

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

La résilience du  
système gaz dans un  
contexte énergétique  
inédit

Jeudi  
13  
Avril

9h00-17h00

Pavillon Wagram  
Paris

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

## Introduction

Pierre Cotin

# Programme

9.30

## Plénière

- **Introduction**
- **Bilan d'un hiver sans précédent :**
  - Contexte européen
  - Flux et consommation en France
  - TRF : de nouveaux défis à relever
  - Sobriété : les mécanismes pour prévenir les tensions
- **Préparation de l'été et de l'hiver prochain**
  - Programme travaux et remplissage des stockages
  - Présentation du Summer Outlook 2023
  - Évolutions de l'offre à venir
  - Ingrid : les nouveautés de votre portail clients

## Déjeuner

## Plénière

- **Introduction**, Thierry Trouvé, Directeur Général GRTgaz
- **La transition gazière**
  - Anthony Mazzenga, Directeur Développement GRTgaz
  - Projet Salamandre : la pyrogazéification sur la zone portuaire du Havre, témoignage de Thomas Pierre, Business Development Support Manager-New Gases Engie
- **La décarbonation par le biométhane**
  - État des lieux de la filière et de la réglementation
  - Témoignage de Loïc De Bergh, Directeur Énergie, Arkema

## Goûter networking

12.00

14.00

16.00

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

## Introduction

Pierre Cotin  
Benoit Pouzieux  
Michel Castellani

# La Direction Clients et Optimisation du réseau

La fusion de la Direction Commerciale et de la Direction Système Gaz



Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

## Introduction

Pierre Cotin  
Benoit Pouzieux  
Michel Castellani



**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

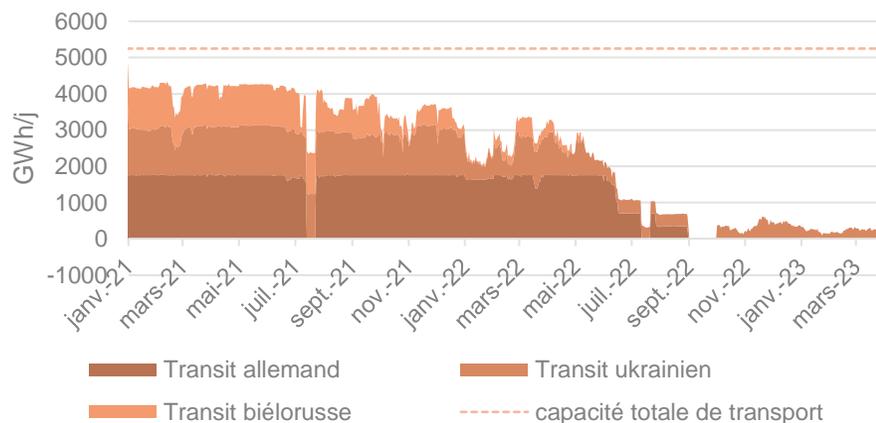
GRTgaz

Bilan d'un hiver  
sans précédent

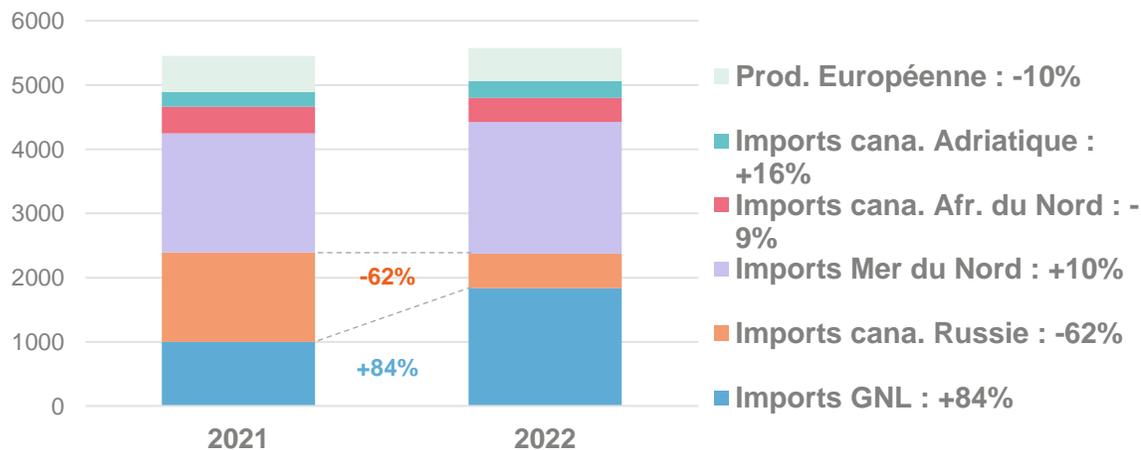
Matthieu Morin  
Eglantine Kunle

# La résilience du système gazier européen face à la crise énergétique suite à la guerre en Ukraine

## Livraisons russes à l'UE par les voies biélorusse, ukrainienne et NordStream



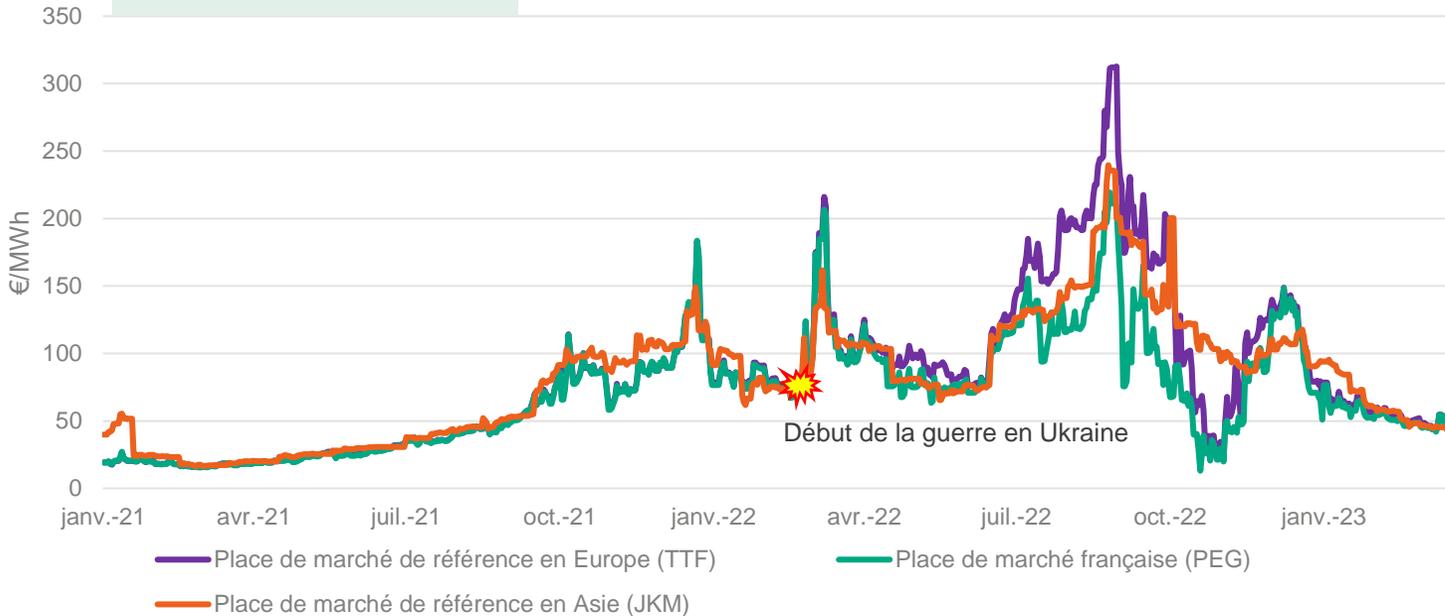
## Principaux approvisionnements européens (y.c. UK) en gaz (en TWh)



- Baisse drastique des importations de gaz russe par canalisation début 2022 en Europe, et quasi arrêt à partir de l'été
- Ces importations ont été remplacées principalement par les **importations GNL** livrées majoritairement à l'ouest de l'Europe
- Les autres sources d'approvisionnement ont été **utilisées à leur maximum.**
- Mise en place de nouveaux objectifs et réglementations européens au travers de **REPowerEU** pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, accroître l'indépendance énergétique (notamment la fin de la dépendance au gaz russe d'ici 2027) et limiter la hausse des prix.

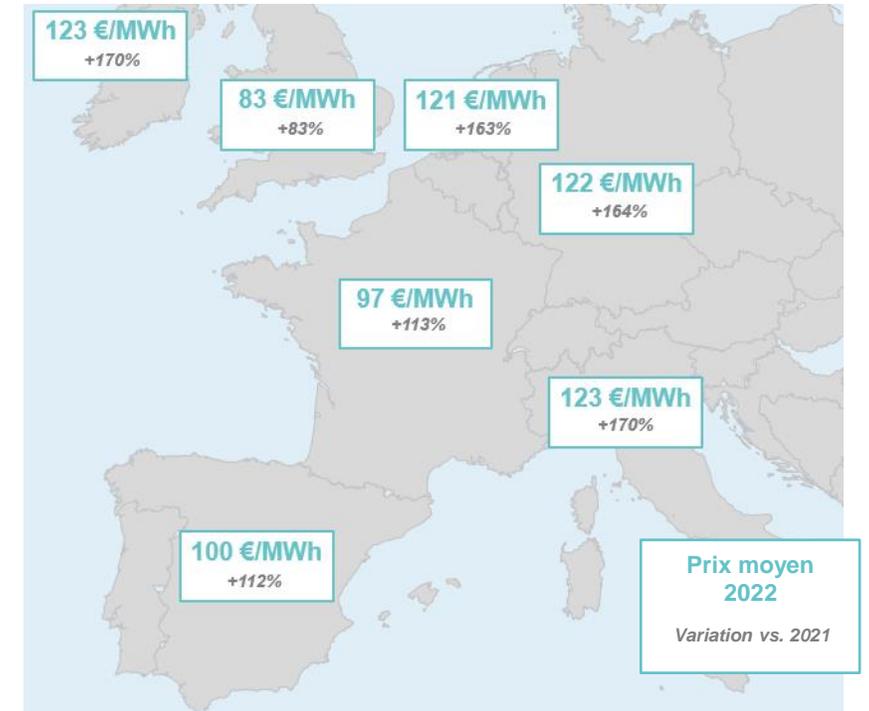
# Une hausse des prix du gaz en Europe dans un contexte tendu d'approvisionnement, mais plus limitée sur le PEG

Prix des places de marché française (PEG), européenne (TTF) et asiatique (JKM) depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021



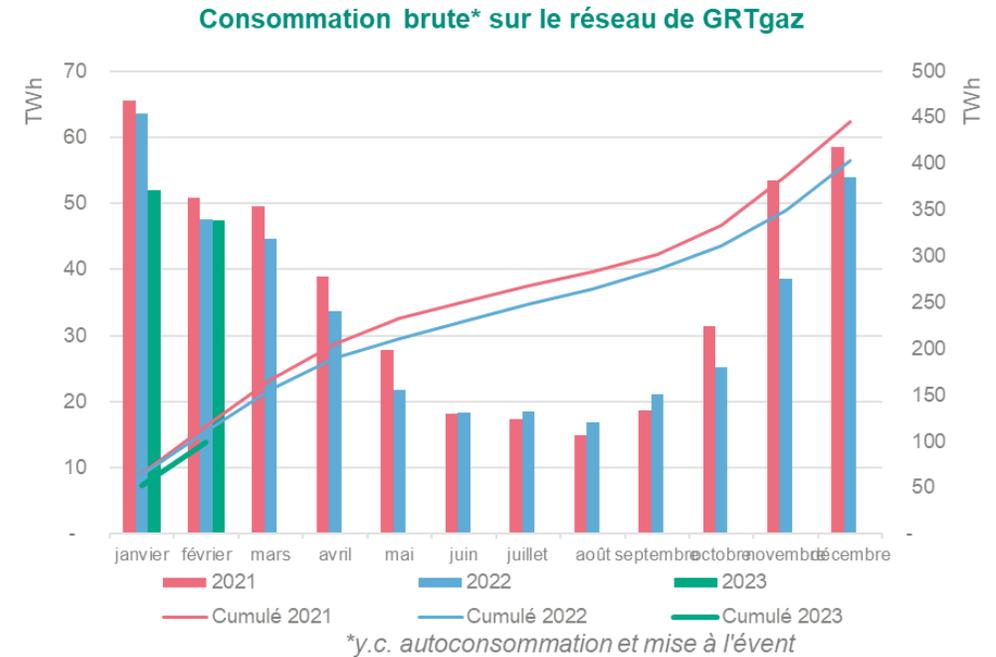
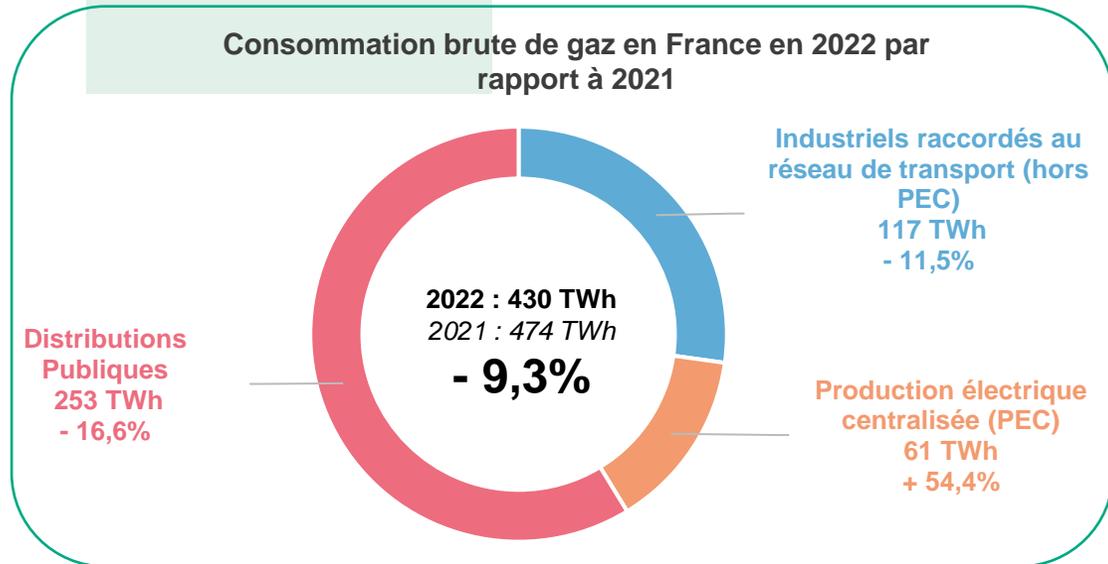
Source : EEX, Bloomberg - Analyse : GRTgaz

