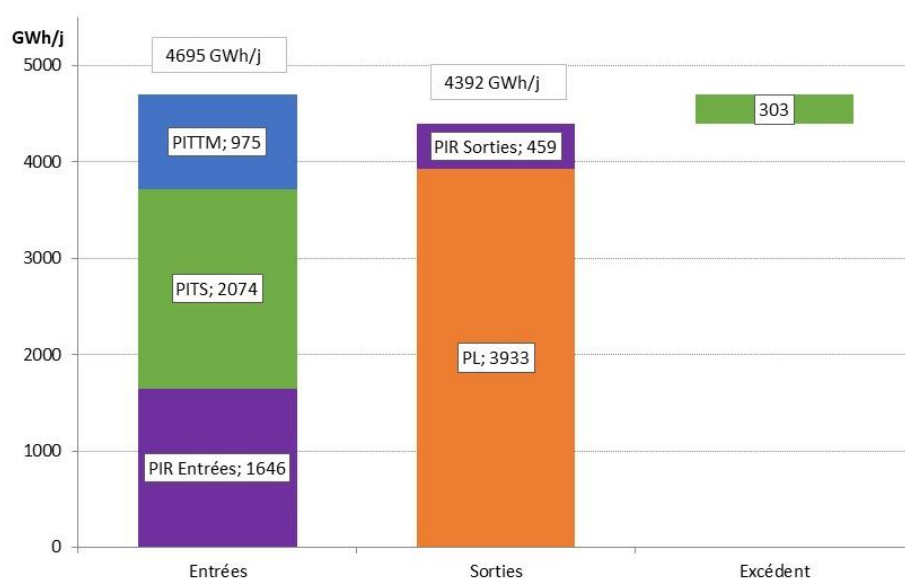
CAPACITÉS SOUSCRITES

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 prochain.

303 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 303 GWh/j. Pour mémoire, le Winter Outlook 2018-2019 mentionnait une marge de 447 GWh/j à la pointe de froid au risque 2%. La réduction de la marge observée sur l'hiver 2019-2020 par rapport à l'année précédente résulte principalement d'une baisse des souscriptions sur les PIR en entrée et des capacités de pointe aux PITS.

Cette marge de 303 GWh/j reste néanmoins positive et apporte de la souplesse au système, permettant 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

**ÉTUDE DE SCÉNARIOS POUR
L'HIVER 2019/2020**

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 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 (scénarios historiques). Dans cette configuration, les flux peuvent également approcher des limites Est vers Ouest en fonction des approvisionnements en GNL, ainsi que cela a été observé durant l'hiver 2018-2019. Les limites S1 et EO2 ont donc été intégrées à la modélisation.

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

343 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, Jura, Pirineos,
- contribution des PITTm en base,
- 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 **343 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 **339 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 de ces scénarios inclut les mêmes hypothèses de consommation des cycles combinés gaz, à savoir une consommation moyenne de 250 GWh/j correspondant à un niveau historiquement atteint ou dépassé 10% du temps.

HYPOTHÈSES RETENUES

GNL

en bandeau
3 scénarios

PIR en sortie
2 hypothèses
selon le scénario
GNL

Stockages

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

PIR en entrée
maximisation des
capacités

➤ Scénarios de GNL :

3 scénarios d'émission en bandeau aux PITM sont étudiés :

- **"Pas de GNL"**
- **"Mini GNL"** : quantité de 220 GWh/j constante sur l'hiver, répartie à 65% sur Fos, 20% sur Montoir et 15% sur DK LNG. Ce scénario est bâti à partir des niveaux moyens sur l'hiver les plus bas observés depuis cinq ans.
- **"Mini GNL+"** : quantité de 300 GWh/j constante sur l'hiver. Le scénario précédent est augmenté de 80 GWh/j pour compenser en bilan une hypothèse plus forte prise sur les sorties.

➤ Sorties Pirineos, Oltingue et Jura :

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

- "Pas de GNL" et "Mini GNL" : Oltingue au niveau de la capacité souscrite (soit 240 GWh/j) et Pirineos au niveau de la capacité ferme commercialisable (soit 165 GWh/j).
- "Mini GNL+" : maximisation des sorties au niveau des capacités totales commercialisables (soit 260 GWh/j pour Oltingue et 225 GWh/j pour Pirineos).

