

GT STRUCTURE

17 mai 2022

Summer Outlook 2022

Introduction

Bilan saisonnier effectué conformément au cadre réglementaire (Code de l'énergie Art. L141-10)

Exercice commun GRTgaz / Teréga à l'échelle de la TRF

Objectif : Vérifier les possibilités de remplissage des stockages d'avril à octobre, en tenant compte des limites du réseau et des programmes de maintenance

Nota : Exercice d'évaluation des possibilités des infrastructures
(non de prévision, ni d'évaluation de la disponibilité des sources d'approvisionnement)

Focus : Effets d'une rupture des approvisionnements russes

Vision Europe : Summer Supply Outlook de l'ENTSOG (publication du 28/04/2022)



Cible de remplissage des stockages

- Exigences réglementaires :

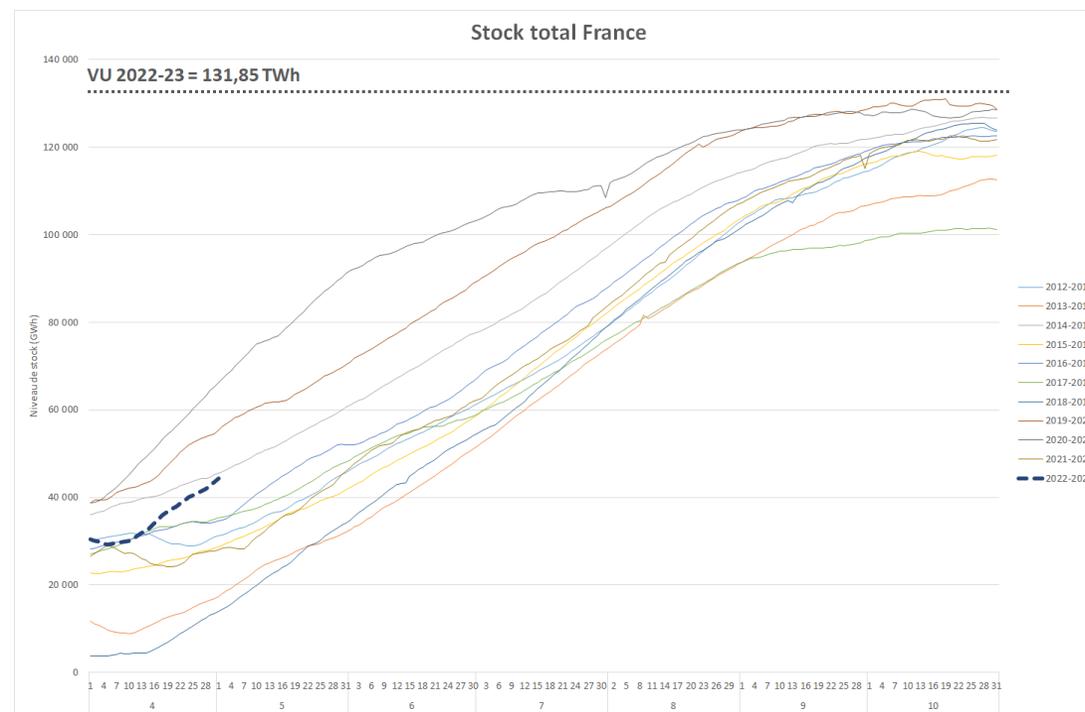
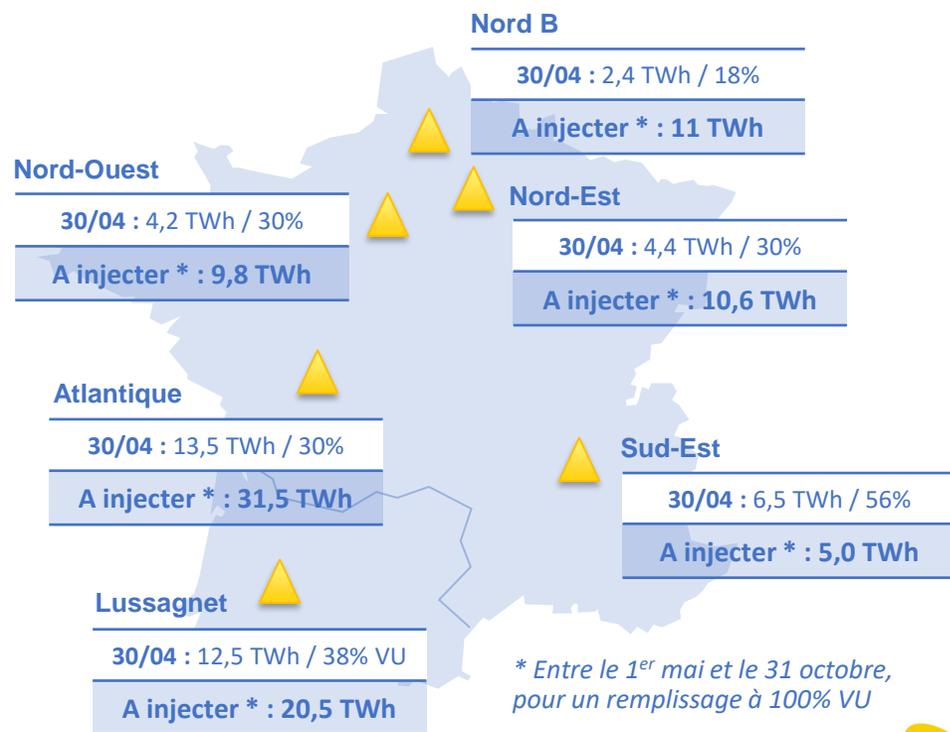
Réglementation française en vigueur
Obligation des expéditeurs
En % du volume souscrit :
85% au 01/11

Réglementation européenne en projet
Obligation des opérateurs de stockage (a priori) pour 2022
En % du volume utile commercialisable :
60% au 01/08
67% au 01/09
73% au 01/10
80% au 01/11

- Enjeu de sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2022-23 : **maximiser le niveau des stocks en fin d'été**, en particulier dans le contexte russo-ukrainien actuel
Un niveau de stock supérieur à 85% doit être visé pour maximiser les exports vers la Suisse et la Belgique en cas d'hiver froid.