Prix spot moyens sur l'année 2022 des principales places de marché européennes



- Des **prix en hausse** sur toutes les places de marché européennes, très volatiles et décorrélés en 2022
- Des prix élevés ayant permis d'importer davantage de GNL
- Etant donnée sa situation confortable, le PEG est la place de marché la moins chère
- Fin d'hiver marquée par une convergence des différentes places de marché à des niveaux d'avant crise (détente de l'offre par l'installation de nouvelles infrastructures, le bon remplissage des stockages et de la demande avec les efforts de sobriété consentis)

# Une consommation de gaz qui suit la tendance baissière de 2022 (malgré les tensions du système électrique)



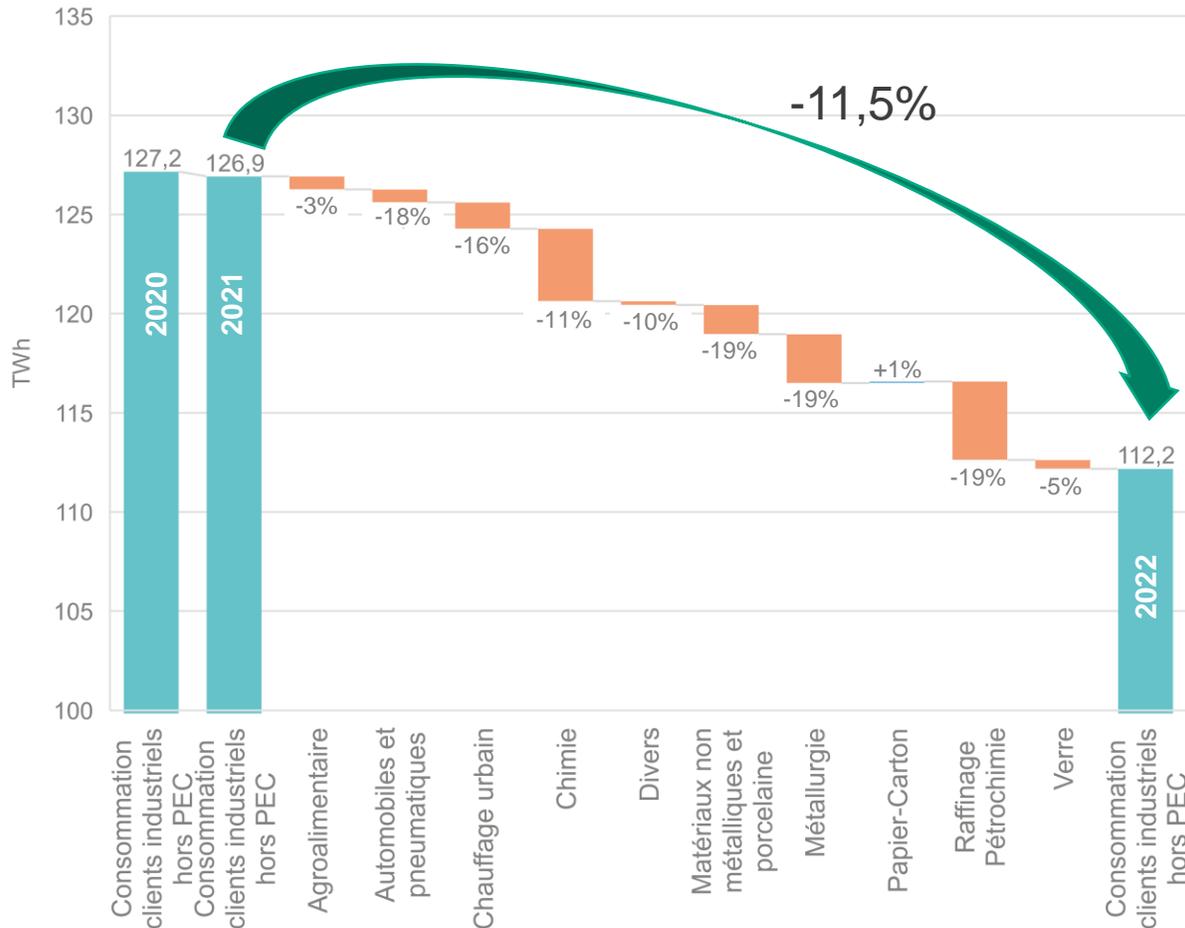
Sources : GRTgaz, Teréga, GRDF, ELD - Analyse : GRTgaz

**Une baisse des consommations de 9,3% sur l'année 2022 par rapport à 2021 qui se poursuit en 2023 (-10,5% par rapport à 2022), portée par :**

- **un changement de comportement des consommateurs finaux** (influencé par le plan de sobriété énergétique du gouvernement et un effet prix) compensée partiellement par un soutien inédit du système gaz au système électrique (notamment en février 2023 +61% de PEC par rapport à 2022 avec la reprise des indisponibilités nucléaires)
- **un climat doux** : 2022, année la plus chaude jamais enregistrée par Météo France, affichant un écart avec 2021 de +1,58°C en moyenne annuelle pondérée des consommations et un début d'année 2023 qui suit la même tendance

# La consommation des clients industriels en France en baisse de 11,5% par rapport à 2021

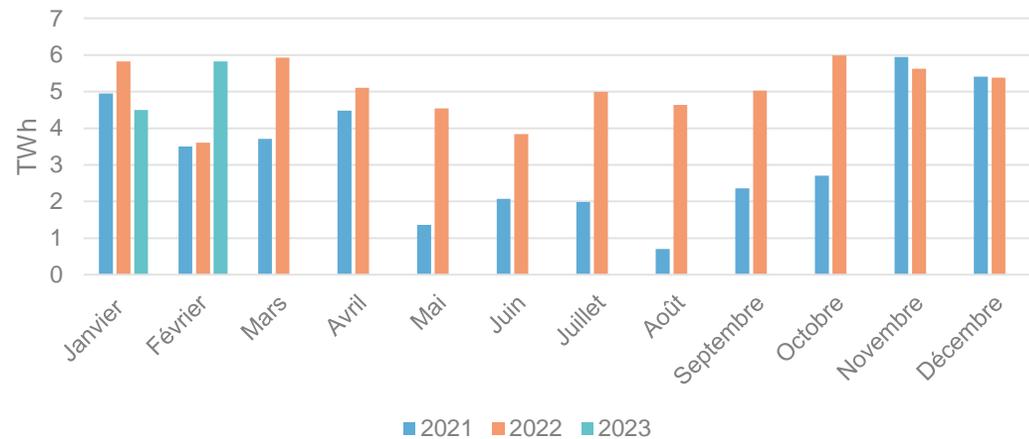
Evolution des consommations brutes des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz ventilée par secteur (hors production électrique centralisée)



- La hausse des prix de l'énergie a eu pour effets différents comportements de la part des industriels
  - une réduction de la production industrielle voire à la mise à l'arrêt (provisoire ou définitive) de certains sites
  - une anticipation des maintenances planifiées
  - un **switch vers d'autres vecteurs énergétiques**
  - une meilleure optimisation de leur efficacité énergétique
- Cette baisse se poursuit en début 2023 : -13,5% de consommation par rapport à 2022 pour les clients industriels hors production électrique centralisée

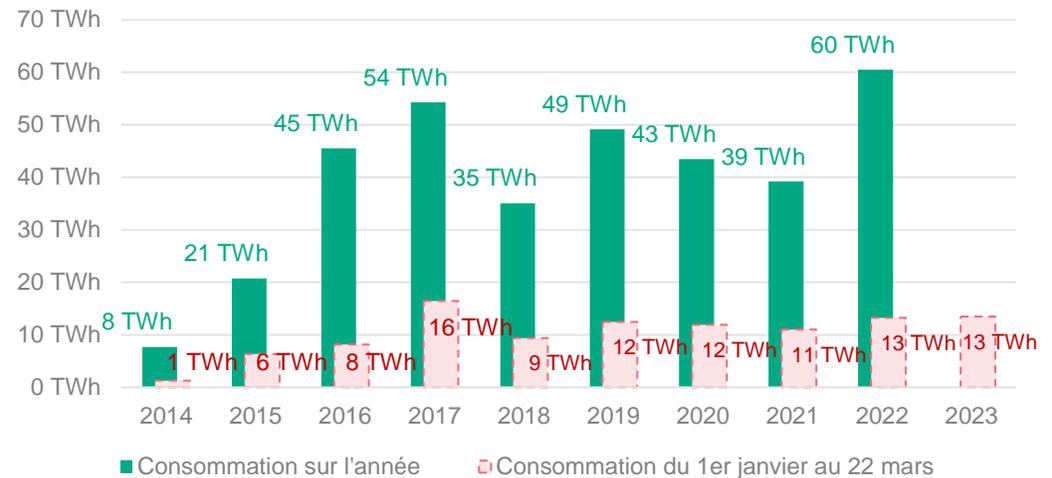
# En 2022, le gaz a été indispensable à l'équilibre du système électrique

Production électrique (centralisée et cogénération) issue du gaz en 2021 et 2022



Source : Eco2mix - Analyse : GRTgaz

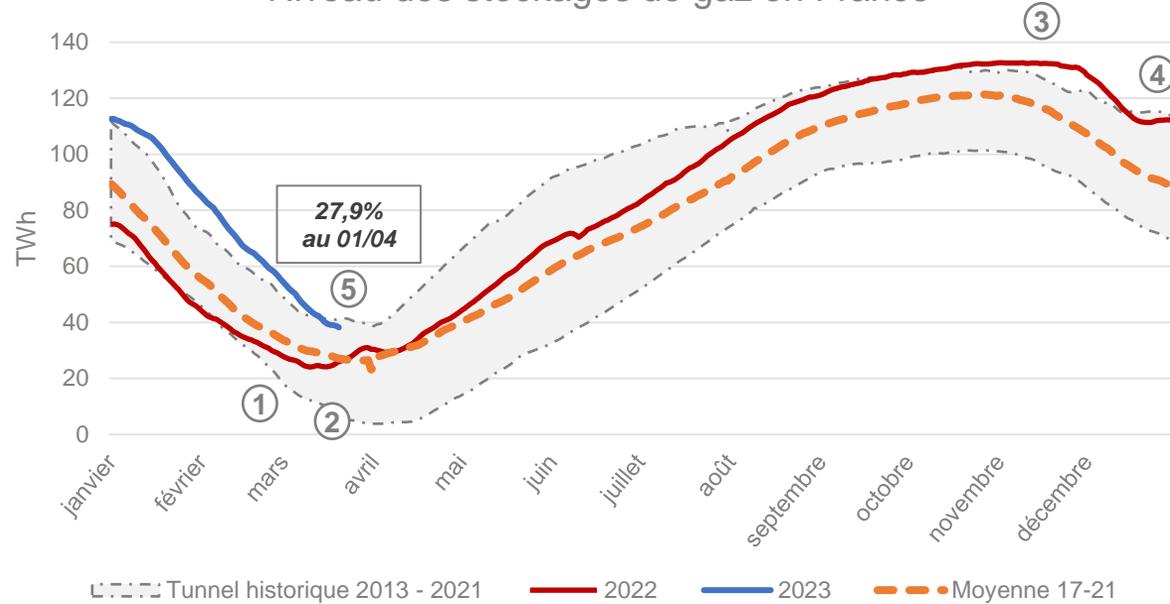
Evolution de la consommation brute de gaz des productions électriques centralisées



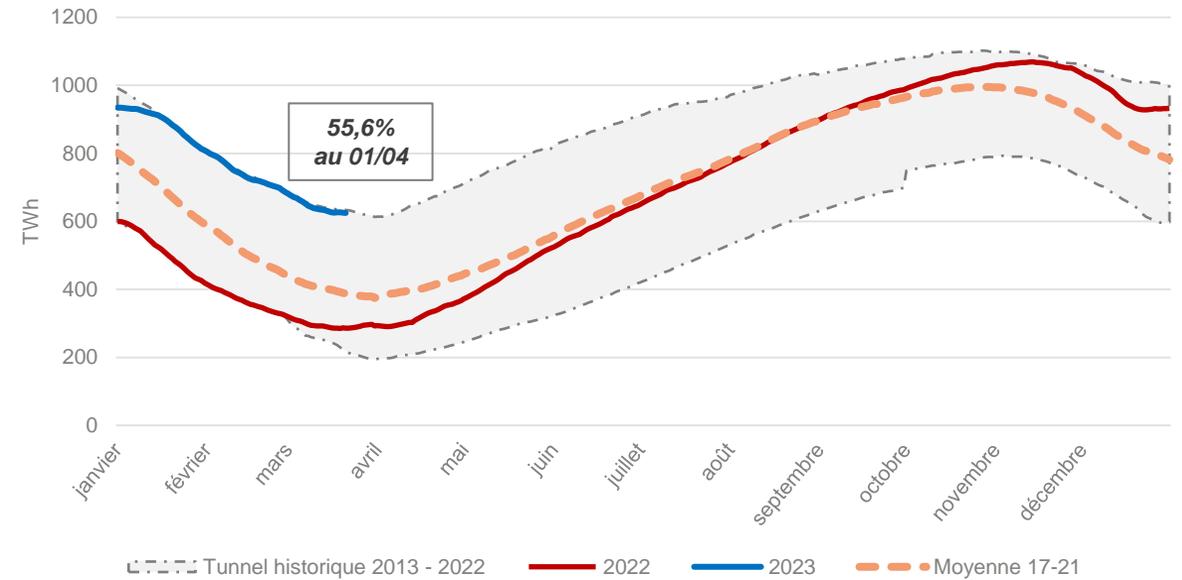
- **Point haut en matière de consommation de gaz** pour la production électrique centralisée : en **hausse de 54,4%** par rapport à 2021 (pour mémoire, mise en service de la nouvelle centrale de **Landivisiau** en mars en 2022)
- Centrales à gaz fortement sollicitées même en été pour **pallier les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires** (production en baisse de 23% vs 2021) et pour préserver les réserves d'eau des barrages en raison de la faible hydraulicité sur l'année (2<sup>ème</sup> année la moins pluvieuse depuis 1959)
- Le système gaz a joué pleinement son rôle pour **assurer l'équilibre du système électrique**

