

# Atelier CH<sub>4</sub> : Schémas d'Approvisionnement et flux européens

**Important : Ce document est diffusé à titre provisoire.** Il constitue une base de travail susceptible d'évoluer au fil de l'avancement de la démarche de concertation. Les contenus présentés pourront être ajustés, complétés ou précisés en fonction des contributions, remarques et propositions formulées par les parties prenantes tout au long du processus.

## Sommaire

1. Rappel du cadre et des objectifs du sous-groupe de travail sur les schémas d'approvisionnement en méthane de la France .....	1
2. Les principaux paramètres du schéma d'approvisionnement .....	3
2.1. Hypothèses d'approvisionnement européens et extra-européens .....	3
2.2. Scénario de consommation et de production .....	8
3.1. Capacité des infrastructures .....	16
3.2. Cas de rupture d'approvisionnement .....	18
3. Annexe .....	20

## 1. Rappel du cadre et des objectifs du sous-groupe de travail sur les schémas d'approvisionnement en méthane de la France

En tant que gestionnaires de Réseaux de Transport, NaTran et Teréga sont soumis à des obligations réglementaires en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, de planification des investissements dans leurs infrastructures et de préparation aux futurs besoins du marché. Le 4<sup>e</sup> paquet européen sur le gaz et l'hydrogène leur impose désormais une planification des réseaux fondée sur une large consultation, ouverte et transparente, impliquant tous les acteurs des marchés concernés, et en particulier les organisations représentant toutes les parties prenantes.

Dans ce contexte, NaTran et Teréga ont lancé le 4 avril 2025 les « Concertations H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> : Perspectives d'avenir » à destination de toutes les parties prenantes et acteurs des marchés du méthane (CH<sub>4</sub>), de l'hydrogène (H<sub>2</sub>) et du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).

Cette démarche doit permettre de renforcer la vision commune des deux opérateurs français quant aux besoins de transport de gaz à l'horizon 2035, mais aussi d'animer l'écosystème en apportant de la visibilité à moyen et long terme sur les infrastructures de transport CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, et CO<sub>2</sub> des clients actuels et futurs, et enfin de concerter certaines hypothèses dans le but, notamment, d'alimenter les Plans Décennaux de Développement (PDD).

Trois ateliers thématiques ont ainsi été programmés, afin de consulter les experts des différents sujets, de consolider le cadre d'hypothèses dans son détail mais aussi de discuter des outils et méthodes que NaTran et Teréga comptent mettre en œuvre pour les différentes analyses à mener.

Dans le cadre de l'atelier CH<sub>4</sub>, NaTran et Teréga proposent **un sous-groupe de travail sur les schémas d'approvisionnement en gaz naturel à la maille européenne et leurs implications pour le système français**. En effet, les obligations de service public fixées par le législateur<sup>1</sup> ayant pour objectif d'assurer la continuité d'approvisionnement et le bon fonctionnement du marché du méthane (liquidité, signaux prix...) sur les court et moyen termes, en particulier pour les clients les plus vulnérables, nous amènent à **interroger nos parties prenantes pour débattre des hypothèses suivantes** :

- Hypothèses d'approvisionnement de l'Europe
- Hypothèses relatives aux scénarios de consommation et de production nationales (biométhane, méthane de synthèse, ...) à prendre en considération ;
- Hypothèses relatives aux capacités des infrastructures à prendre en considération :
  - aux interconnexions entre pays européens,
  - aux interconnexions entre pays européens et pays producteurs
  - aux terminaux méthaniers (capacités de regazéification)
  - aux stockages souterrains (volume utile, capacités de soutirage et d'injection) ;
- Cas de rupture d'approvisionnement auxquels la France doit être résiliente à l'horizon 2035 (perte complète ou partielle d'approvisionnement, d'infrastructures).