Etat des stocks en début de saison

- Offre stockage 2022-23 (au 30/04) : **131,85 TWh**
(non souscrits à date : 0,9 TWh en zone H et 2,4 TWh en zone B)
- Stock à 23% du VU au 31 mars 2022 grâce à des injections précoces en mars
- Stock à 33% du VU au 30 avril 2022, soit 43,5 TWh



Scénarios étudiés

Simulation de la période du 01/05 au 31/10/2022

Scénarios entrées/sorties

- 1 : **Schéma d'approvisionnement historique** avec prédominance des approvisionnements par le Nord
- 2 : **Scénario de rupture des approvisionnements russes** avec des flux européens tendus en O>E

Stockages

- Stock initial : observé au 30/04/2022 (41,1 TWh zone H / 2,4 TWh zone B)
- 100% de souscriptions (soit à injecter pour atteindre 100% VU : 77,35 TWh en zone H / 11 TWh en zone B)

GNL

- Limitation aux capacités maximales mensuelles des terminaux méthaniers (niveau d'utilisation selon scénario)
- Fos : augmentation des capacités commercialisées au 01/05/2022

Consommations

- Hors CCCG : été froid (chronique 2016 : 115,6 TWh zone H / 11,5 TWh zone B de mai à octobre)
- CCCG : 130 GWh/j

Travaux

- Publications des GRTs & opérateurs adjacents sur les points d'entrée/sortie TRF
- Restrictions de capacités (CMNTt + relâchements si émissions aux PITTM) et autres impacts sur les limites TRF : « petits travaux », défaillances, impacts sur les limites Sud > Nord

Modèle d'étude

Capacités entrée/sortie du réseau

- **Zone H** : modélisation des **limites du réseau en schéma de transit Nord>Sud** (NS1, NS2, NS3, NS4, E02 et S1) et **Sud>Nord** (SN1, SN3)
- Modélisation des **facteurs de réduction des stockages** suivant remplissage
- Prise en compte des limitations de capacités induites par les **travaux**

Flux

- Bilan équilibré
- Optimisation des capacités de transit chaque jour
- Remplissage des stocks favorisant un niveau maximal et homogène en fin d'été

Résultat

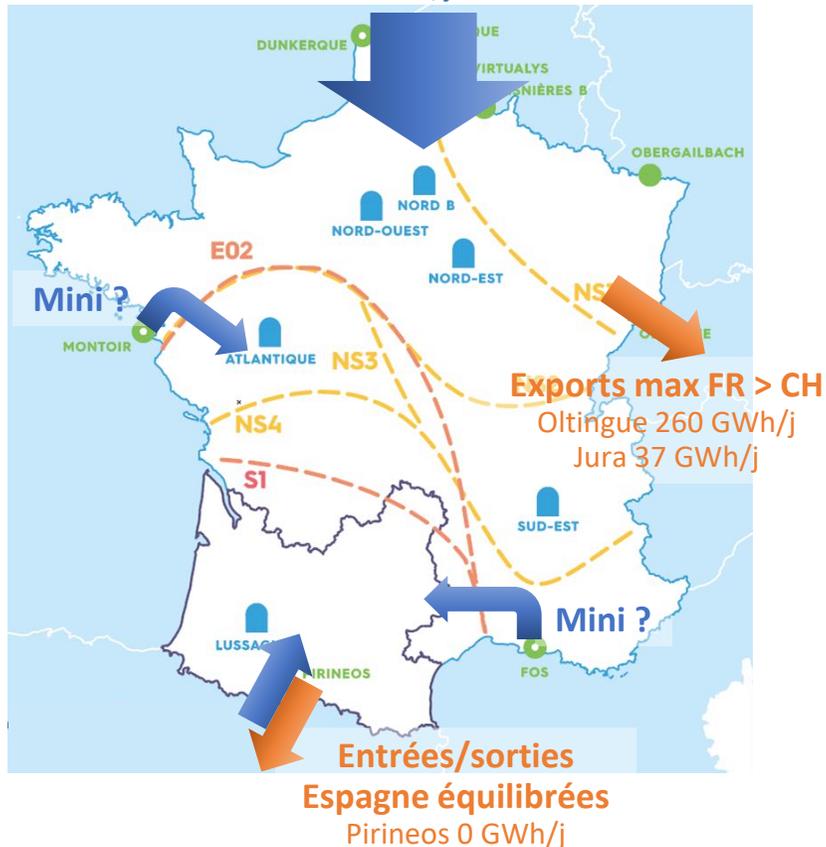
- **Taux de remplissage atteignable**, en fonction des flux et de la localisation des sources d'approvisionnement



Stockage zone B : maximisation des injections dans le scénario de consommation étudié

Scénario 1 : schéma de flux N>S

Imports au Nord
jusqu'à saturation des limites NS
ou 100% de la capacité souscrite (capa max pour DK LNG)
 sur les entrées : DK LNG, DK, Virtualys REC, Obergailbach
 Déduction de 270 GWh/j de flux FR>BE