# Stockages : une année 2022 sans précédent

Niveau des stockages de gaz en France



Niveau des stockages de gaz en Europe



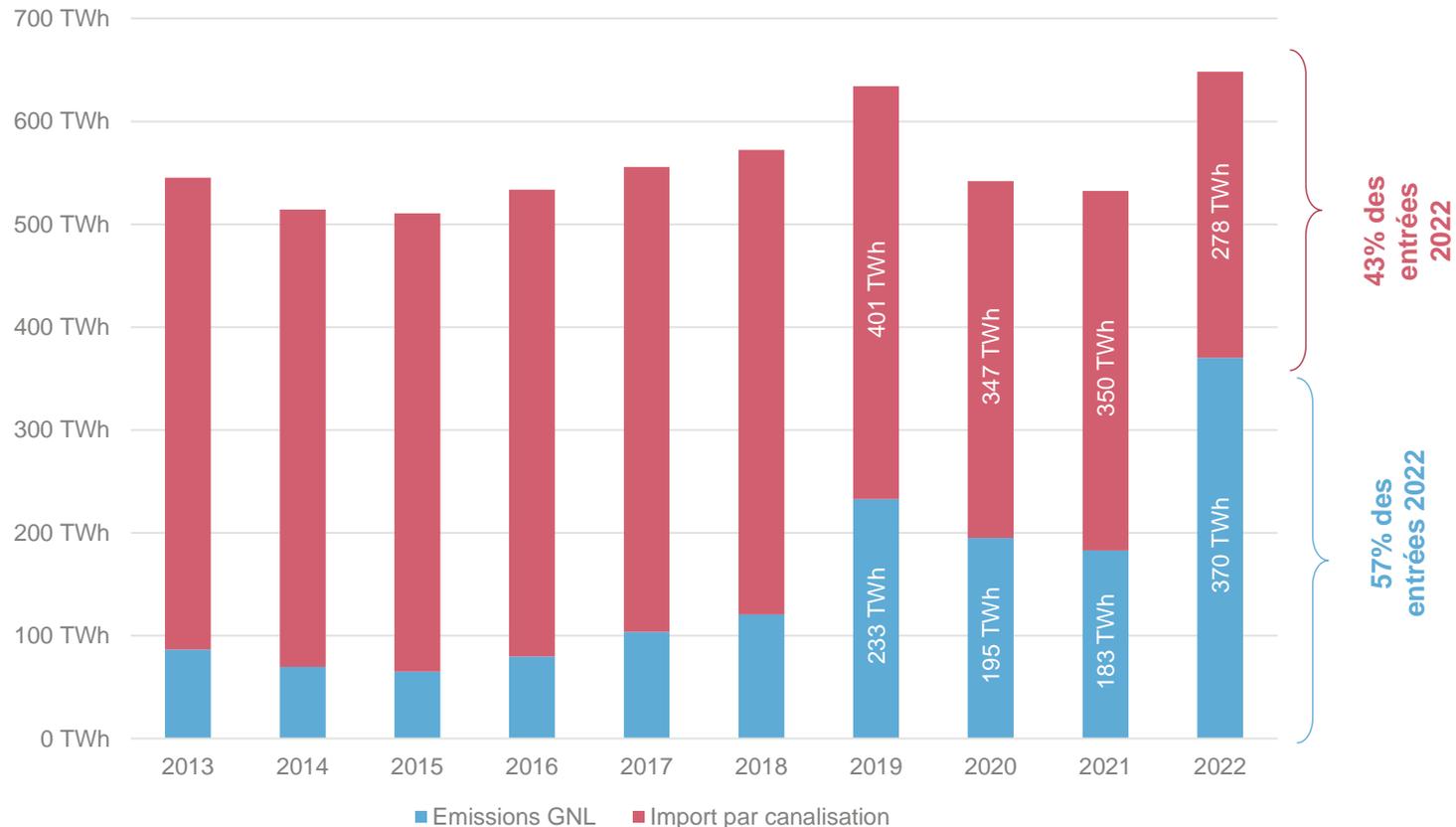
Source : AGSI+ GIE - Analyse : GRTgaz

- Un niveau de stockage bas en début de conflit ①
- Une campagne d'injection 2022 anticipée, avec **1 mois d'avance** ②
- Niveau de remplissage de **100%** atteint en début d'hiver ③
- Des **réinjections** en pleine campagne de soutirage en décembre ④

- Un niveau de stockage moins élevée qu'en Europe en lien avec le besoin de cyclage des aquifères
- Une situation confortable en fin d'hiver (28,4% de remplissage au 22/03 contre 20,8% en 2022) ⑤

# Des entrées de GNL massives pour compenser la baisse des livraisons russes et assurer la sécurité d'approvisionnement

Evolution des entrées de gaz par canalisation et par les terminaux GNL du territoire français

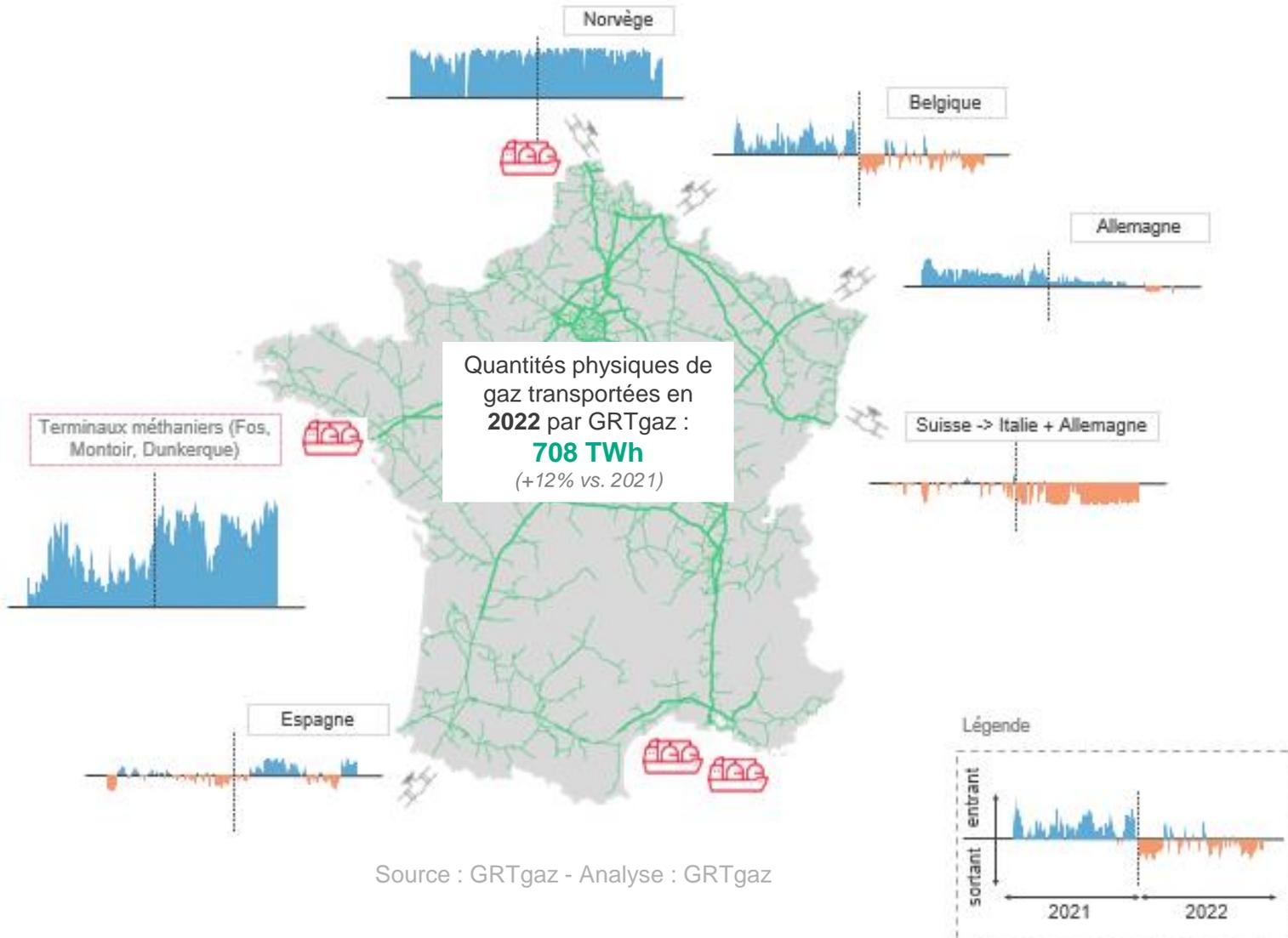


\* Comprend les émissions vers la Belgique

- **Entrées de GNL en hausse** de 102% par rapport à 2021, permettant de compenser la baisse des entrées par canalisation et de limiter les soutirages dans les stockages
- **Baisse des importations par canalisation** (-21% par rapport à 2021)
- Pour sécuriser l'approvisionnement, un nouveau **terminal flottant (FSRU)** est en cours de développement au Havre pour une mise en service en septembre 2023
- En 2023, la répartition des entrées entre canalisation et GNL reste similaire à la moyenne 2022 (54 % GNL, 46% canalisation)

# Inversion des flux historiques et augmentation des quantités transportées

Évolution des flux aux points d'interconnexion entre 2021 et 2022



Source : GRTgaz - Analyse : GRTgaz

- La France devient un **point d'entrée majeur du GNL** en Europe et les flux de gaz s'inversent désormais de l'Ouest de l'Europe vers l'Est.
- Ces arrivées de GNL permettent de contribuer à la solidarité européenne avec un **doublé des transits** par rapport à 2021
- Ces exportations restent soutenues début 2023 : +32% en cumulé janvier-février 2023 par rapport à la même période en 2022
- **Bidirectionnalité des flux** aux frontières françaises illustrant le niveau de maturité atteint par les réseaux gaziers français et européen, capables de s'adapter à des configurations de flux très variées (sortie physique à Obergailbach vers l'Allemagne mise en place en octobre 2022)
- Réseau gazier largement sollicité démontrant la **pertinence de son dimensionnement**, même dans un contexte de crise et de renversement des flux
- **Aucune interruption significative** des flux d'importation ou du fonctionnement des infrastructures gazières n'a été constatée



**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

TRF : de nouveaux  
défis à relever

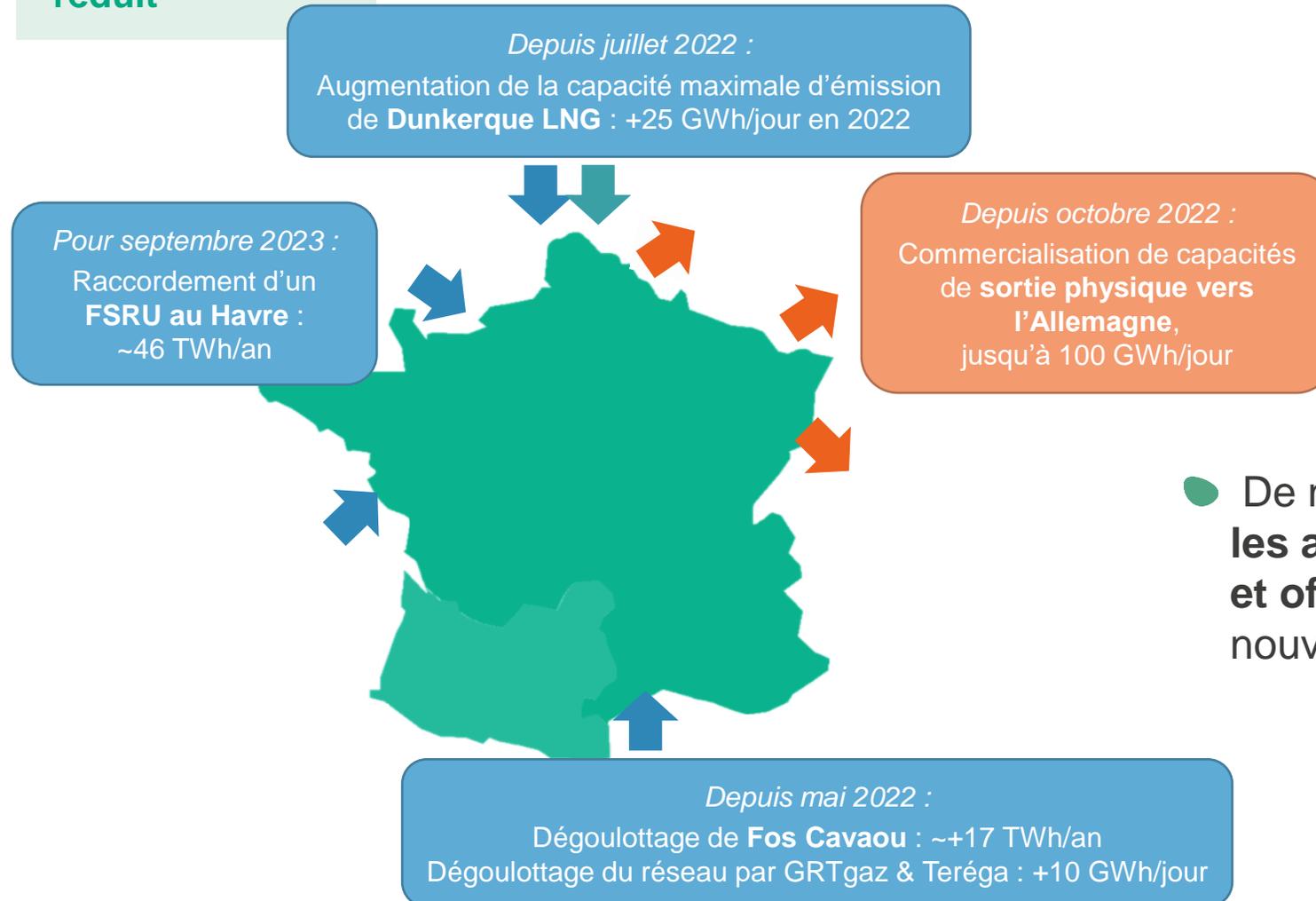
Aurélie Jager  
Isabelle Pelloux-Prayer

# TRF : de nouveaux défis à relever



# Les infrastructures au service de la sécurité d'approvisionnement

Des actions coordonnées entre opérateurs d'infrastructures pour développer des capacités dans un délai réduit