Dans un marché du gaz naturel bouleversé par la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine, avec l'arrêt de l'import par gazoduc du gaz russe depuis Nord Stream, l'arrêt des transits biélorusse et récemment ukrainien, l'Europe a su redessiner son approvisionnement avec de nouvelles capacités de regazéification – FSRU – ou en les adaptant avec des projets rapides permettant d'augmenter les capacités Ouest/Est. La France a quant à elle adapté son offre de capacités pour répondre à l'inversion des flux, notamment en augmentant les capacités en entrée depuis l'Espagne et en proposant des solutions d'exportation vers l'Allemagne sous certaines conditions. Des efforts de sobriété ont par ailleurs permis de réduire les consommations et de limiter la pression sur les infrastructures existantes ou nouvellement mises en place.

Les hypothèses détaillées dans la suite de la note et adaptées suite aux retours de cette concertation seront intégrées dans les outils de simulations d'équilibre offre/demande au niveau Européen qui permettront d'analyser la capacité des infrastructures gazières à assurer l'approvisionnement en gaz dans différents scénarios, couvrant notamment des situations de tension et des cas de disruption (par exemple indisponibilités imprévues d'infrastructures).

---

<sup>1</sup> [Article L. 121-32 du code de l'énergie](#)

## 2. Les principaux paramètres du schéma d'approvisionnement

### 2.1. Hypothèses d'approvisionnement européens et extra-européens

L'approvisionnement de la France se joue au niveau européen. Depuis 2022, l'approvisionnement de l'Europe a évolué, passant d'une situation dans laquelle la Russie jouait un rôle majeur, vers un approvisionnement où les autres sources de gaz ont été renforcées, en particulier le gaz norvégien et le GNL avec une augmentation significative du GNL américain.

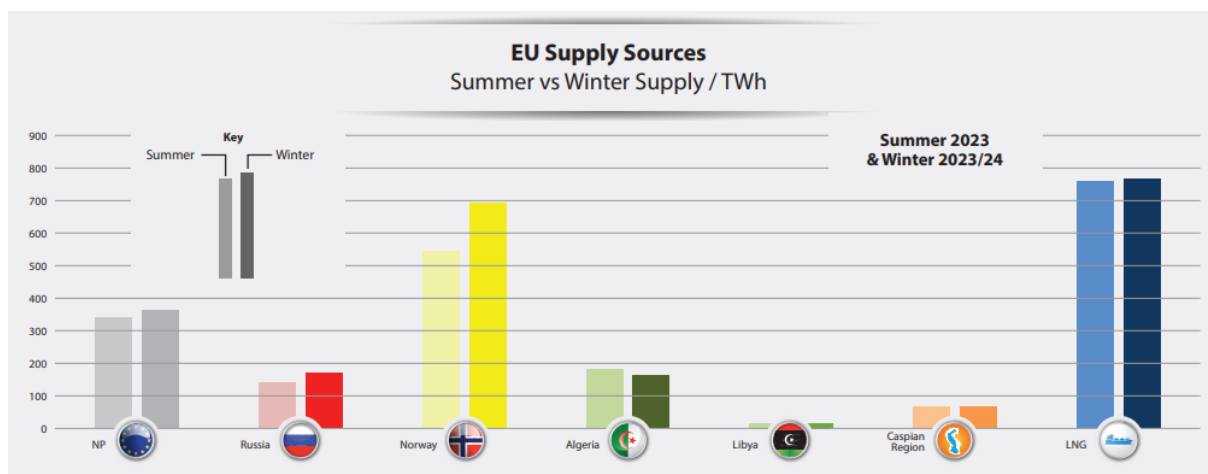


Figure 1: Mix énergétique Européen été 2023 et hiver 2023/24 (*System Capacity MAP 2025, ENTSOG*)

La Figure 1 met en évidence l'importance des productions nationales et un approvisionnement diversifié au sud de l'Europe mais qui reste faible en comparaison de l'approvisionnement norvégien et GNL.