Le PIR Jura est fixé au niveau de la capacité souscrite.

➤ 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 commercialisables ou souscrites (2 variantes). Pour Dunkerque, une hypothèse de souscription à la capacité commercialisable est utilisée.

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

➤ 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 apparaît dans le scénario d'hiver avec pointe P2 ; 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.

Besoin supplémentaire de gaz pour le bilan France

Scénario GNL	Mini GNL+ (46 TWh)	Mini GNL (33 TWh)	Pas de GNL (0 TWh)
Hiver Froid risque 2%	0 TWh	0 TWh	0 TWh
Hiver avec P2 3j	0 TWh	0 TWh	2 TWh
Hiver 2017/18	0 TWh	0 TWh	0 TWh

Pour rappel, les volumes indiqués ont été évalués sur la base d'hypothèses structurantes concernant l'utilisation des PIR et des stockages, formulées par rapport à l'objectif de l'exercice. Ces simulations ne sont pas représentatives de l'utilisation effective des différents points contractuels qui sera surveillée au long de l'hiver (monitoring).

RÉSULTATS

PIR en entrée

Capacités souscrites

✓ Scénario "Pas de GNL" :

Besoin de GNL pour couvrir le bilan sur l'hiver, sans contrainte de localisation si du stock est préservé à l'aval

✓ Scénarios "Mini GNL" et "Mini GNL+" :

Besoin de GNL ponctuel

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

➤ Capacités souscrites

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.

- 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 de NS4 (PITS 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 cette limite, se traduisant par des émissions de GNL à Fos et/ou des entrées via Pirineos.

Ce besoin reste néanmoins inférieur ou proche des approvisionnements en GNL constatés les années passées.

- Dans les scénarios "Mini GNL" et "Mini GNL+", des entrées supplémentaires sont nécessaires ponctuellement 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.

Besoin supplémentaire de gaz pour le bilan France

Scénario GNL	Mini GNL+ (46 TWh)	Mini GNL (33 TWh)	Pas de GNL (0 TWh)
Hiver Froid risque 2%	0 TWh	0 TWh	30 TWh
Hiver avec P2 3j	2 TWh	2 TWh	27 TWh
Hiver 2017/18	0 TWh	0 TWh	22 TWh

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 Terega 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 2019-2020 (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 127,7 TWh au 31/10/2019, soit 99,2% du volume souscrit, 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

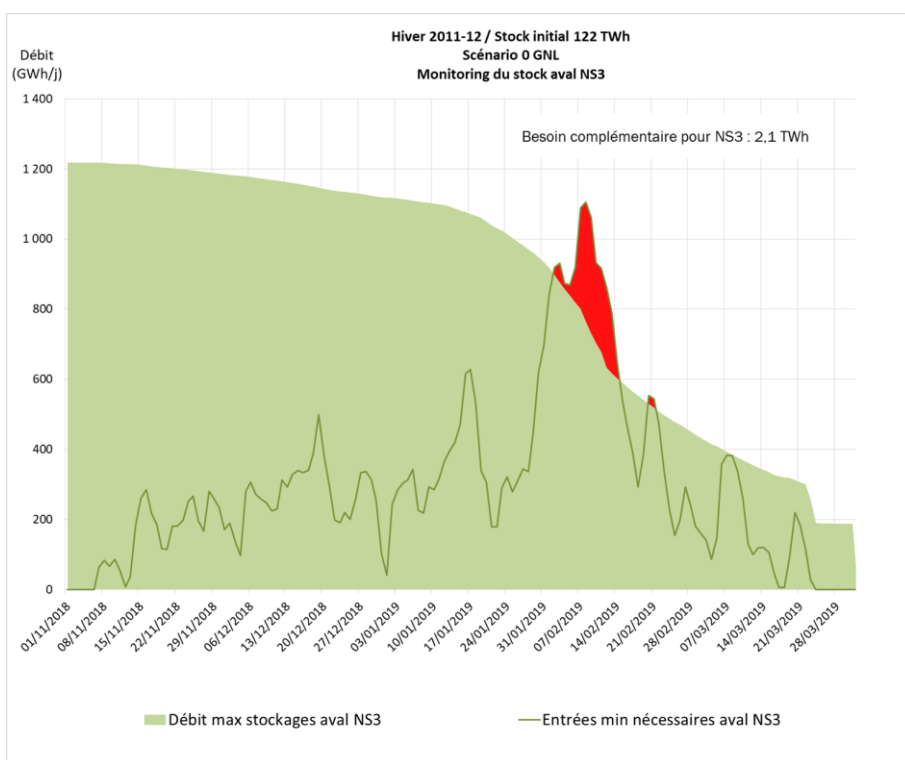
Suivi des stocks aval

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, 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