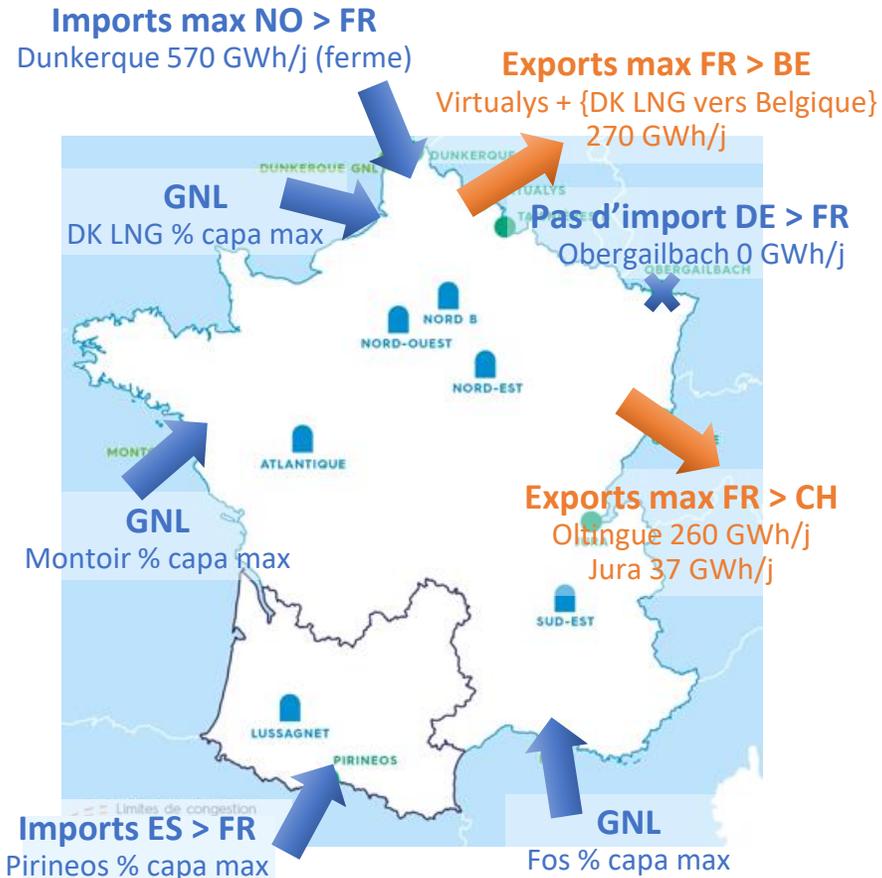
- Objet : quantification des contraintes de réseau N>S dans un schéma de flux priorisant l'utilisation des points d'approvisionnement au Nord
- Résultat : entrées minimales à l'aval des limites pour remplir les stockages (100% VU au 31/10) et couvrir la demande de consommation

Hyp. Pirineos	0	0
Min. Fos	55 GWh/j hors maintenance, sauf 420 GWh/j en oct.*	21,1 TWh de mai à oct.
Min. Montoir	55 GWh/j hors maintenance, sauf 255 GWh/j en oct.*	15,1 TWh de mai à oct.

⇒ **Contraintes N>S très faibles comparées aux flux de début de saison**

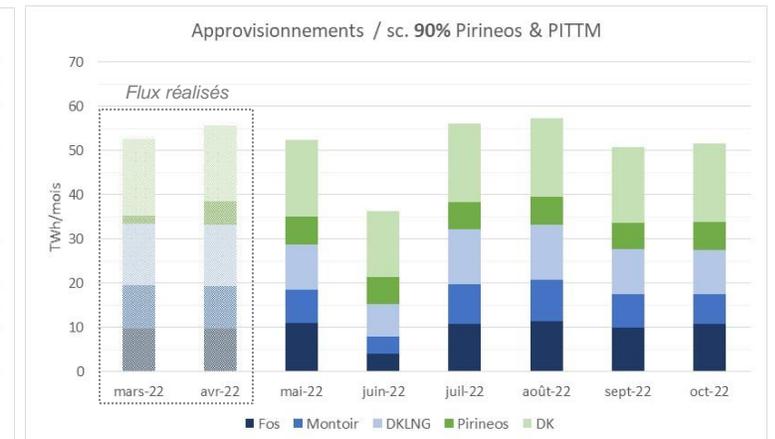
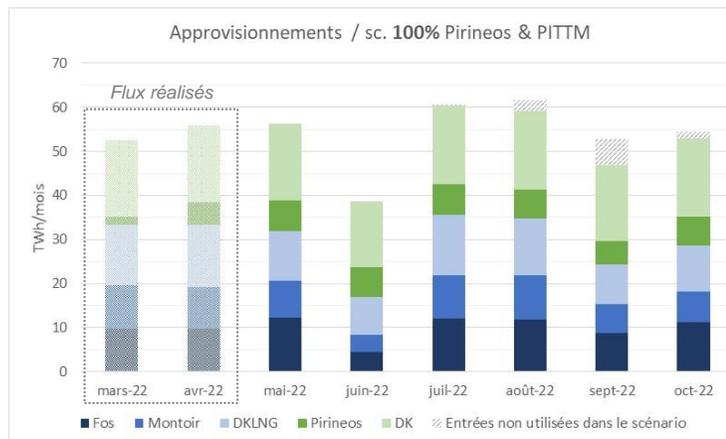


Scénario 2 : rupture d'approvisionnements russes



% utilisation des capacités Pirineos & PITTM	100%	90%	80%
Stock H au 31/10 (% VU)	99%	91%	72%
Portes intermédiaires UE	😊	😐	😞

- Les limites du réseau ne contraignent pas le remplissage des stockages
 - Cas Pirineos & PITTM $\leq 90\%$ saturation : l'ensemble des volumes en entrée sont utilisés, le niveau de stock découle purement du bilan
- ⇒ **Une utilisation soutenue des points d'entrée Dunkerque, Pirineos & PITTM permet un bon niveau de remplissage des stockages**



Optimisation des capacités durant les maintenances

« cœur de réseau »