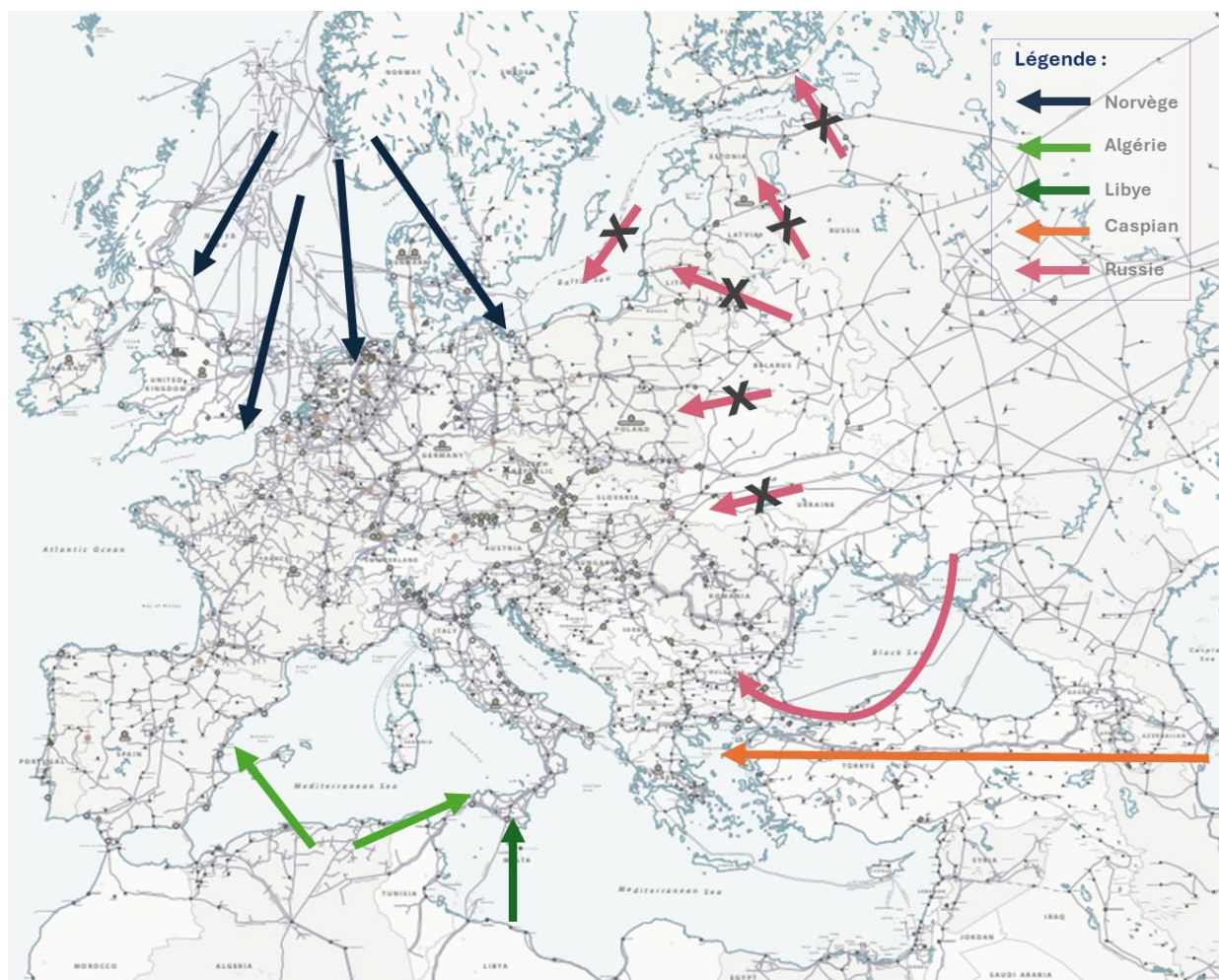


Figure 2 : schéma d'approvisionnement par gazoduc (hors GNL) de l'Europe aujourd'hui