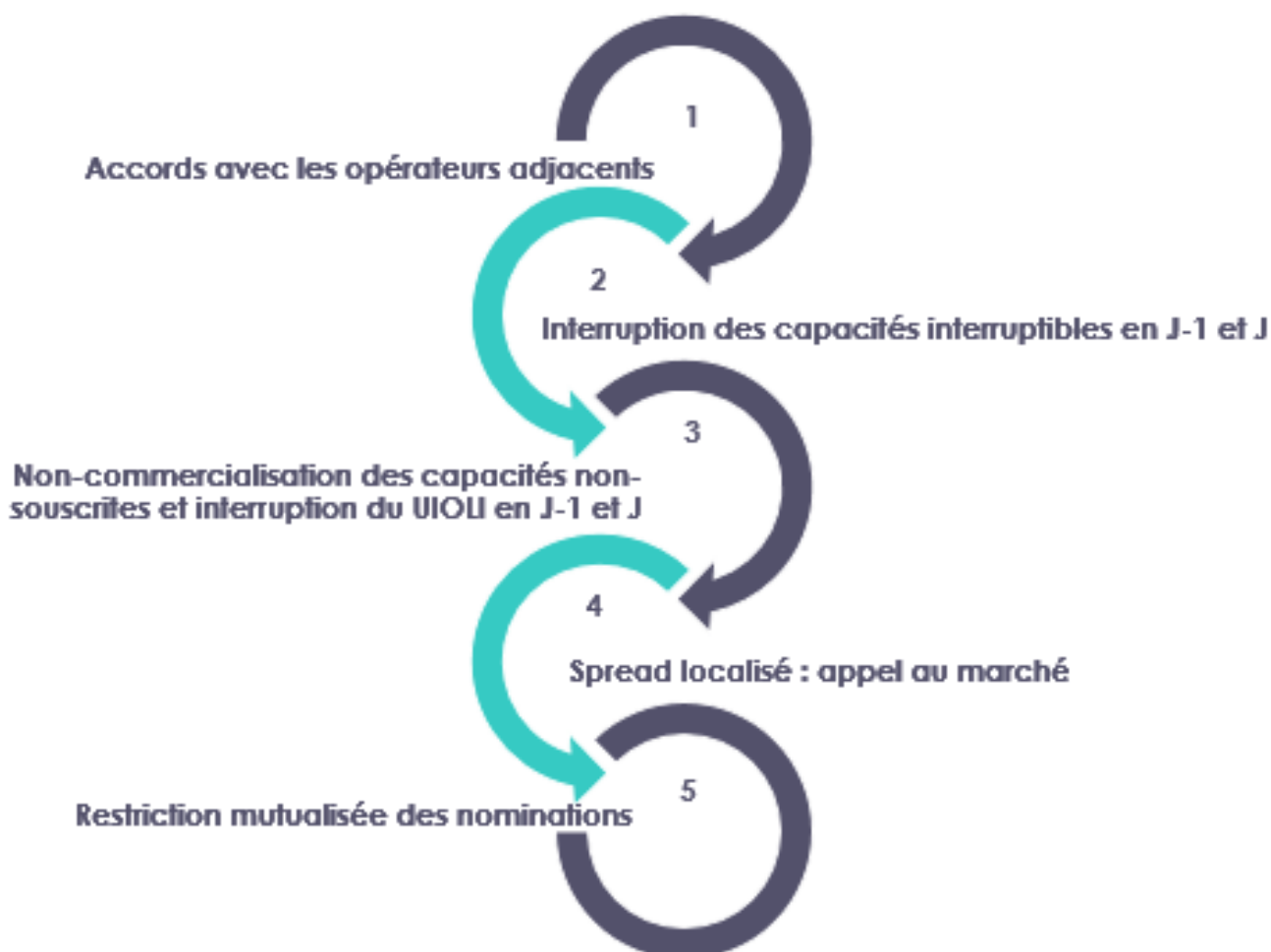
Rappel sur les mécanismes de la TRF

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

REX de l'hiver 2018-2019

Principales observations sur l'hiver 2018-2019

Le premier hiver gazier en zone unique s'est déroulé conformément aux attentes et sans alerte particulière. Le réseau n'a pas connu de tension pour l'approvisionnement en gaz, en raison du remplissage quasi-complet des stockages du côté de l'offre, d'émissions GNL significatives tout au long de la saison permettant une bonne répartition géographique des sources d'approvisionnement, mais également des conditions climatiques douces.