- De nouvelles capacités pour augmenter les approvisionnements et les transits et offrir plus de souplesse dans de nouvelles configurations de flux

# L'offre de capacité quotidienne de sortie France -> Allemagne, commercialisée depuis le 12 octobre 2023 sur le point Obergailbach

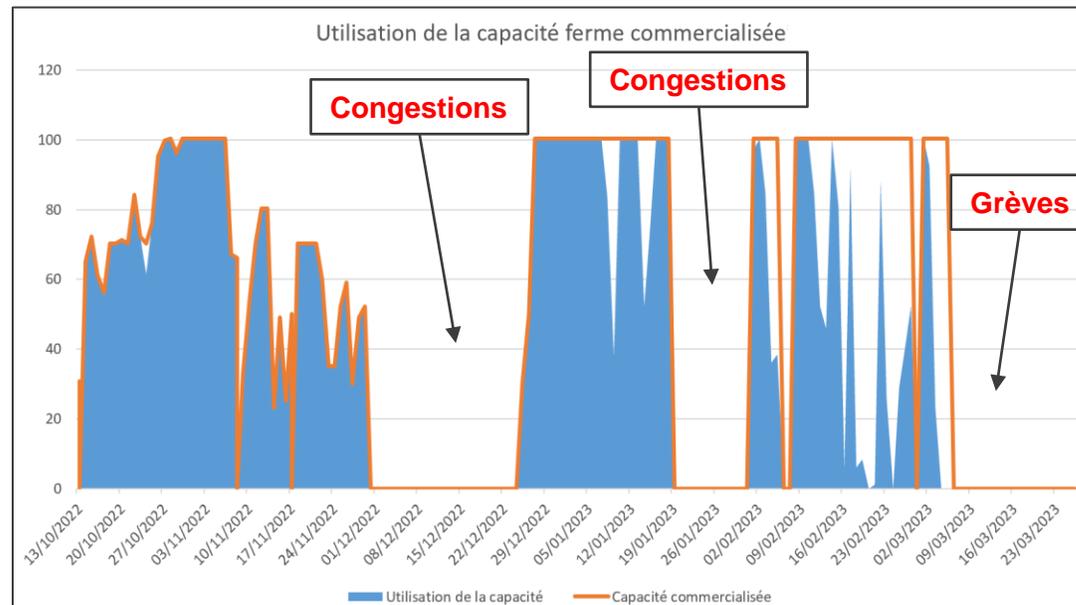
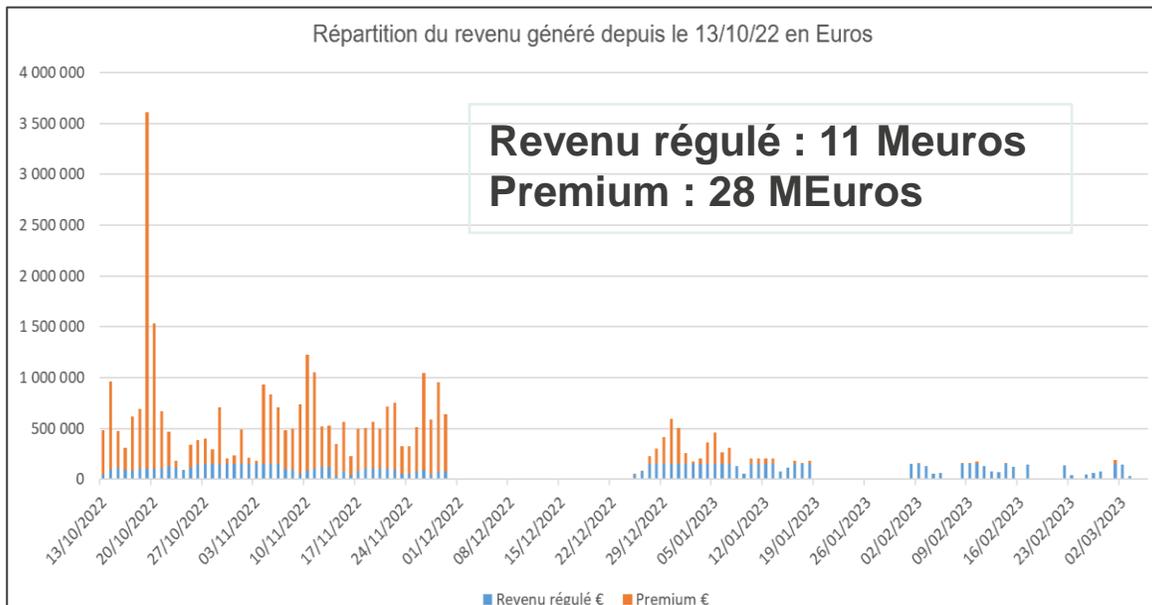
Répondre à la **demande de l'Allemagne** afin de **renforcer la solidarité énergétique** entre la France et l'Allemagne



- **Capacité ferme quotidienne jusqu'à 100 GWh/j** permettant un flux de **gaz odorisé de la France vers l'Allemagne** \* :
  - ✓ **Mise en œuvre réalisée sans investissement**, grâce notamment à l'acceptation de gaz odorisé par les transporteurs allemands
  - ✓ **Le niveau est évalué quotidiennement** en fonction de différents paramètres du réseau (consommation dans la zone, niveau de soutirage/injection à Cerville, travaux ou congestions éventuels...)
  - ✓ **Commercialisation** de la capacité aux enchères sur **Prisma en J-1 pour J** sous **forme de produit groupé** (*capacité de sortie du réseau français à Obergailbach groupée avec la capacité d'entrée sur le réseau allemand*)
  - ✓ Caractéristiques de fonctionnement proches de celles de l'offre existante sur les autres Points d'Interconnexion Réseau

# Le succès d'une offre techniquement faisable, opérable dans les systèmes et commercialisée à l'ensemble du marché

8,7 TWh exportés vers l'Allemagne pour un revenu généré de **39 MEuros**



## Chiffres clés

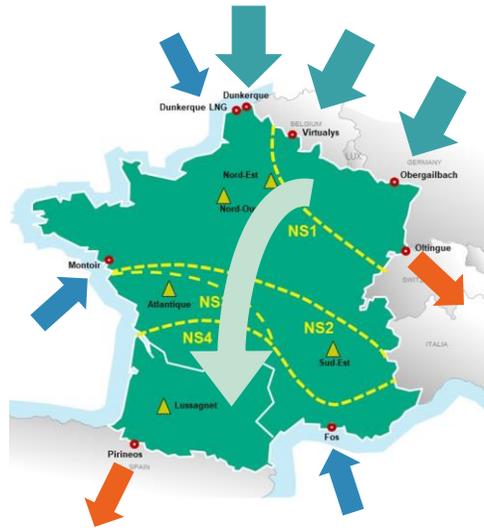
- Capacité moyenne de **52 GWh/j** (et 84 GWh/j hors période de congestion et de grèves)
- Taux de souscription : 82%
- Taux d'utilisation de la capacité souscrite : 93%
- Les 100 GWh/j ont été proposés durant 63 jours

# Une configuration de flux inédite au sein de la TRF

Construite avec des flux du Nord vers le Sud, exploitée l'hiver dernier avec des flux du Sud vers le Nord

## A la création de la TRF :

- Une fusion des zones optimisée combinant des investissements raisonnés et des mécanismes pour gérer les congestions résiduelles du réseau



## Configuration de flux historique :

- Des flux du **Nord vers le Sud**, résultant d'approvisionnements majoritairement depuis les entrées terrestres au Nord
- Un risque de congestion essentiellement en été, durant la campagne d'injection des stockages



## Depuis 2022 :

- Les nouveaux schémas d'approvisionnement et d'exportation reconfigurent les flux au sein de la TRF
- Exposant la TRF à un risque de congestion dans le sens **Sud vers Nord**, principalement en hiver

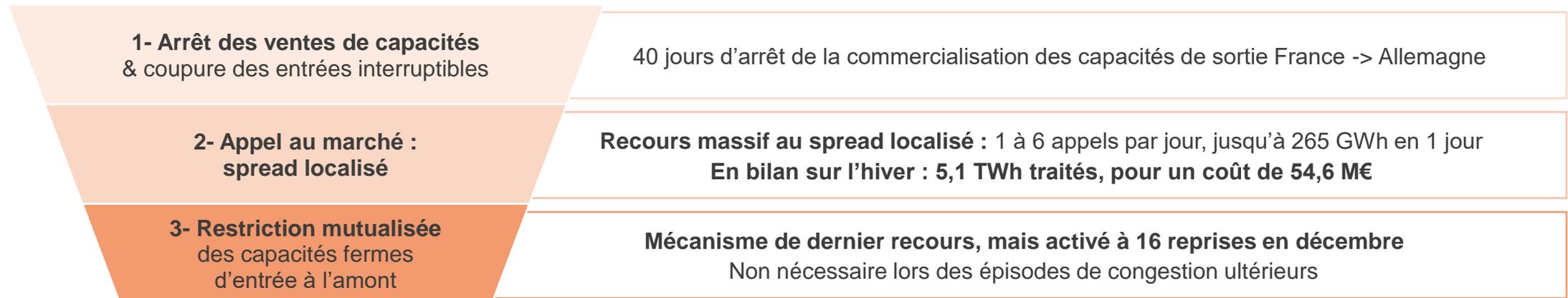
# Hiver 2022-23 : la TRF à l'épreuve des congestions Sud-Nord

Des ajustements de l'offre TRF sont nécessaires, mais la TRF s'est montrée résiliente



- 44 jours de congestion Sud-Nord durant l'hiver, à des niveaux parfois très importants
- Un premier épisode de congestion très difficile à gérer opérationnellement, conduisant à de premiers ajustements des mécanismes TRF (délibération CRE le 13/12/2022 pour préserver les arrivées de gaz aux frontières)
- Des mécanismes TRF efficaces pour résoudre les épisodes de congestion suivants

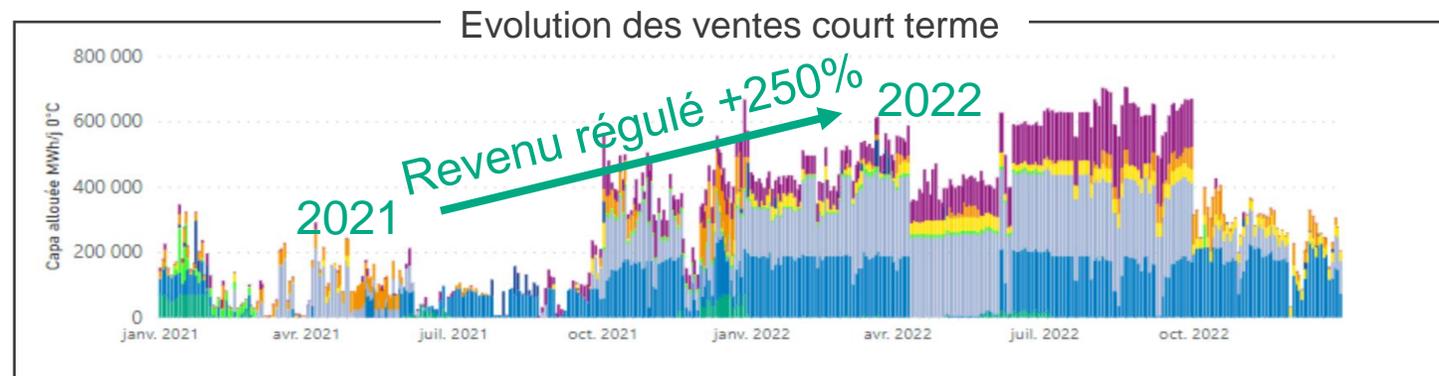
## Les différents mécanismes prévus pour résoudre les congestions en TRF :



# Des ventes de capacités record dans un contexte inédit

Résultats 2022 issus de la commercialisation de nos capacités en forte hausse

Un attrait pour nos **capacités de sortie de réseau (Virtualys, Oltingue et Obergailbach)** ainsi qu'en **entrée (Dunkerque)**, vendues dans leur quasi-totalité



**Des revenus importants** permettant de **compenser une partie des coûts liés aux congestions**, et contribuant ainsi à **faire baisser la pression tarifaire en limitant la hausse du tarif dès le 1<sup>er</sup> avril 2023**.