- Les travaux sur le « cœur de réseau » limitent les transits N>S et S>N (dégradation des limites TRF)
- Les simulations sont réalisées avec l'hypothèse d'une optimisation par les expéditeurs des capacités disponibles

Cas des restrictions publiées en NS (superpoints EO2D et S1D)



Restrictions publiées :
 Mai : 11j EO2D, 2j S1D
 Juin-Juil : 31j EO2D, 24j S1D
 Août-oct : 38j EO2D, 33j S1D

- Ces restrictions s'appliquent aux sorties aval :
Pirineos FR>ES, injections Lussagnet, + Atlantique pour EO2D
- Les volumes d'émission Fos et Montoir améliorent le taux de restriction en J-1
- La flexibilité de l'offre « superpoint » permet d'optimiser la capacité disponible (transfert & UIOLI superpoint) :
des entrées Pirineos permettent d'injecter plus (dans Lussagnet pour S1, + Atlantique pour EO2)

Effets des limites SN (SN1, SN3)



Non limitantes hors travaux

- *Travaux de juin : peu d'impact car concomitants avec des restrictions d'opérateurs adjacents sur les points d'entrée du réseau*
- *Travaux de septembre : limitations notamment sur SN1*

Lorsque SN1 ou SN3 sont dégradées :

- Les entrées amont peuvent être limitées :
Pirineos ES>FR, Fos, + Montoir pour SN3
- Des injections (dans Lussagnet pour SN1, + Atlantique pour SN3) permettent d'augmenter ces entrées amont

Messages clés

Sécurité d'approvisionnement : **enjeu fort sur la maximisation des niveaux de stock en sortie d'été** pour l'hiver prochain. Un niveau supérieur à 85% doit être visé pour maximiser les exports vers la Suisse et la Belgique en cas d'hiver froid.

Remplissage des stockages à fin octobre possible, en considérant les capacités disponibles sur le réseau et les programmes de maintenance

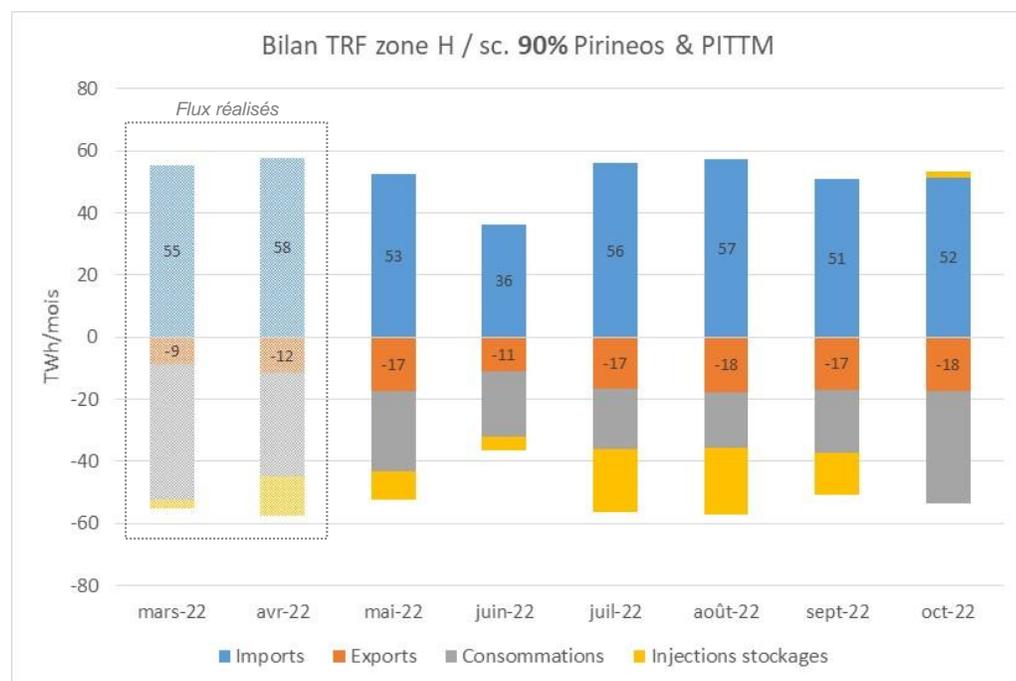
En cas de tensions sur les approvisionnements russes (tensions Europe O>E) : le remplissage des stockages suppose une utilisation des entrées Dunkerque, Pirineos et PITTM à un niveau proche de leur maximum tout au long de la saison

Limites N>S non contraignantes pour le remplissage des stockages dans les conditions de flux envisagées