- La production d'Afrique du Nord est considérée comme stable en Algérie (1250 GWh/j) et est supposée augmenter fortement en Libye pour passer de 180 GWh/j à 320 GWh/j (ENTSOG TYNDP 2024<sup>(2)</sup>).
- La production de la région caspienne est supposée augmenter légèrement et sera contrainte aux capacités des infrastructures TANAP et TAP (de 390 GWh/j à 625 GWh/j).
- La production **norvégienne** est supposée diminuer selon les hypothèses fournies par la Norvège

<sup>2</sup> Ten Years Network Development Plan - [ENTSOG](#)

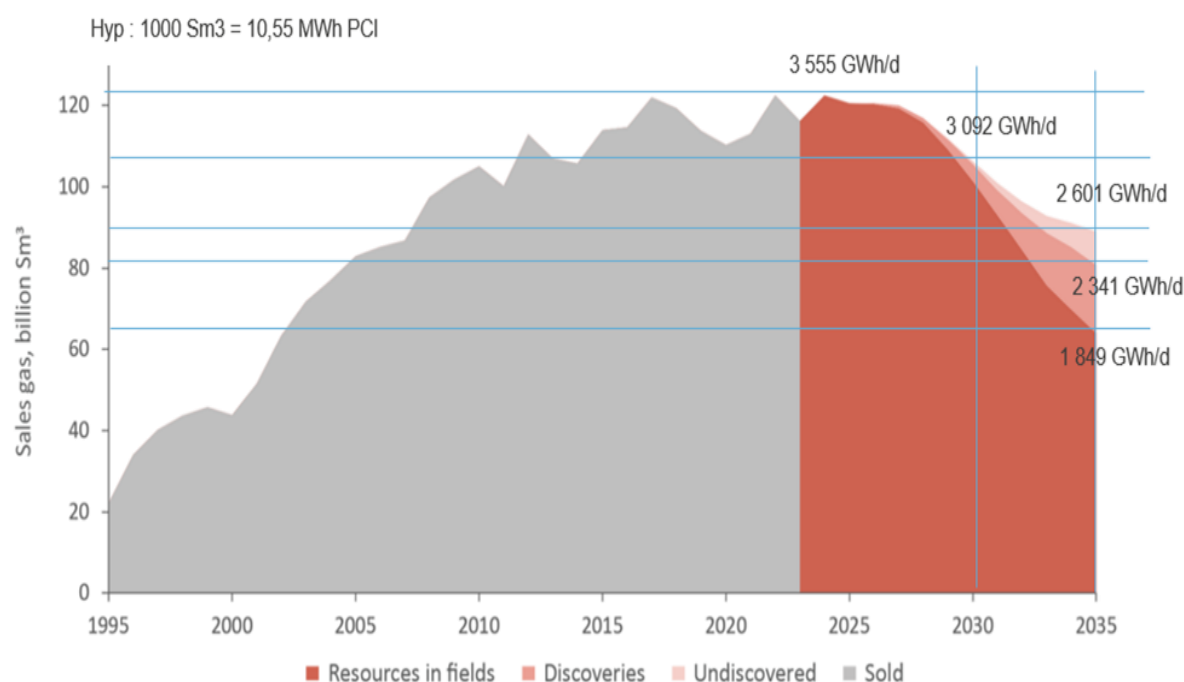


Figure 3 : perspectives de production gaz naturel en Norvège

- L'approvisionnement par gazoduc en provenance de la Russie devrait continuer de diminuer pour s'éteindre définitivement – aujourd'hui l'approvisionnement de gaz russe de l'Europe par canalisation s'effectue uniquement via Turkstream et la Turquie.
- Selon l'AIE, ACER<sup>3</sup> et Bloomberg, le potentiel de **GNL mondial** serait quant à lui augmenté du fait de l'augmentation des capacités de liquéfaction qui sont en cours de réalisation et qui pourrait satisfaire les besoins européens au-delà des capacités de regazéification actuelles et prévues. **Les Figure 4 graphiques 4 et 5 ci-dessous montre que l'AIE, Bloomberg et ACER anticipent un marché GNL légèrement tendu jusqu'en 2026, puis qui se détend avec la mise en service de nouveaux projets GNL :**
  - La crise énergétique de 2022 a changé la scène énergétique mondiale, avec des volumes d'import de GNL plus importants en Europe et une croissance considérable de la demande asiatique absorbant le surplus de GNL sur le marché mondial ;
  - Un marché GNL tendu signifie des prix de marché élevés, obligeant les pays consommateurs sensibles à ces évolutions à changer d'énergie quand ils sont en mesure de le faire (augmenter les soutirages, switcher vers le pétrole ou le charbon).