**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

Sobriété : les  
mécanismes pour  
prévenir les tensions

Amélie Viaud

# Les mécanismes pour prévenir les tensions



# Rappel des mécanismes par ordre d'utilisation (merit order)

		Interruptibilité Contrat d'acheminement	Interruptibilité Garantie	Interruptibilité secondaire	Délestage
<b>Capacité interruptible</b>		25 GWh/jour, 32 sites	144 GWh/jour (théorique)	17,2 GWh/jour, 32 contrats	
<b>Souscripteurs</b>		Expéditeur	Consommateurs T/D et GRT	Consommateurs T/D et GRT, Consommateurs D et GRT	Pas de souscription, éligibilité décidée par les préfetures
<b>Conditions d'activations</b>		En fonction de contraintes locales sur le réseau	Lorsque les outils de marché ne permettent plus d'assurer la raison d'être		Ultime mécanisme
<b>Principes</b>	<i>Appel d'offre</i>	Non	Appel d'offre vers les consommateurs T et D, <u>hors prod élec</u> , objectif GRTgaz de 144 GWh/j	Pas d'appel d'offre, pas d'objectif de volumes à contractualiser	Enquête annuelle
	<i>Capacité interruptible minimale</i>	Non	20 MWh/j	40 MWh/j	Selon listes préfectorales
	<i>Préavis d'activation</i>	54 h (0h00 J-3)	16h J-1 pour effet à 6h00 J	24 heures	2 heures
	<i>Rémunération maximale associée</i>	Réduction de 50% du prix de la capacité ferme	200 €/MWh/j/journée d'activation Exonération de la compensation stockage	Pas de rémunération Exonération de la compensation stockage	Pas de rémunération

# Interruptibilités : quelques chiffres et retour d'expérience

Capacités interruptibles  
identifiée à date

42,2  
GWh/j

- Interruptibilité acheminement :  
25 GWhj (32 sites)
- Interruptibilité secondaire :  
17,2 GWhj (32 contrats)
- Interruptibilité garantie :  
0 GWhj

Focus sur l'appel d'offres  
interruptibilité garantie

- **Nombre insuffisant de réponses**

(4 offres pour un volume total de 190 MWhj)  
=> l'AO a été déclaré infructueux

- **Principales raisons de cet échec :**

**Rémunération peu attractive** : part fixe trop faible par rapport au coût d'une interruption, part variable trop importante et risques de pénalités en cas d'activation ou non du dispositif

**Complexité du dispositif** : rémunérations, pénalités, programmes de suivi des consommations, faible opérationnalité, etc...

À date, le faible volume des capacités interruptibles (42,2 GWh/j) **ne permet pas de retarder ni d'éviter un délestage**

# Interruptibilité : pistes de réflexion pour faire évoluer ces mécanismes

GRTgaz propose, **en concertation avec nos clients**, une réflexion sur les éléments suivants :

## Réduire le nombre de mécanismes

- Harmoniser les modalités d'une nouvelle offre d'interruptibilité avec celles du délestage

## Trouver un juste équilibre entre

- l'**engagement et le niveau de risque** pris par les souscripteurs (préavis, nombre jours d'activation)
- la **rémunération** proposée en contrepartie

afin de refléter le "service rendu" pour éviter, autant possible, le délestage.

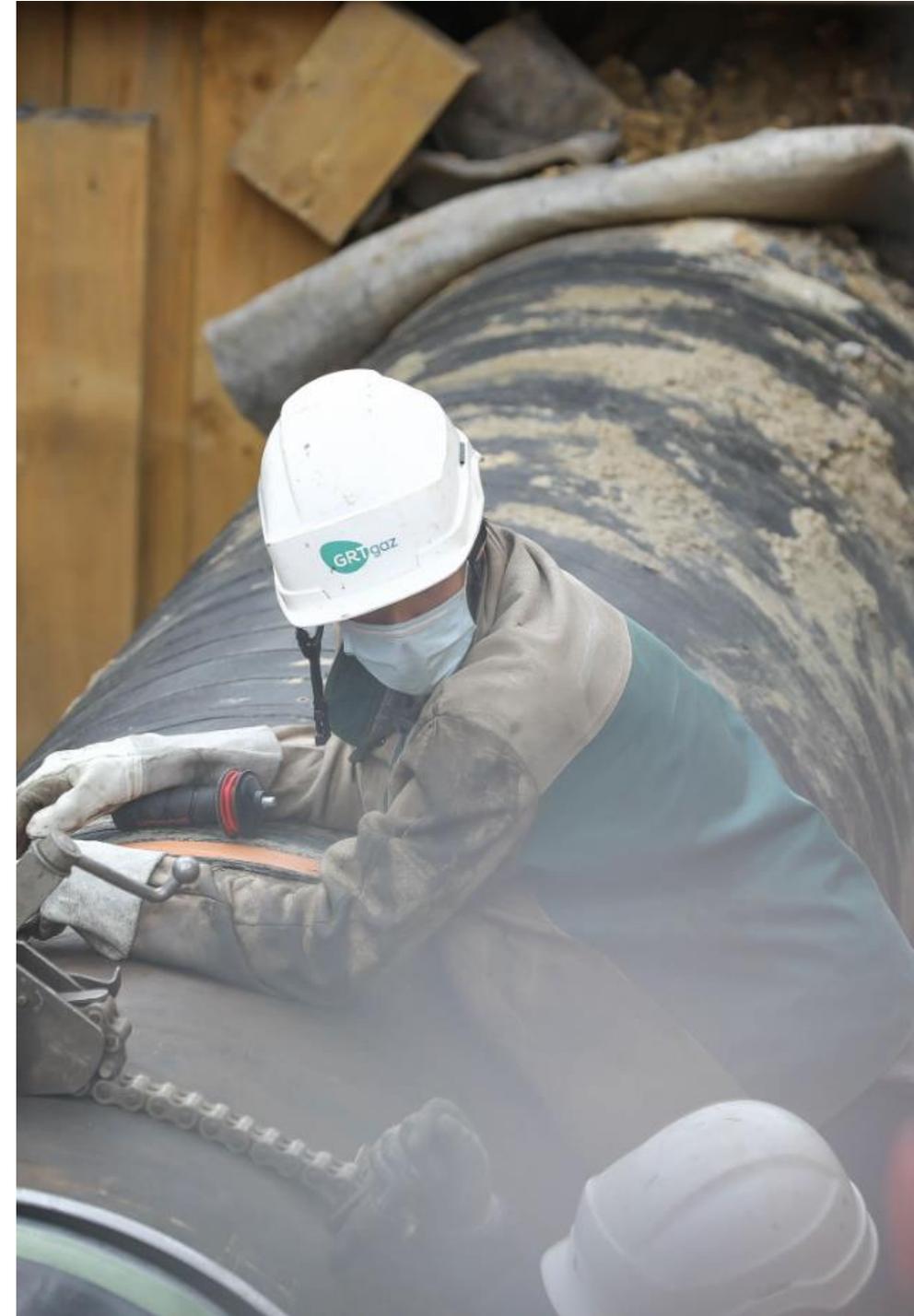
Les décisions seront entérinées par la **CRE** et la **DGEC**.



# Délestage : Quid de l'enquête pour cette année?

## Suite à l'enquête 2022,

- Vos réponses ont été envoyées pour analyse aux préfetures qui établissent les listes de priorités en cas de délestage
  - ⇒ Nous avons eu 28 retours sur 75 préfetures.
- Des réflexions sont en cours avec la DGEC, la DGE, les Transporteurs et les Distributeurs, pour faire évoluer le questionnaire et obtenir plus rapidement des réponses des préfetures
- Le questionnaire délestage 2023 devrait être envoyé d'ici mai
- Les nouvelles listes validées par les préfetures devraient être connues pour l'hiver 2023/2024





**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

Préparation de l'été  
et de l'hiver prochain

Barbara Pichayrou  
Isabelle Pelloux-Prayer  
François Blanchard

# Préparation de l'été et de l'hiver prochains

01

Programme travaux 2023 de GRTgaz, pour pérenniser nos infrastructures

02

Synthèse du Summer Outlook 2023: analyse de la possibilité de remplir les stockages

03

Evolutions de l'offre à venir



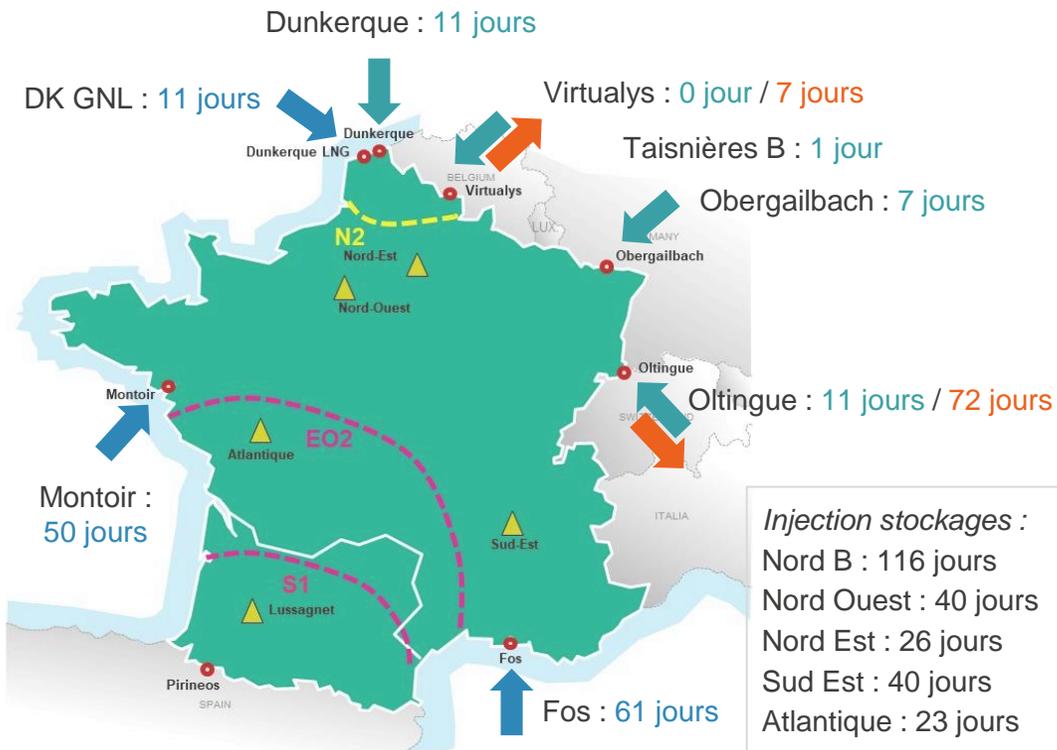
04

Conclusion

# Le programme travaux 2023 pour les clients expéditeurs

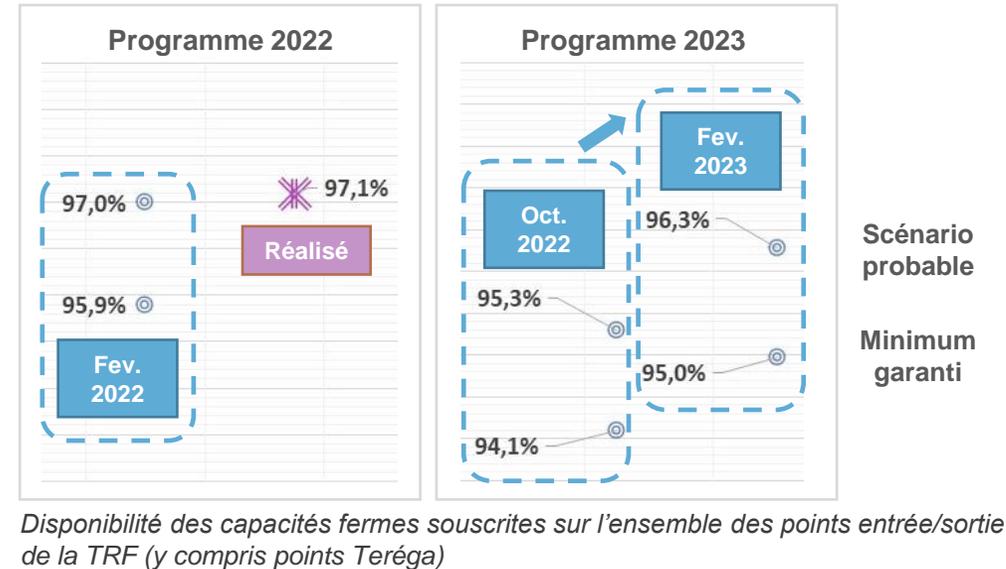
Une recherche constante d'optimisation des impacts commerciaux

SPN2U : 109 jours (impact sur les entrées DK GNL, Dunkerque, Virtualys)



SPEO2D : 98 jours (impact sur les sorties Atlantique, Lussagnet, Pirineos)

SPS1D : 55 jours (impact sur les sorties Teréga : Lussagnet, Pirineos)



- Une coordination inter-opérateurs pour minimiser l'impact clients
- Disponibilité des capacités améliorée depuis la 1<sup>e</sup> publication, mais en légère baisse par rapport aux années précédentes :
  - ⇒ Un nouveau cadre réglementaire (augmentation de la fréquence des inspections des canalisations)
  - ⇒ Les nouvelles configurations de flux depuis 2022 modifient les impacts des travaux
- Les superpoints offrent de la flexibilité pour minimiser l'impact des restrictions

# Préparation de l'été et de l'hiver prochains

01

Programme travaux 2023 de GRTgaz, pour pérenniser nos infrastructures

02

Synthèse du Summer Outlook 2023: analyse de la possibilité de remplir les stockages

03

Evolutions de l'offre à venir



04

Conclusion

# Le Summer Outlook: l'outil d'évaluation du remplissage des stockages pendant l'été

Cette présentation reprend les informations principales et les messages-clés du Summer Outlook 2023 qui peut être consulté pour plus de détails sur le site GRTgaz : <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2023-04/summer-outlook-2023-avril2023.pdf>

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

**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 ; les simulations supposent la disponibilité (hors maintenance) des terminaux méthaniers et des stockages)