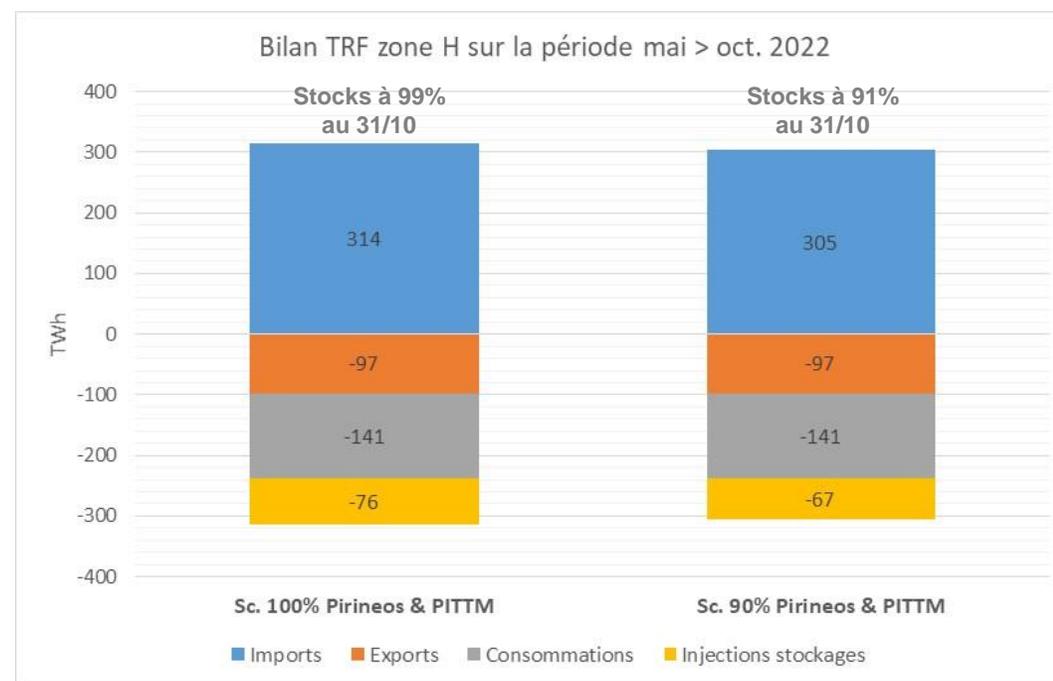
Annexes

Scénario 2 : rupture d'approvisionnements russes

Bilan des quantités transportées :



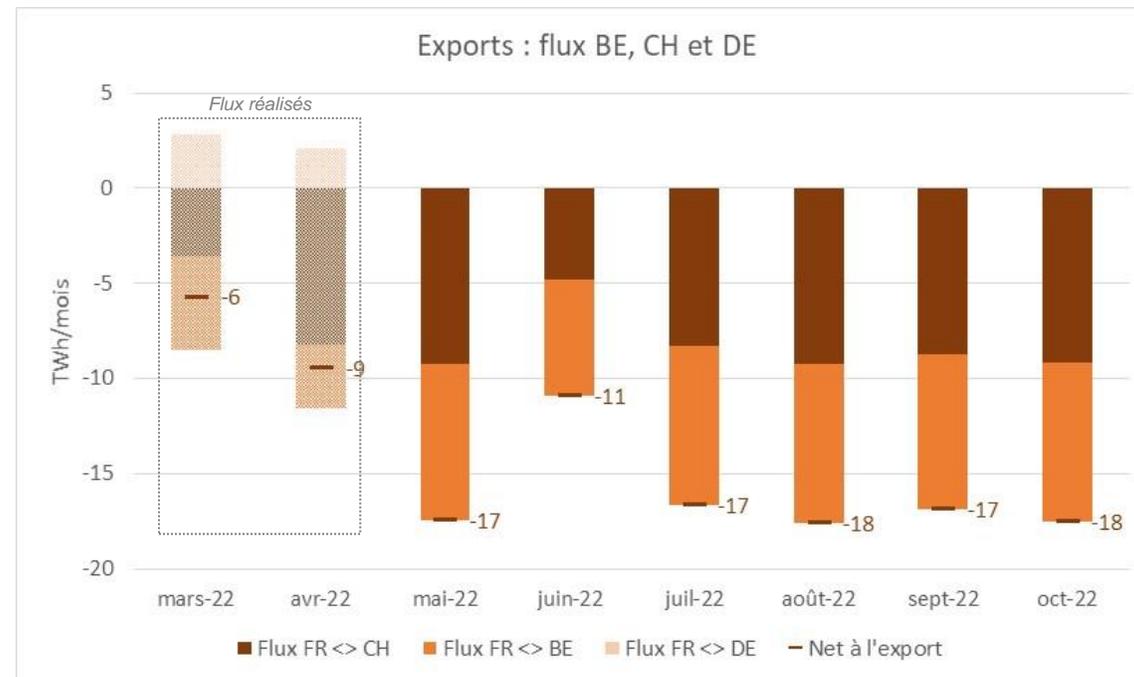
Scénario de maximisation des exports > BE et CH, et d'utilisation de Pirineos & PITTM à 90% de leur capacité max (+Dunkerque à 100% de la capacité ferme)



Comparaison des besoins en bilan des scénarios présentés : utilisation de Pirineos & PITTM à 100 ou 90% de leur capacité max

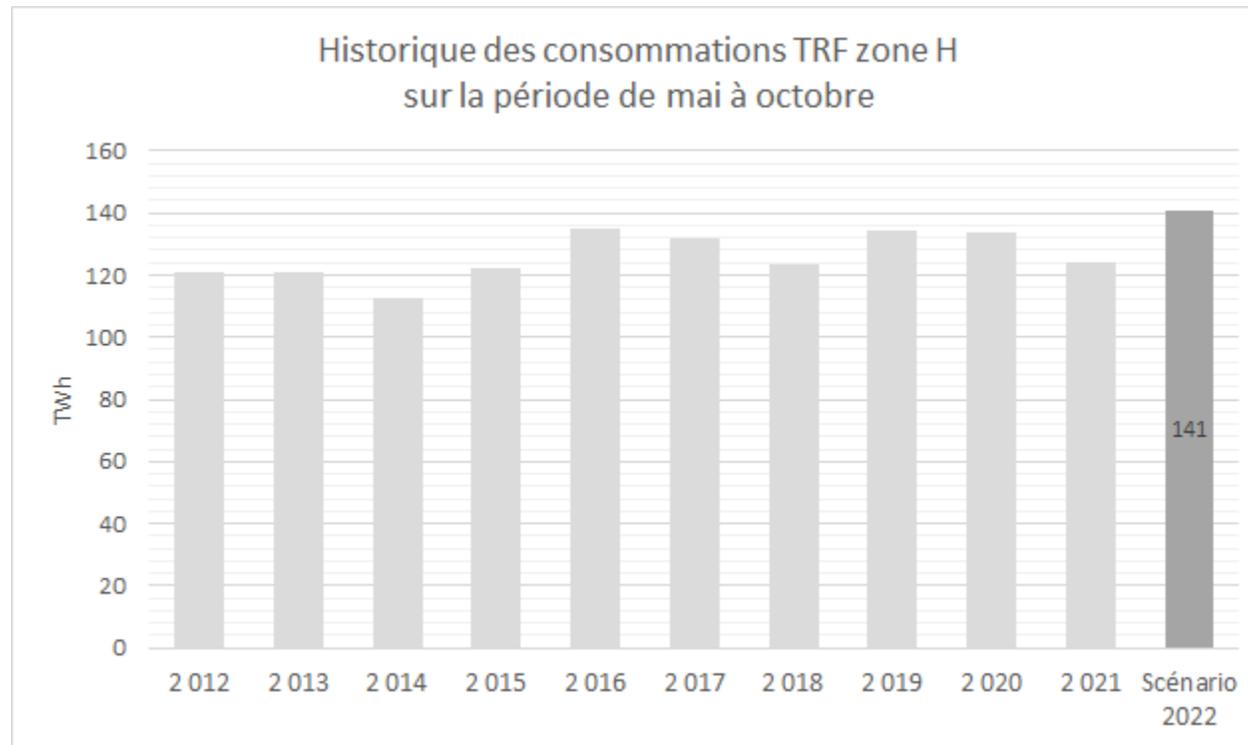
Scénario 2 : rupture d'approvisionnements russes