<sup>3</sup> Analysis of the European LNG market developments | [www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)

- Face à cette situation, les pays exportateurs ont lancé plusieurs projets d'augmentation de leurs capacités d'exportation (trains de liquéfaction) qui devraient rentrer en service dans les années à venir.

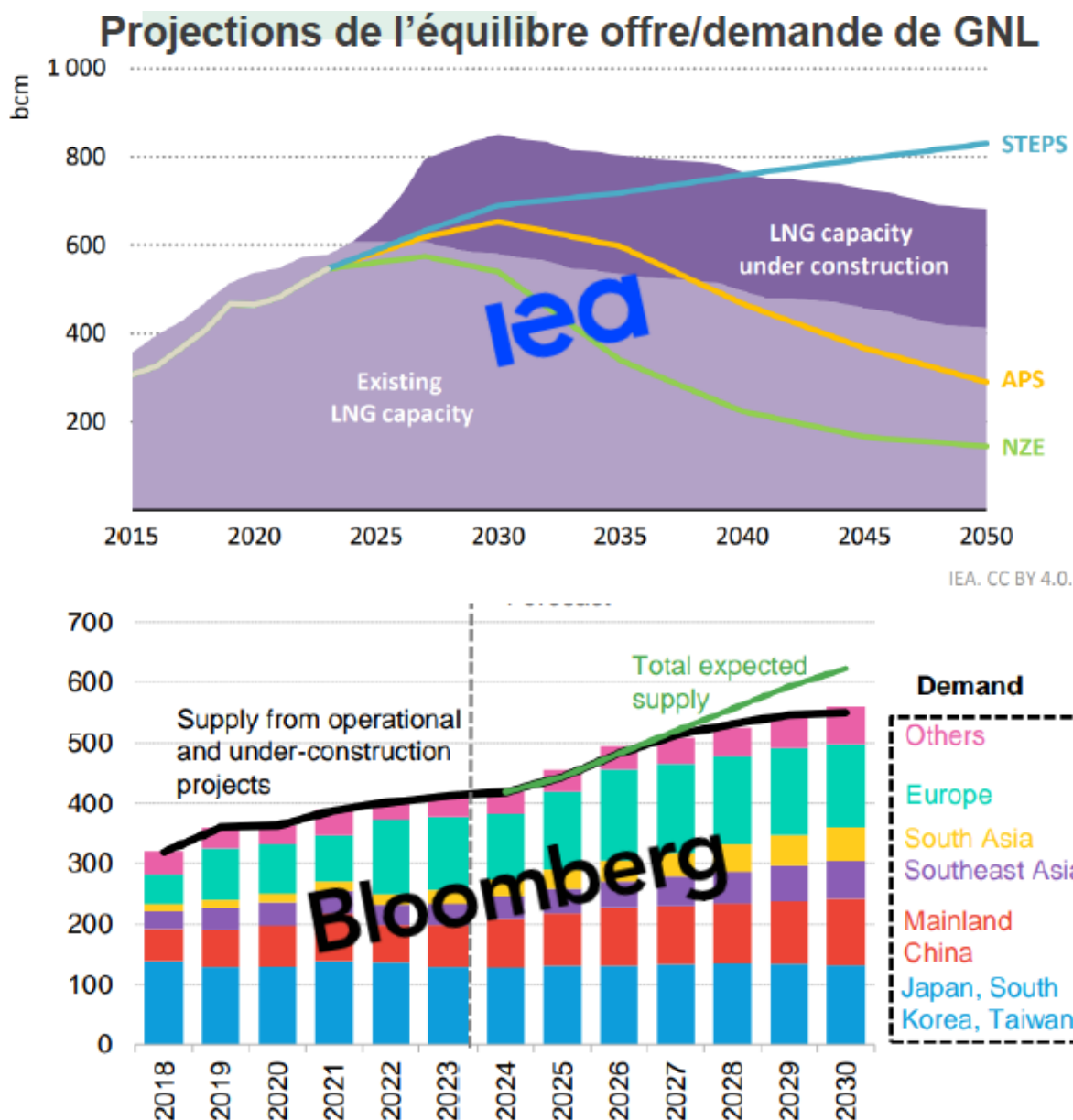
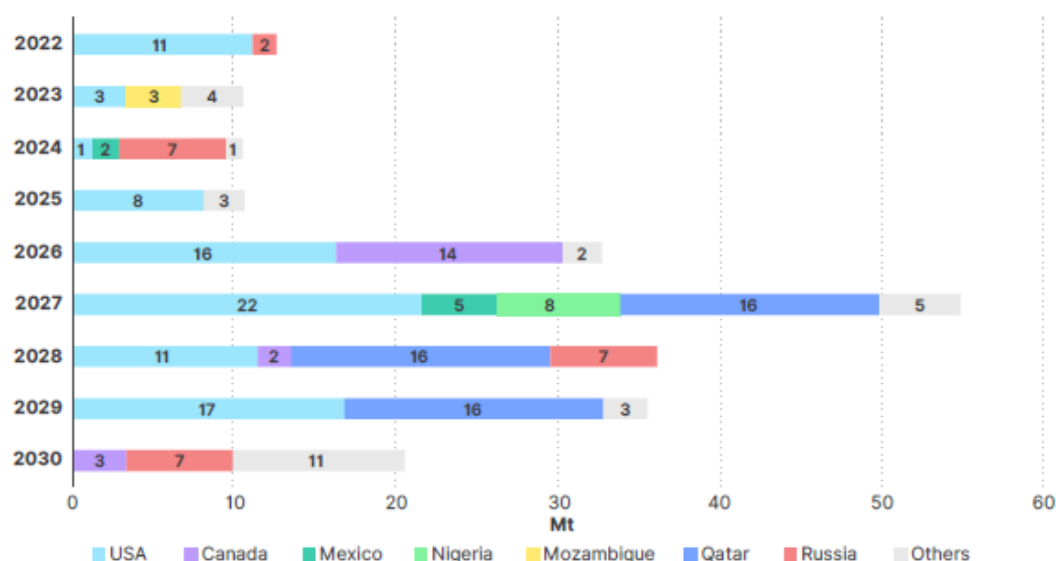