## CAVEAT :

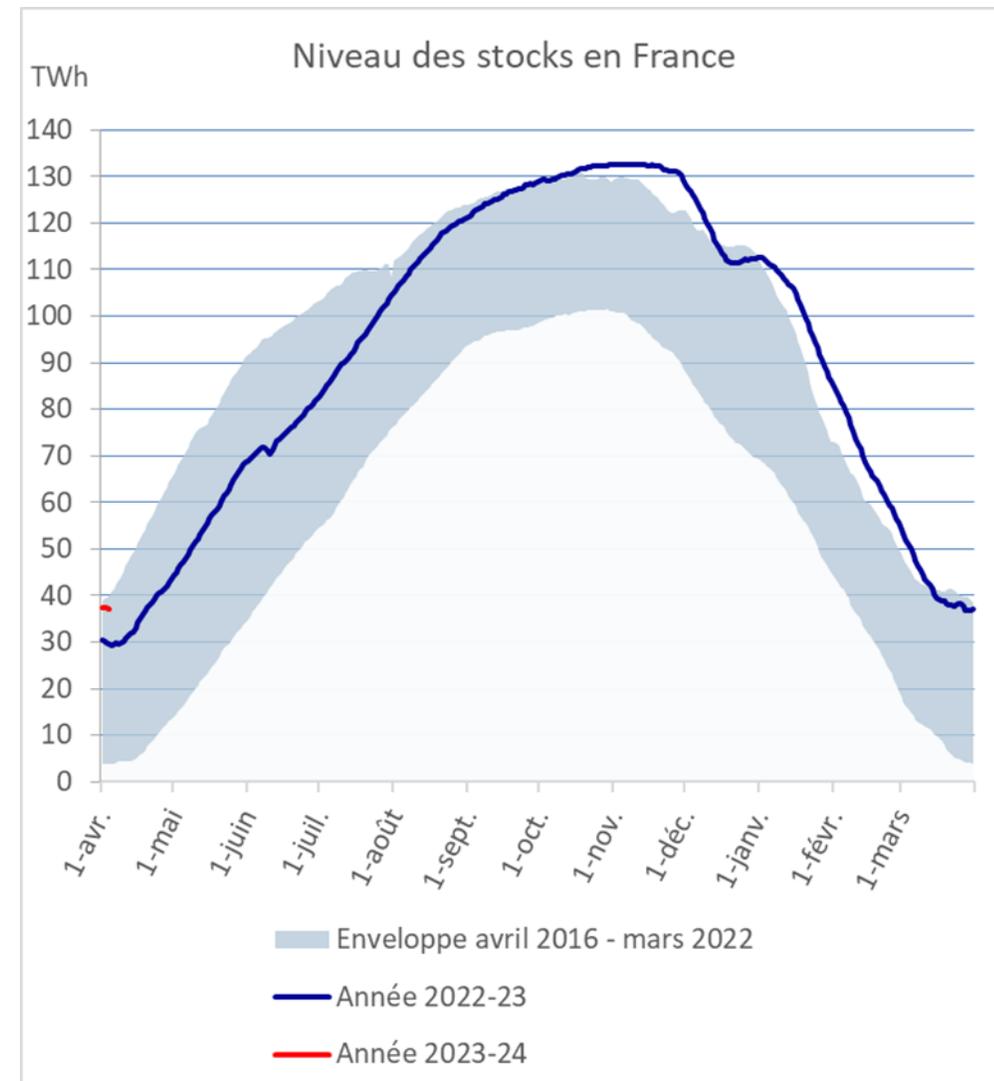
- Cet exercice ne prend pas en compte les conséquences éventuelles et non connues à ce stade du report de certaines opérations de maintenance non réalisées du fait du conflit social en cours par les différents opérateurs d'infrastructures
- Cet exercice est basé sur l'hypothèse que durant la période du bilan (1<sup>er</sup> avril / 1<sup>er</sup> novembre), la disponibilité des infrastructures n'est pas affectée par un conflit social



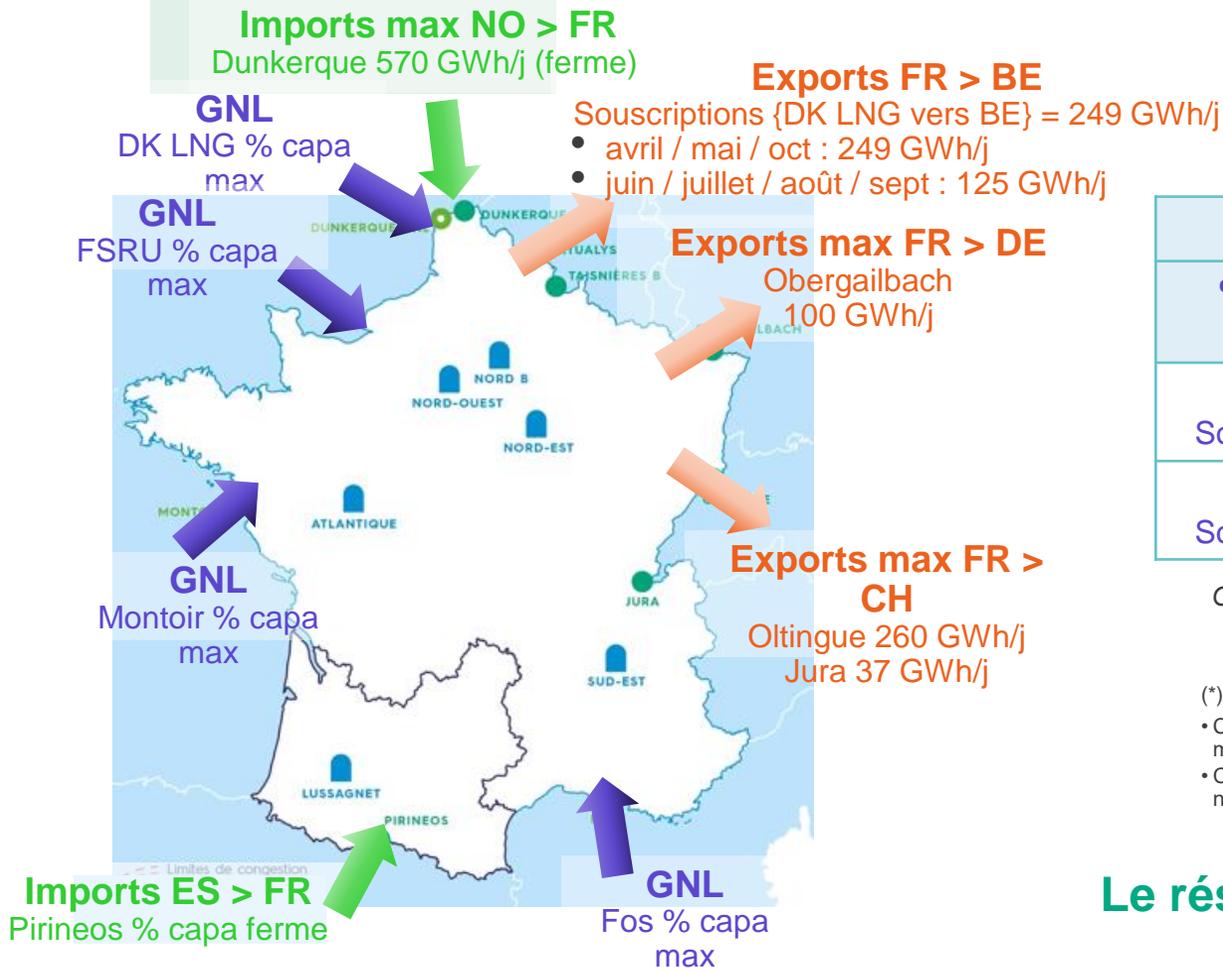
# Objectif de remplissage des stockages pendant l'été: passer de 37 à 130 TWh

- Offre stockage 2023-24 : VU\* = **130,2 TWh**  
(dont non souscrit à date : 1 TWh en zone B)
- Stock H+B au 1er avril : **37 TWh**, soit 28,5% du VU
- Enjeu de sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2023-24 : **maximiser le niveau des stocks à fin octobre**, en particulier dans le contexte russo-ukrainien actuel, pour couvrir les consommations d'un hiver froid avec des exportations potentiellement élevées vers l'Allemagne, la Suisse et la Belgique
- Exigences réglementaires :
  - ⇒ Réglementation française : 85% du volume souscrit au 01/11 (Obligation pour les expéditeurs)
  - ⇒ Réglementation européenne : **90% du volume commercialisable au 01/11** (Obligation pour les opérateurs de stockages)

\* : VU = volume utile



# Résultat: Une utilisation soutenue des points d'entrée Dunkerque, Pirineos & GNL est nécessaire pour un bon niveau de remplissage des stockages



Stock H au 31/10 (% VU)			
<b>% utilisation des capacités Pirineos &amp; PITTM</b>	100%	90%	80%
<b>Été froid (2016)</b> Sobriété/prix : DP 7%, indust. 10%	100% 😊	99% 😊	80% 😞
<b>Moyenne 5 étés (2017-21)</b> Sobriété/prix : DP 7%, indust. 10%	100% 😊	>99% 😊	87,5% 😞

Ordres de grandeur : 1% de remplissage H = 1,2 TWh ≈ 1 méthanier ≈ 4 jours d'export à Oltingue

(\*) :  
 • Cet exercice ne prend pas en compte les conséquences éventuelles et non connues à ce stade du report de certaines opérations de maintenance non réalisées du fait du conflit social en cours par les différents opérateurs d'infrastructures  
 • Cet exercice est basé sur l'hypothèse que durant la période du bilan (1<sup>er</sup> avril / 1<sup>er</sup> novembre), la disponibilité des infrastructures n'est pas affectée par un conflit social

## Le réseau ne contraint pas le remplissage des stockages

- Prise en compte des travaux des GRT et des opérateurs adjacents
- Consommation des Cycles Combinés Gaz = consommation de l'été 2022 (record historique)

# En synthèse: le réseau permet de remplir les stockages, mais des flux importants en entrée sont nécessaires

Sécurité d'approvisionnement : enjeu fort sur la maximisation des niveaux de stock en sortie d'été pour l'hiver prochain

Le réseau permet le remplissage des stockages à fin octobre

En raison de la rupture des approvisionnements russes, la marge est faible. Le remplissage des stockages suppose:

- \* une utilisation des entrées Dunkerque, Pirineos et GNL à un niveau proche de leur maximum
- \* **tout au long de la saison.**

**Les efforts de sobriété doivent se poursuivre** pour faciliter un remplissage maximum des stockages, même en cas de reprise économique forte, en prévision d'un hiver 2023/24 potentiellement froid.

## CAVEAT :

Cet exercice ne prend pas en compte les conséquences éventuelles et non connues à ce stade du report de certaines opérations de maintenance non réalisées du fait du conflit social en cours par les différents opérateurs d'infrastructures

Cet exercice est basé sur l'hypothèse que durant la période du bilan (1<sup>er</sup> avril / 1<sup>er</sup> novembre), la disponibilité des infrastructures n'est pas affectée par un conflit social

# Préparation de l'été et de l'hiver prochains

01

Programme travaux 2023 de GRTgaz, pour pérenniser nos infrastructures

02

Synthèse du Summer Outlook 2023: analyse de la possibilité de remplir les stockages

03

Evolutions de l'offre à venir



04

Conclusion

# Création d'un PITTM au Havre

Un nouveau point d'entrée GNL pour approvisionner la France dès septembre 2023

Installation pour 5 ans d'un terminal méthanier flottant dans le port du Havre



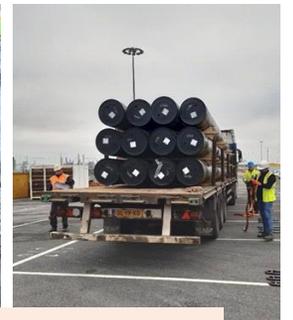
Qui permettra d'émettre sur le réseau ~46 TWh/an

De nouvelles capacités de transport :  
un tarif unique pour tous les PITTM, des règles de souscription identiques à Fos et Montoir

*Délibération CRE du 31/01/2023 sur le tarif de transport*



Un positionnement sur le réseau favorable pour le fonctionnement de la TRF



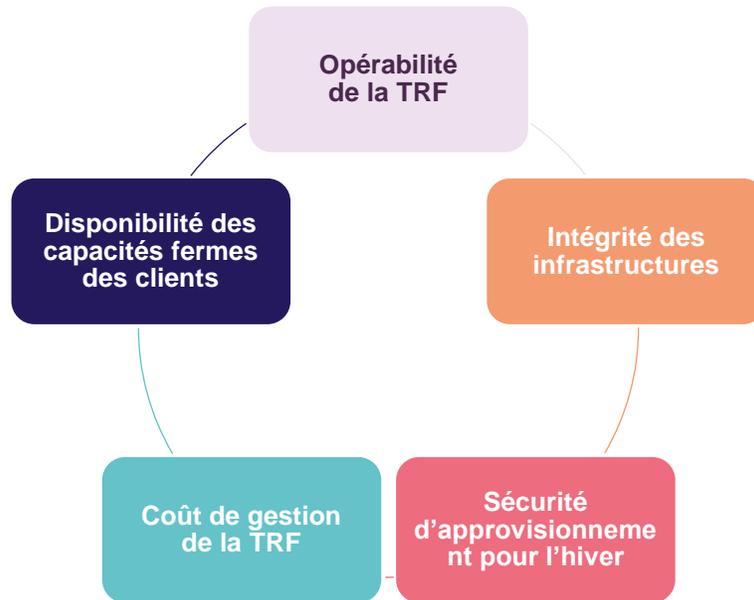
Mise en service en septembre 2023

# Adapter l'offre TRF à des flux du Sud vers le Nord

Les enseignements de l'année écoulée pour consolider le fonctionnement de la TRF dans de nouvelles configurations

Pour l'hiver :

- Les épisodes de congestion Sud-Nord pourront se répéter les hivers à venir
- Les enjeux mis en lumière l'hiver passé :



Pour l'été :

- En cas de maintenances : comment traiter la coexistence d'impacts sur les flux Nord vers Sud et Sud vers Nord ?