Flux aux interconnexions avec la Suisse, la Belgique et l'Allemagne :



Scénario de consommation

Mise en perspective par rapport à l'historique des 10 dernières années :



Scénario 2022 : historique 2016 pour la part hors CCG + CCG 130 GWh/j



Summer Supply Outlook 2022

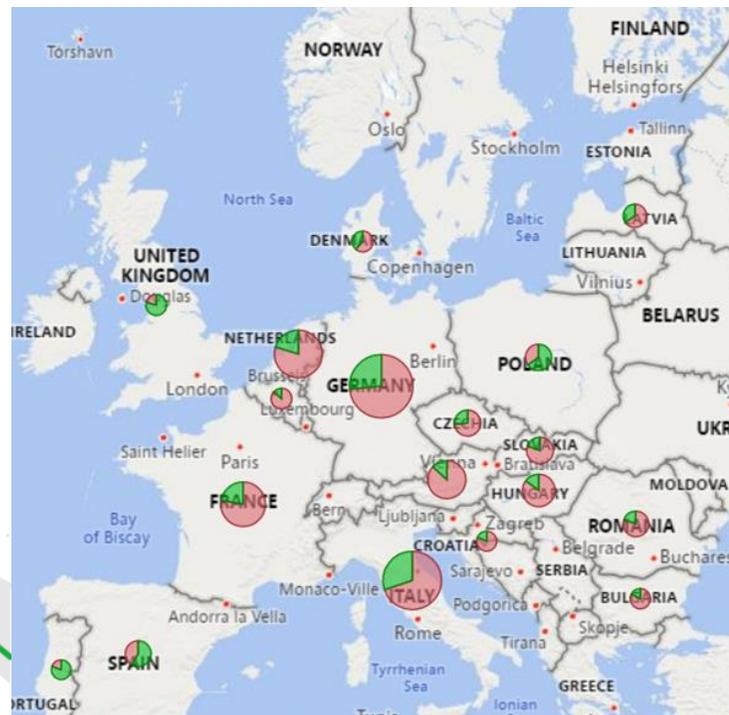
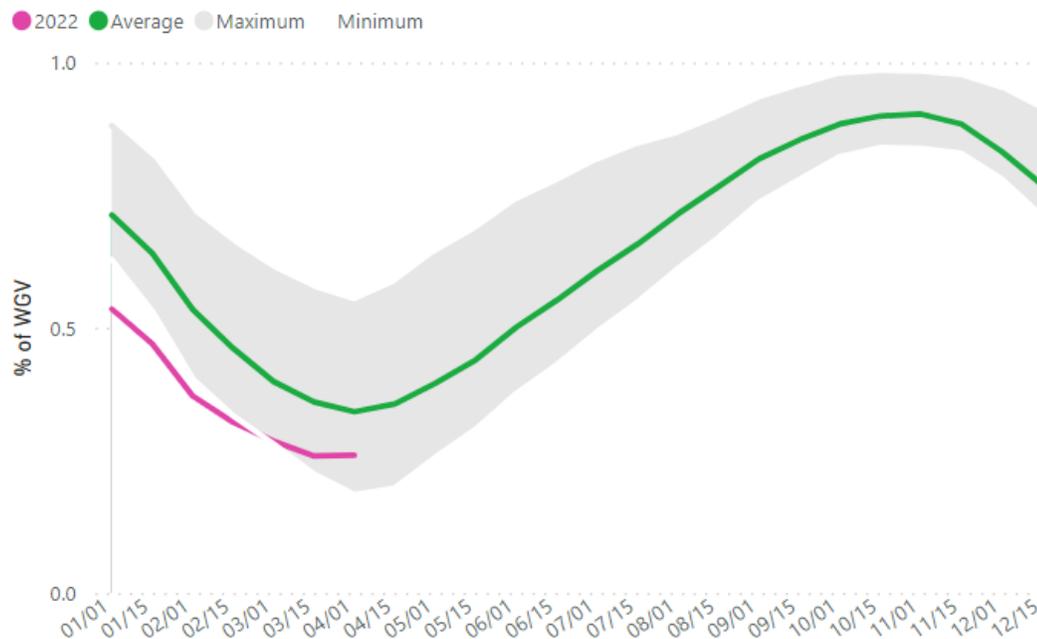
Gas Coordination Group – 22 April 2022 [Extraits]

Louis Watine, Director, System Development

Summer Supply Outlook 2022 – Baseline Scenario (Reference Case)