Figure 4 : perspectives d'évolutions des capacités de liquéfaction mondiales selon Bloomberg et l'AIE





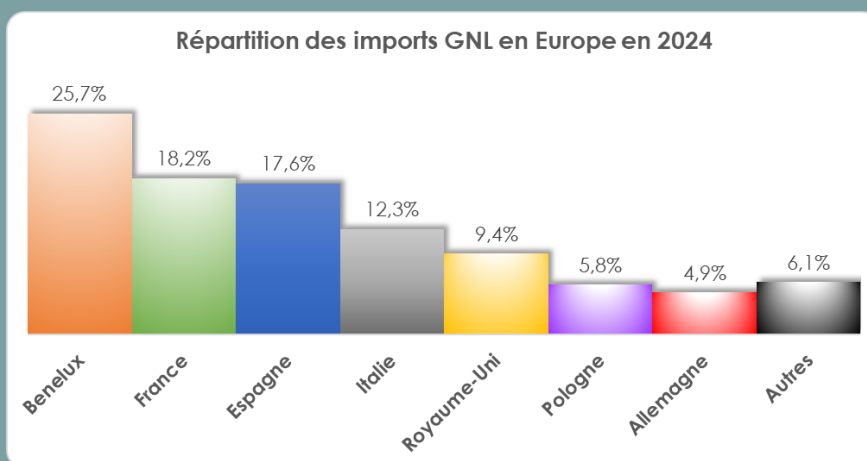
Source: ACER estimations based on data from S&P Global.