# Adapter l'offre TRF à des flux du Sud vers le Nord

## Différents axes d'évolution des règles à l'étude

### Améliorer l'équilibrage en cours de journée

- Interrompre le UIOLI stockage en cas de congestion
- Modifier les nominations trop déséquilibrées
- Pénaliser les déséquilibres intra-journaliers ?

### Améliorer l'efficacité du spread localisé

- Ouvrir le UIOLI sur l'entrée Dunkerque

### Limiter les coûts de gestion de la TRF

- Mettre en œuvre un swap entre stockages ?

### Améliorer le mécanisme de dernier recours

- Créer un superpoint Sud > Nord
- Anticiper la restriction si elle se répète

### Adapter les règles de gestion des impacts travaux

- Par restriction et/ou mécanismes de décongestion ?



- Un processus de concertation avec le marché engagé en décembre lors de la 1<sup>e</sup> vague de congestions
- Des propositions déjà transmises à la CRE pour améliorer à court terme les mécanismes TRF
- Des solutions complémentaires à l'étude
- Une consultation plus large par la CRE à l'été 2023
- **RDV en Concertation Gaz le 2 juin 2023 pour échanger sur nos propositions**

# Vers une pérennisation de l'offre France > Allemagne



Intérêt = répondre à la demande du marché et faire baisser la pression tarifaire en générant des revenus de transit supplémentaires

## Court terme (2023)

- **Commercialisation de l'infra-day**
- Augmenter les capacités journalières commercialisées (> 100 GWh/j); en cours d'instruction

## Moyen terme, sans investissements (2024?)

- Trouver une solution pour pouvoir proposer la capacité en cas de congestion?
- Proposer des capacités de maturité supérieure? (mensuelle, trimestrielle...)

## Long terme– avec investissements (2026-2028?)

- Capacité annuelle de 100 à 200 GWh/j
- Solutions techniques en cours d'étude
- **Vous pourrez émettre vos demandes de capacités via le dispositif de capacités incrémentales (juillet-août 2023). Information au marché lors de la concertation du 2 juin**

*Sujet à co-construire avec le marché*

# Préparation de l'été et de l'hiver prochains

01

Programme travaux 2023 de GRTgaz, pour pérenniser nos infrastructures

02

Synthèse du Summer Outlook 2023: analyse de la possibilité de remplir les stockages

03

Evolutions de l'offre à venir



04

Conclusion

# En synthèse: des défis à relever, des opportunités à saisir

## Summer Outlook 2023:

- Nos infrastructures ne contraignent pas le remplissage des stockages cet été.
- Mais **nécessité d'arrivées importantes de gaz à Dunkerque et Pirineos + GNL** pour préserver la sécurité d'approvisionnement.

## La France est plus que jamais au carrefour des flux européens, une situation à valoriser:

- Maximiser les arrivées de GNL. Mettre en service le FSRU du Havre à partir de septembre 2023
- Continuer à exporter vers les pays adjacents
- Tout en minimisant les coûts de gestion des congestions
- Ce qui permettra de faire baisser la pression tarifaire





**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

ingrid : quoi de neuf sur  
votre portail clients ?

Marine Alliel

## Ce qui change

Le **18 janvier**, les Opérations ont été transférées de  **TRANS@ctions** vers  **Ingrid**

Entre **fin 2023** et **mars 2024**, pour les utilisateurs d'Edig@s, GRTgaz remplacera l'actuel logiciel de transfert de fichiers par sa propre solution

⇒ Une migration sera planifiée

2023

**10 mai 2023** : réunion « Concertation gaz » (via Teams)



Contactez votre responsable de compte pour vous inscrire et vérifier que vous faites partie de notre liste de mailing

2024

Au début de **2024**, les Mesures et Réalisations passeront définitivement de  **TRANS@ctions** à  **Ingrid** et les fonctionnalités d' **Ingrid<sup>lab</sup>** seront incluses dans  **Ingrid**

⇒ Quelques changements dans les fichiers publiés (format XML réservé aux messages Edig@s par exemple)

⇒ En 2023 : mise à jour des guides techniques, fichiers avec des données réelles pour les tests, tutoriels, ...

Début **2024**,  **TRANS@ctions** et  **Ingrid<sup>lab</sup>** seront désactivés



**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

Bon appétit !

Reprise à 14h

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

Introduction

Thierry Trouvé



**Avez-vous des questions ?**

Les

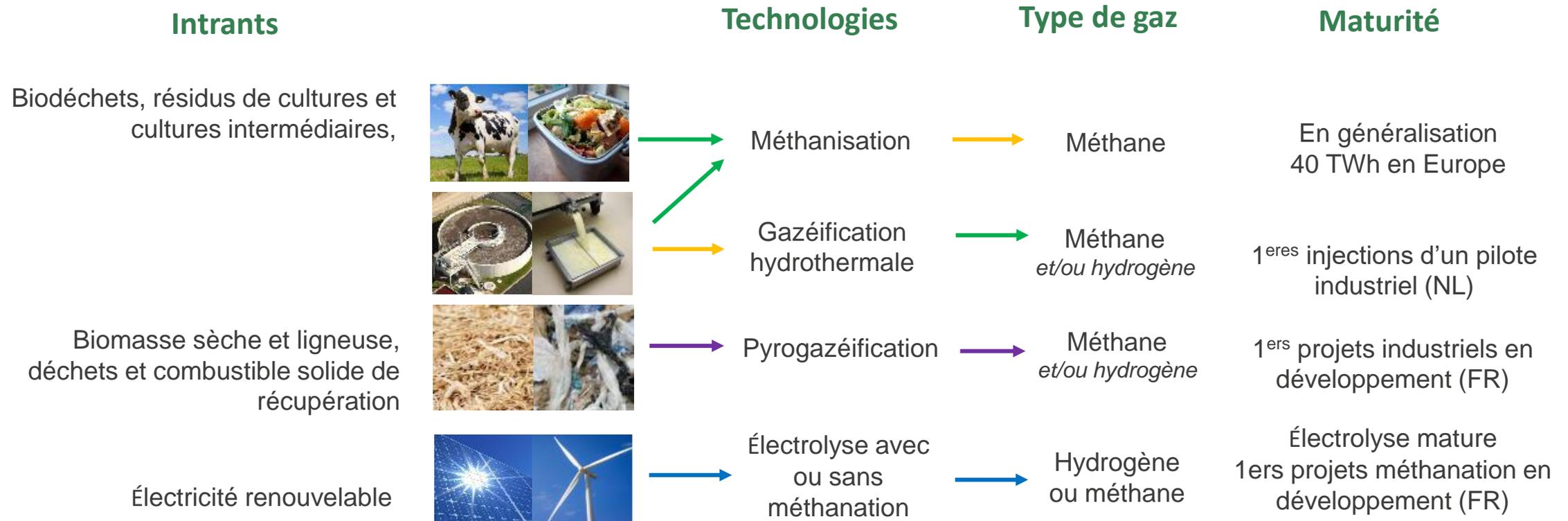
# Rendez-vous Clients

GRTgaz

La transition gazière

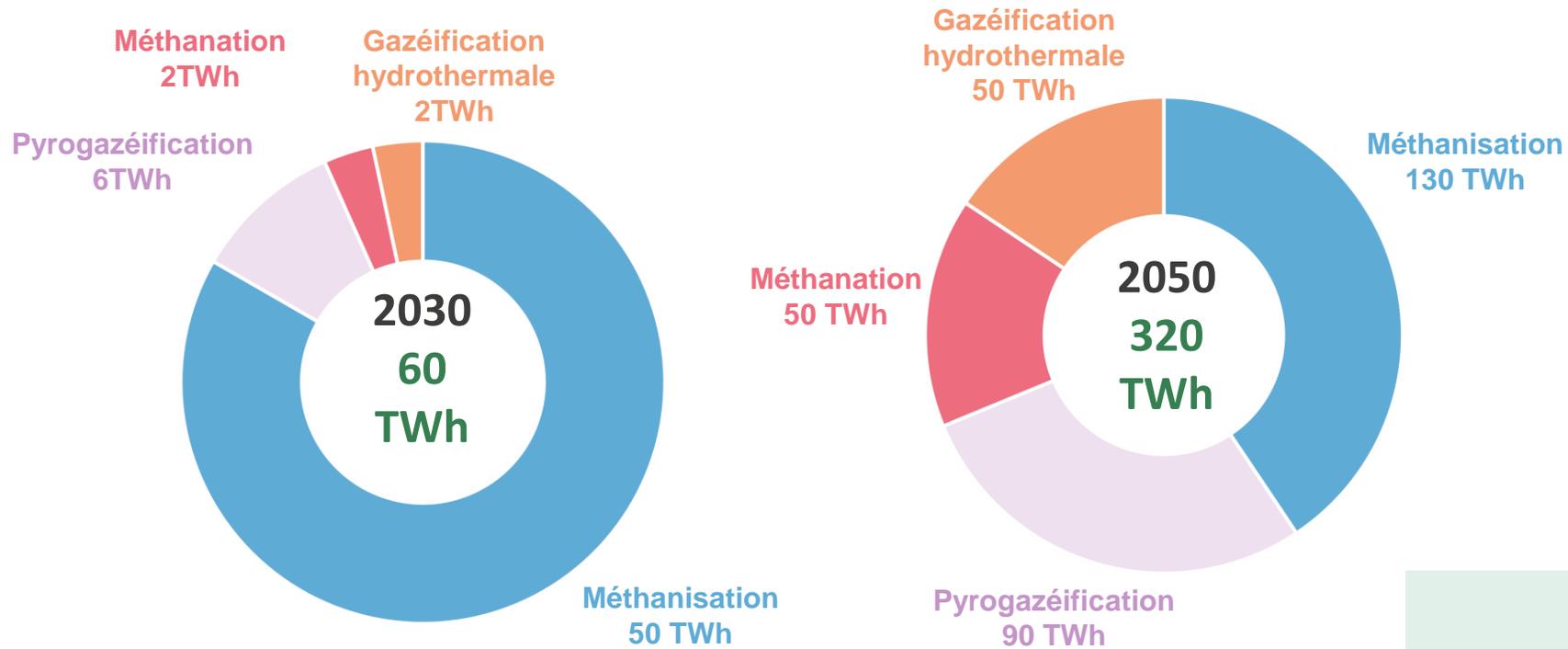
Anthony Mazzenga

# Les filières gaz renouvelables et bas-carbone au service de l'économie circulaire.



# Des potentiels avérés de développement

Estimation de production de gaz renouvelable et bas carbone en France à Horizon 2030 et 2050 (en TWh)



En 2030, jusqu'à 20% de la consommation de gaz renouvelable et bas carbone dans les réseaux

# Filières innovantes : un potentiel de développement important au service de la transition énergétique

## Développement des nouvelles filières : Pyrogazéification, Gazéification Hydrothermale (GH) et Méthanation :

- Les premiers projets entrent dans le registre des capacités (3 projets de pyrogazéification et 3 projets de méthanation)
- Des **avancées législatives et réglementaires positives** notamment l'extension aux gaz bas carbone des dispositions du droit à l'injection dans la récente loi accélération des Energies Renouvelables
- Un Appel à Manifestation d'Intérêt lancé par le CSF NSE (1) pour faire un état des lieux de la filière pyrogazéification a confirmé l'**existence d'un écosystème français prêt à s'industrialiser** et recense 49 projets en France.
- Parution du livre Blanc Gazéification Hydrothermale et premières injections en Europe

(1) CSF NSE : Contrat Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Energétiques



# GRTgaz développe des projets H2 territoriaux, prépare leur interconnexion au réseau européen et accompagne les projets industriels de captage, transport, stockage et valorisation du CO2

- GRTgaz contribue à la structuration des écosystèmes hydrogène au sein de « **vallées hydrogène** » dans les grandes zones industrielles françaises
- 5 projets H2 territoriaux à différentes phases de maturité
  - MosaHYc (Moselle vers la Sarre)
  - HYNframed (port de Fos sur Mer)
  - DHUNE (port de Dunkerque)
  - WHHYn (Hub Franco-Belge)
  - RHYn (Sud Alsace vers Allemagne et Suisse)
- 2 projets d'interconnexion H2 Européens
  - liaison Barcelone Marseille (BarMar)
  - projet HY-FEN (Fos-sur-Mer Allemagne)
- GRTgaz a lancé un premier appel à manifestation d'intérêt pour favoriser l'émergence d'**infrastructures de transport de CO2** dans la **zone de Dunkerque**.





**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

Le projet Salamandre :  
la pyrogazéification sur la  
zone portuaire du Havre

Thomas Pierre  
Engie

# Salamandre : la pyrogazéification sur la zone portuaire du Havre



**Thomas PIERRE**

Business development support manager - New Gases

**Engie**

# Le projet Salamandre en quelques chiffres



**11 000 tonnes par an**  
de gaz bas carbone produit soit la consommation de  
**10 000 foyers**



Combustibles solides  
de récupération



Bois déchet

**70 000 tonnes par an**  
de déchets valorisés



**50 000 tonnes par an**  
de CO<sub>2</sub>e évitées

# Des filières complémentaires



## BIOMÉTHANE

Le biométhane résulte de l'épuration du biogaz lui conférant les mêmes propriétés que le gaz naturel.

C'est du biogaz épuré, puis odorisé pour être injecté dans le réseau de gaz naturel.