Dans ce contexte, il n'y a eu que 2 jours de congestion en hiver (journées en rouge dans l'info-vigilance publiée), gérées à l'aide des mécanismes prévus (cf. annexe 2) et sans recours au spread localisé.

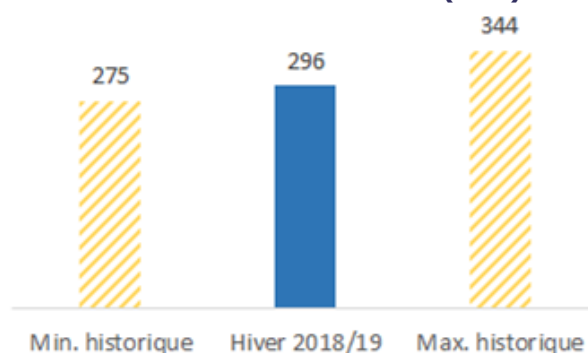
La consommation de l'hiver 2018-2019 a été en bilan plus basse que les hivers précédents, en total **296 TWh**, et la pointe hivernale également limitée, avec une consommation journalière maximale de **2 775 GWh** le 24 janvier 2019, contre une pointe à 3 253 GWh l'hiver précédent.

Le volume présent dans les stockages au 31/10/2018 s'élevait à **124 TWh** sur 129 TWh commercialisables soit **96%**. Et, à la fin de l'hiver, le 31/03/2019, le volume atteignait **37 TWh** sur 129 TWh commercialisables soit **29%**.

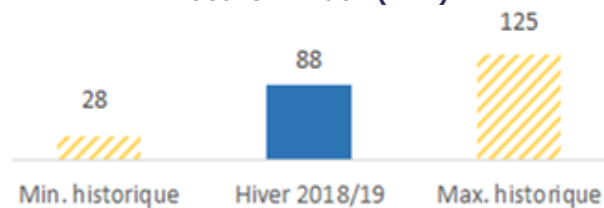
Les arrivées de GNL sur les 3 terminaux ont été très importantes avec un apport global de **88 TWh** ce qui constitue la deuxième année la plus élevée en volume après l'hiver 2010/2011 comparé aux 10 dernières années.

Par effet de bilan, l'utilisation des PIR du Nord a été la plus basse des 10 dernières années tandis que les PIR en sortie (Oltingue, Jura, Pirineos) ont eu les flux les plus importants des 10 dernières années, principalement liées aux sorties vers l'Espagne via Pirineos.

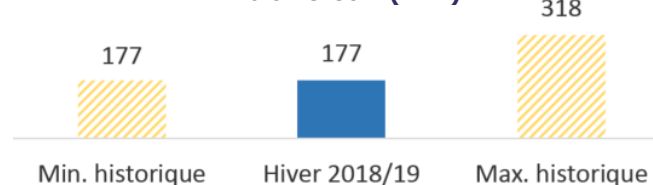
Consommations France (TWh)



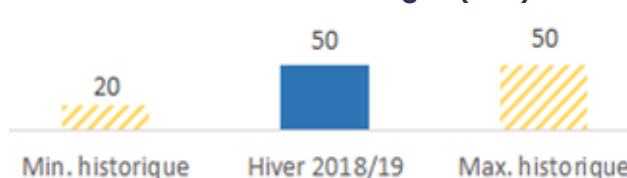
Arrivées GNL France tous terminaux (TWh)



Entrées gaz PIR Obergailbach + Virtualys + Dunkerque + Taisnières B (TWh)



Sorties gaz PIR Pirineos + Jura + Oltingue (TWh)



Note: données historiques à partir de 2010 et flux nets pour les PIR.



Crédits photos : Teréga