- On 1 April 2022, the EU average storage level (26%) is in the range of previous seasons, despite the historically low storage level observed at the beginning of the winter season
- In some countries injection to the storages already started in February (Poland, Latvia)

Storage evolution vs 2015-2020



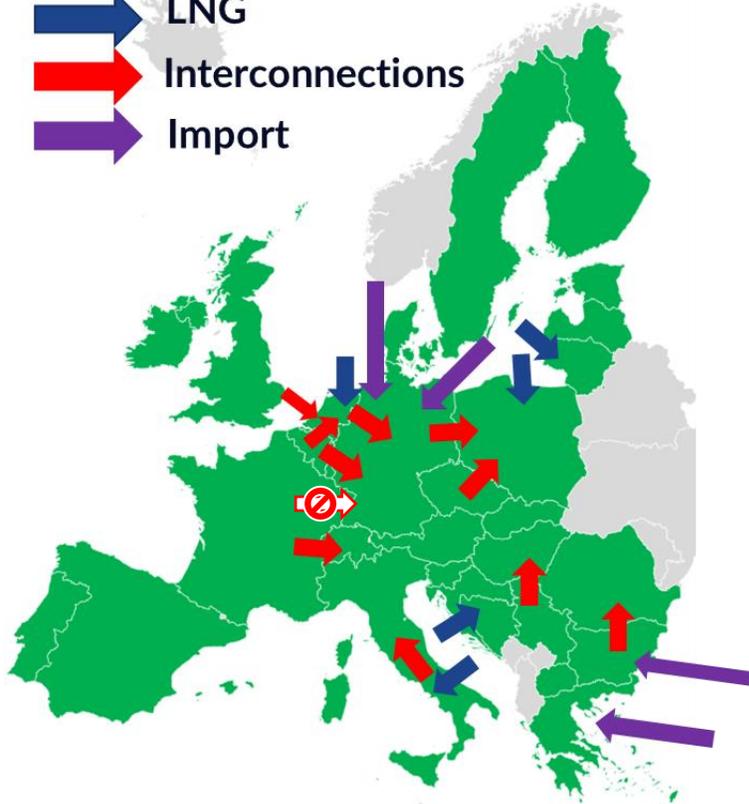
	%Full	Gas in Storages (TWh)
Austria	12%	11.88
Belgium	15%	1.32
Bulgaria	17%	1.00
Czech Republic	25%	8.89
Germany	24%	58.81
Denmark	38%	3.48
Spain	58%	19.85
France	20%	26.27
Croatia	16%	0.86
Hungary	19%	12.97
Italy	31%	61.21
Latvia	32%	6.94
Netherlands	20%	28.17
Poland	63%	22.39
Portugal	77%	2.74
Romania	19%	6.34
Serbia	0%	0.00
Sweden	66%	0.01
Slovakia	22%	8.64
United Kingdom	76%	7.38
Total	26%	289.16

- EU on average is net injecting since mid-March
- The simulations show that in case of no supply disruption a 90% stock level can be achieved by 30 September 2022 for all storages.

Baseline Scenario + UA+BY disruption

Bottlenecks

- LNG
- Interconnections
- Import

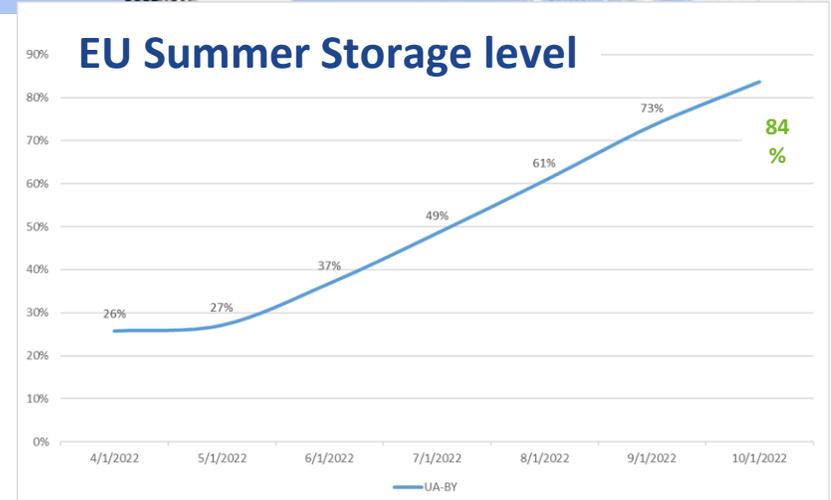


Country	End Volume (%)
Austria	66%
Belgium	100%
Bulgaria	100%
Croatia	69%
Czech Republic	100%
Denmark	74%
France	97%
Germany	86%
Hungary	50%
Italy	85%
Latvia	100%
Netherlands	90%
Poland	52%
Portugal	100%
Romania	83%
Serbia	100%
Slovakia	75%
Spain	100%
Sweden	100%
United Kingdom	100%



Storages on 30 September 2022:

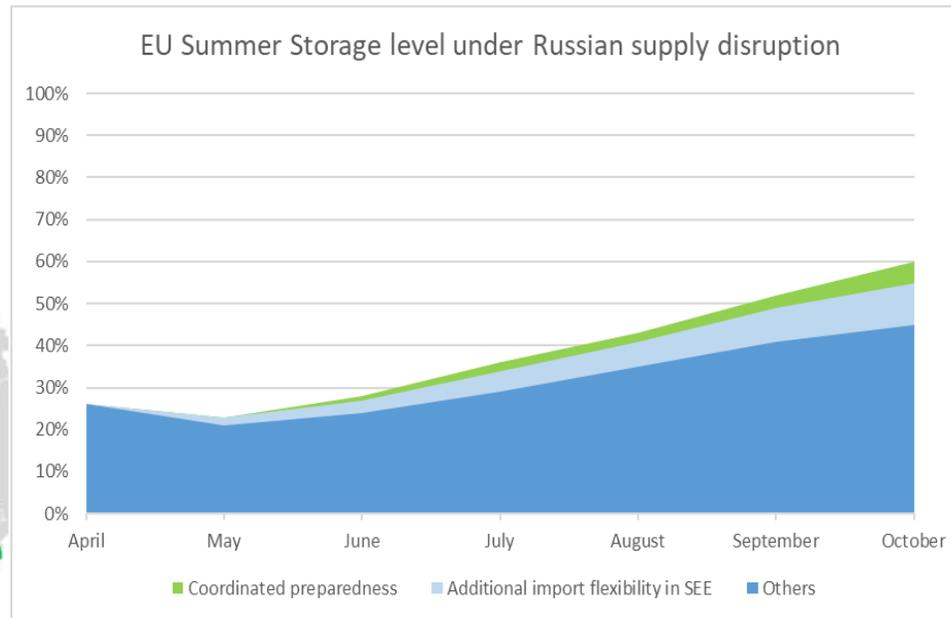
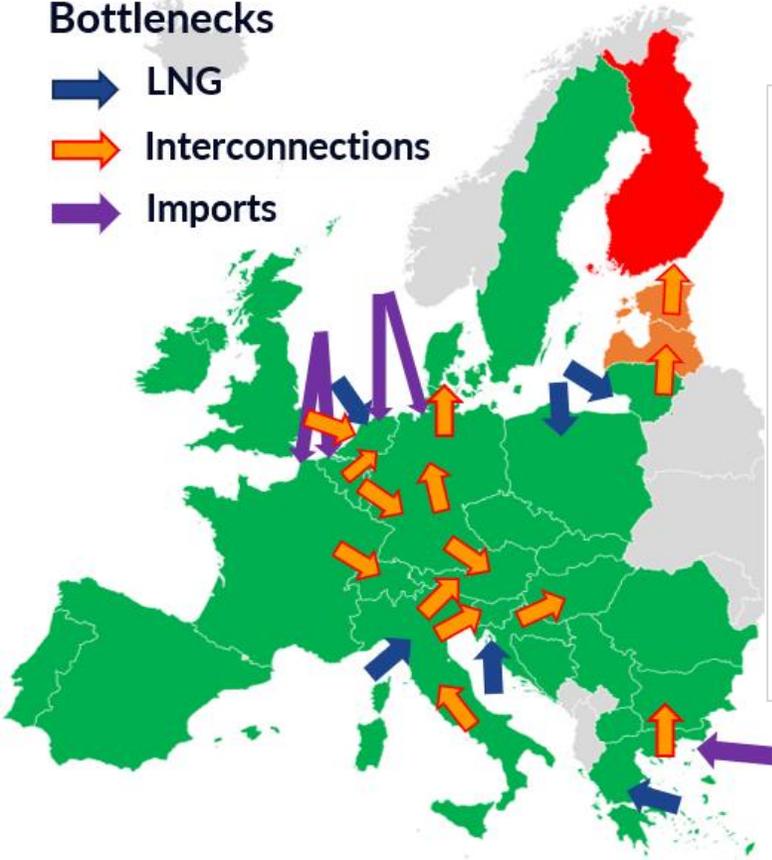
- West EU ~ 100%
- CEE ~ 100-50%
- SEE ~ 100-70%
- **On average Europe can store approx. 84% total Working Gas Volume**



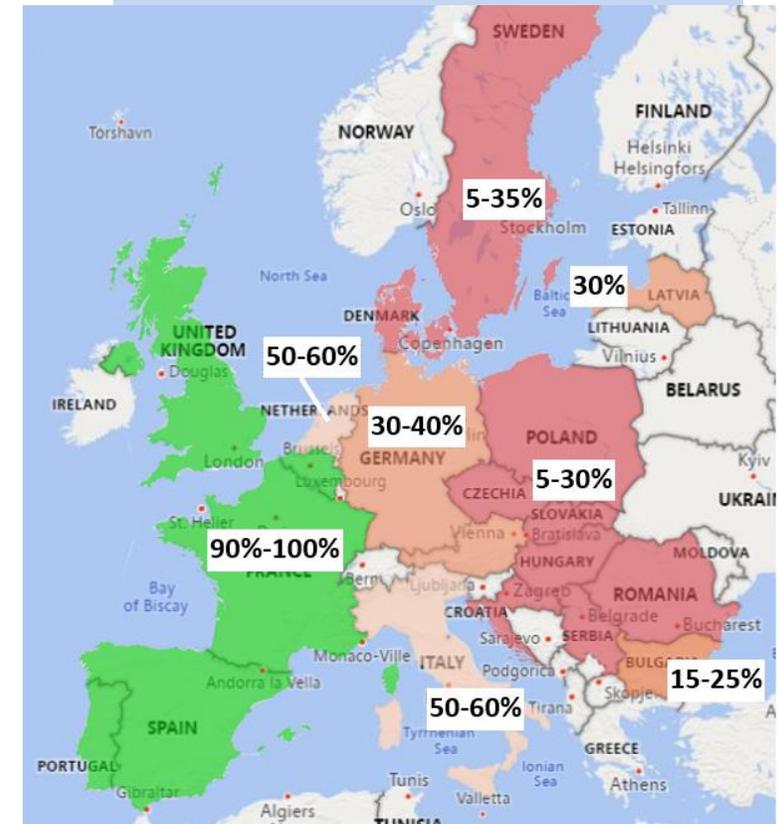
Russian supply disruption scenario

Bottlenecks

- LNG
- Interconnections
- Imports



30 September 2022 storage level



Demand curtailment:

FI (10-70%), EE+LV (8-26%)



<https://www.concertationgaz.com/>