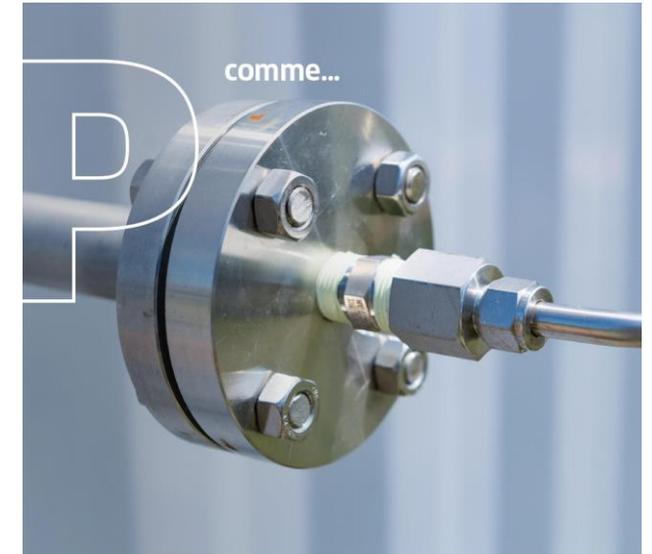
Il permet également de produire de l'hydrogène renouvelable.



## PYROGAZÉIFICATION

La pyrogazéification est un procédé qui consiste à porter à une température comprise entre 400 et 1500 °C des matières sèches qui vont se décomposer en l'absence d'oxygène, en petites molécules parmi lesquelles on trouve du méthane, de l'hydrogène, des oxydes de carbone (CO et CO<sub>2</sub>).

Le processus peut être optimisé pour produire du méthane ou de l'hydrogène. Ce procédé permet la production de biométhane de 2<sup>e</sup> génération (2G) ou gaz de synthèse (Syngas).



## POWER-TO-GAS

Les surplus produits par les énergies intermittentes peuvent être transformés en hydrogène par électrolyse de l'eau, on parle de Power-to-Gas.

L'hydrogène peut être utilisé sur place, stocké ou injecté dans le réseau gazier.

S'il est stocké, il peut ensuite être retransformé en fonction des besoins en électricité, c'est le Gas-to-Power.

L'énergie renouvelable est ainsi disponible pour les différents usages, chauffage, industrie, mobilité.



# Les produits d'entrée de Salamandre

## Bois Déchet (bois B)

*Déchets bois d'ameublement, de menuiserie, d'emballage ou issus de démolition*



## Combustible Solide de Récupération (CSR)

*Déchets non dangereux issus de l'industrie, de chantiers de construction ou démolition, d'installations de gestion des déchets ou et recyclage des matériaux (refus de tri)*

















**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

La décarbonation par  
le biométhane

Nathalie Cloatre  
Guillaume Vens

# La décarbonation par le biométhane



01

**Dynamisme du biométhane aujourd'hui**

02

**Ambitions et perspectives**

03

**Les différents mécanismes d'achat de biométhane**

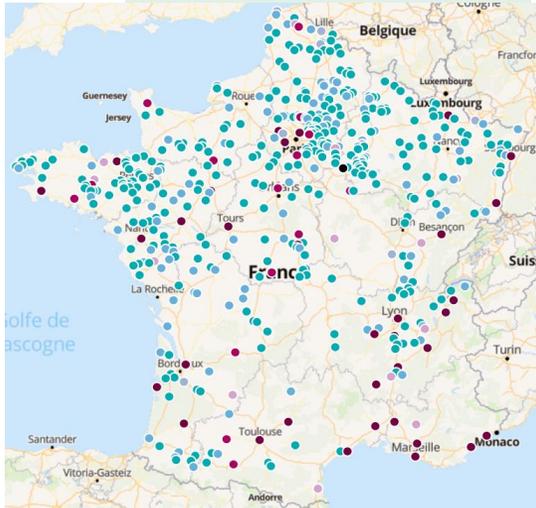
04

**Le décret du 8/12/2022**

05

**Biométhane et ETS - Synthèse**

# Le biométhane est une réalité dans le mix énergétique



Cartographie des sites en injection

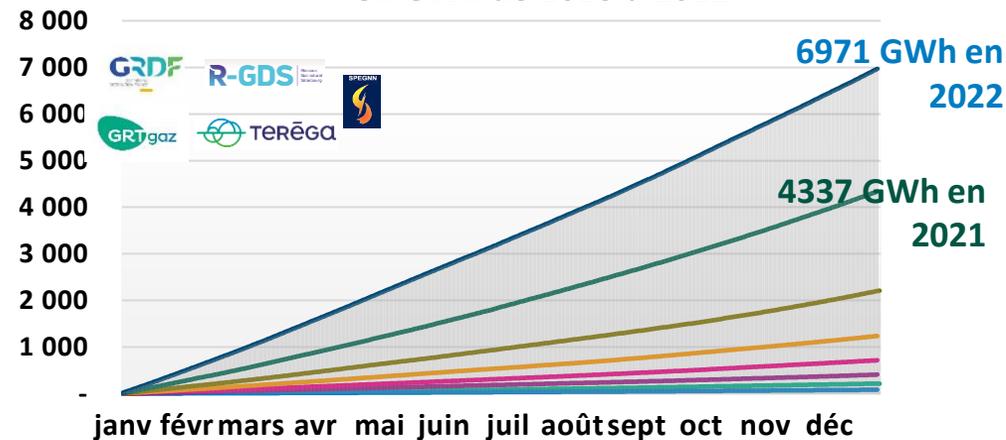
Plus de 500 sites  
d'injection de  
biométhane en France  
Plus de 800 à horizon  
2025 pour 16TWh

Des infrastructures de  
réseau qui s'adaptent :  
12 rebours en service  
~40 à horizon 2025



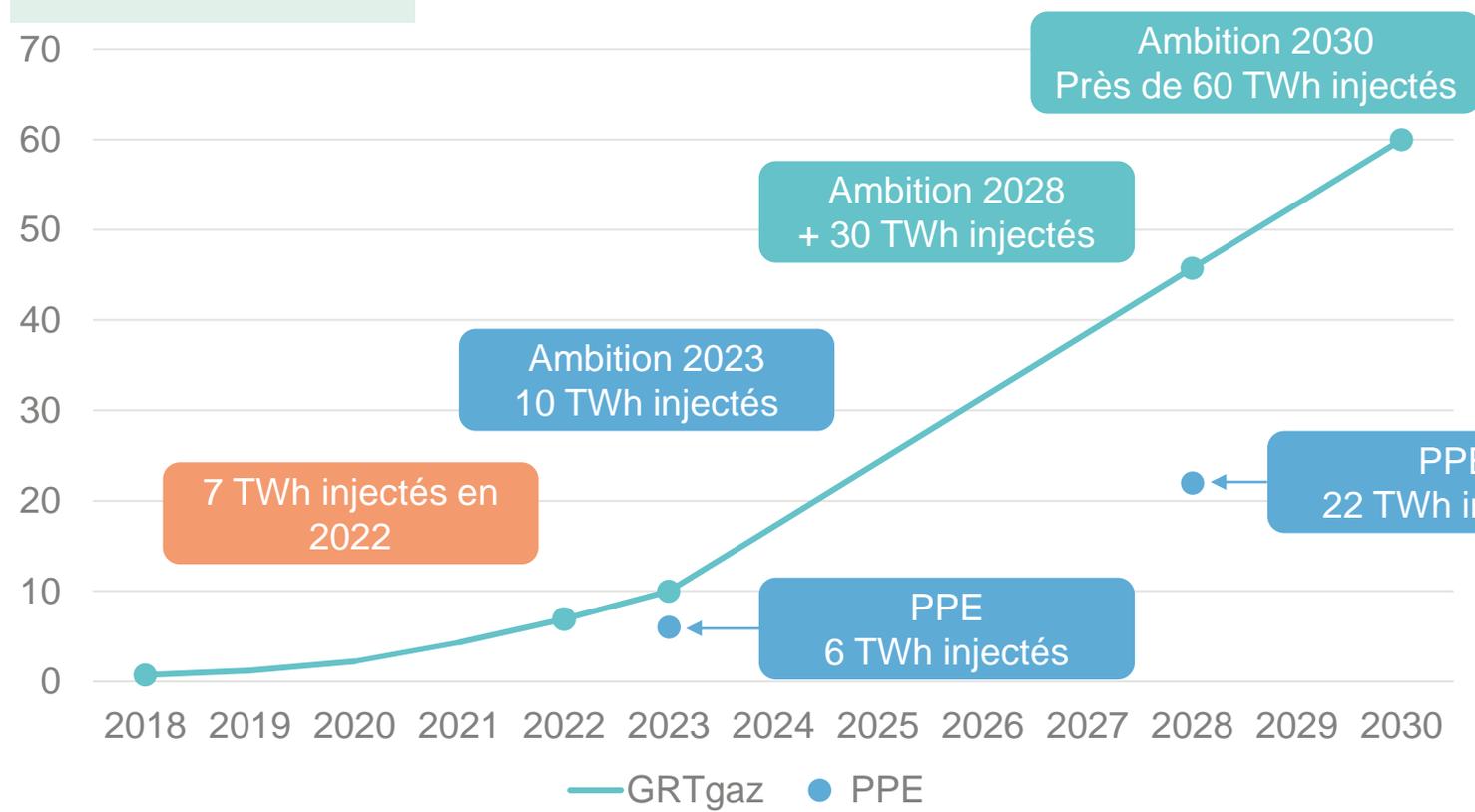
Cartographie des Rebours

Cumul de biométhane injecté  
en GWh de 2015 à 2022



7 TWh injectés en 2022  
soit 1,5% de la  
consommation annuelle  
française

# Une ambition de filière à 60 TWh atteignable



Contrat d'achat Direct (BPA)

Certificat de Production de Biogaz

Appel Offre

Tarif Achat guichet ouvert (<25GWh)

50 TWh de Biométhane issu de méthanisation et ISDND + 10 TWh de filières innovantes

# Comment acheter du biométhane ?

Maturité des dispositifs

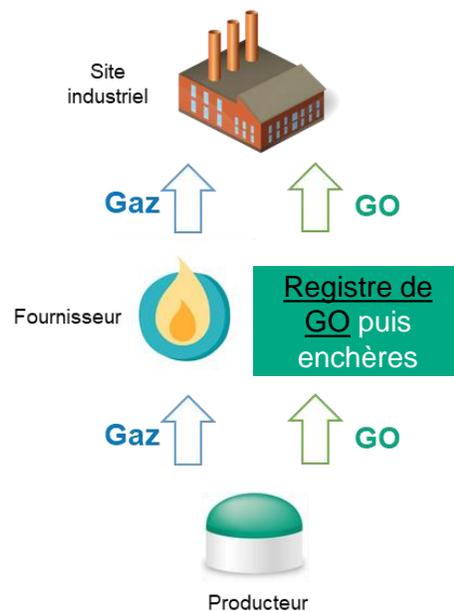
## Achat de gaz vert Via un fournisseur



**volumes 2030**  
(hors 10 TWh filières innovantes)

**Aujourd'hui**

## Achat de GO



~ 25 TWh

- Un consommateur peut créer un compte « acheteur non-fournisseur » sur le registre de GO
- Idem achat de gaz vert via un fournisseur pour GO / ETS

**2023**

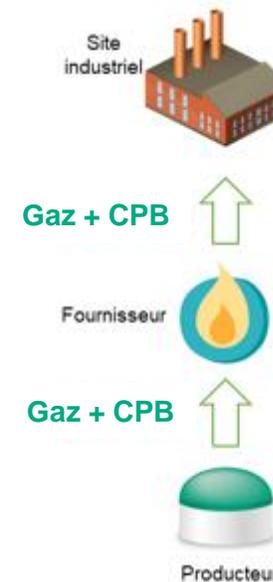
## « GGPA » ou « BPA »\* Contrat direct de fourniture de gaz vert



2 TWh

**Aujourd'hui**

## Certificat de production de Biogaz CPB



23 TWh

- Pas avant 2026
- Modalités en cours de définition
- Consultation publique attendue à partir d'avril 2023,

**2026**

# Actualité réglementaire : décret du 8/12/2022

Décret n° 2022-1540 du 8 décembre 2022 relatif aux garanties d'origine de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel



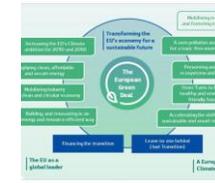
Biométhane avec tarif

- Une partie utilisable dans l'ETS (+ si respect critère de durabilité RED2)
- L'autre réservé à l'ESR
- Prorata conso gaz ETS/conso totale gaz ( France et N-2)
- Ratio par voie réglementaire



Biométhane non aidé

- Utilisable dans l'ETS (si respect critère de durabilité RED2)



Biométhane par GO européennes

- Utilisables dans l'ETS (si respect critère de durabilité RED2)
- Sous réserve que l'état d'origine ne les ait pas déjà comptabilisées

# Biométhane et ETS : synthèse au 13/04/2023

\* Selon les dispositions du décret du 8/12/2022

Type de valorisation par le producteur	Acquisition des « Preuves d'achat »	Certification Durable RED II	Utilisation dans l'ETS
Tarif d'Achat < nov 2020	GO, via les Fournisseurs	Oui	<b>Oui *</b>
		Non	<b>Non</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarif d'Achat &gt; nov 2020</li> <li>Appels d'Offres « CRE »</li> <li>Contrats d'expérimentation (biomasse uniquement)</li> </ul>	GO, via des mises aux enchères de l'Etat (> avril 2023)	Oui	<b>Oui *</b>
		Non	<b>Non</b>
BPA	GO, via le Producteur	Oui	<b>Oui</b>
		Non	<b>Non</b>
CPB (modalités fin 2023)	Automatique, jusqu'au taux d'incorporation du fournisseur obligé	Obligatoire	<b>Oui</b>
	??, au-delà du taux obligatoire : ??		<b>??</b>
GO étrangères	GO, via les Fournisseurs / Marché (Nécessité de connecter le RGO français → 2023? )	Oui	<b>Oui</b>
		Non	<b>Non</b>



**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

La décarbonation par le  
biométhane :  
Témoignage d'Arkema

Loïc De Bergh  
Arkema

## Témoignage



### **Loïc DE BERGH**

Directeur Mondial de l'achat d'énergie, de la pétrochimie et des emballages et Directeur de la décarbonation

**Arkema**



**Avez-vous des questions ?**

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

Conclusion

Benoit Pouzieux  
GRTgaz

Les

# Rendez-vous Clients

GRTgaz

**Merci**