Figure 5 : Nouvelles capacités de liquéfaction en développement (Mt) - 2022 – 2030 selon ACER

## Questions

1. Partagez-vous cette vision des pays fournisseurs de l'Europe à l'horizon 2035 et leurs potentiels de production ? Si non, quelle est votre vision ? Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées ?
2. Partagez-vous cette vision des niveaux d'exportation de gaz vers l'Europe d'ici 2035 ? Si non, quelle est votre vision ? Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées ?
3. Dans les modélisations à venir, doit-on prioriser les différentes sources d'approvisionnement possibles entre elles (approvisionnements par pipe vs GNL) ?
4. Concernant la répartition des exportations de gaz norvégien en 2035, la capacité de production étant inférieure aux capacités d'import, quel facteur principal, selon vous, déterminera l'allocation des volumes entre les différentes zones de livraison (Allemagne, France, Benelux, Pologne, Royaume Uni) ? En particulier, compte tenu de la baisse de production, est-ce qu'un scénario sans gaz norvégien en France en hiver est à étudier ?
5. Vous semblerait-il pertinent d'envisager un retour du gaz russe par gazoducs dans le futur ? Le cas échéant, quels seraient les volumes de gaz russe livrés par gazoduc vers l'Europe et via quelles infrastructures ? Sur quelles temporalités (pendant quelques mois, durablement... ?) Les infrastructures de transport de méthane en France devraient-elles être en capacité d'accueillir un tel scénario de flux ?
6. Quels sont les principaux défis et opportunités pour l'Algérie en tant que fournisseur de gaz pour l'Europe (investissements, stabilité, demande intérieure algérienne) ? Quelles sensibilités pensez-vous pertinentes d'étudier ?
7. Quel facteur principal permettra d'identifier en 2035 la répartition entre l'Espagne et l'Italie des exportations du gaz Algérien en Europe ?
8. Voyez-vous une augmentation significative des flux via le Trans Adriatic Pipeline (TAP) d'ici 2035 ? Si oui, de quels volumes additionnels pourrait-on disposer ?
9. Doit-on considérer d'éventuelles restrictions de la Commission Européenne concernant le GNL russe en plus de l'interdiction du transbordement (mars 2025) ?

10. Pour l'année 2035, comment estimez-vous la répartition des importations annuelles de GNL (en TWh/an) pour les principaux pays/zones importateurs en Europe ? (On rappelle ci-dessous la répartition des volumes 2024)



11. Partagez-vous l'analyse de l'AIE anticipant une détente du marché mondial du GNL à horizon 2030 (cf. graphe page précédente) ?
12. Les stockages en Europe représentent actuellement plus de 30% de l'approvisionnement en gaz en Europe en hiver et davantage en pointe. Compte-tenu du développement des énergies intermittentes mais aussi de la baisse de consommation de méthane, comment considérez-vous que le rôle des stockages de gaz soit amené à évoluer ?
13. Pensez-vous que les stockages de l'Ouest de l'Europe continueront à être sollicités de manière prioritaire par rapport à ceux de l'Est, comme observé ces derniers hivers ?

## 2.2. Scénario de consommation et de production

Un schéma d'approvisionnement prospectif doit notamment être fondé sur des hypothèses et des scénarios de consommation et de production. Ces scénarios doivent être établis en tenant compte de la tendance baissière de la consommation de méthane tout en restant prudent sur les éléments dimensionnants et doivent ainsi intégrer une forte consommation pendant la période hivernale et une pointe de consommation déterminée en fonction des types de consommation et d'éventuelles conditions météorologiques exceptionnelles. Selon l'article R121-8 du Code de l'Energie, « l'opérateur de réseau de transport doit être en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz même dans les situations suivantes :

- 1° Hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- 2° Température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans. »

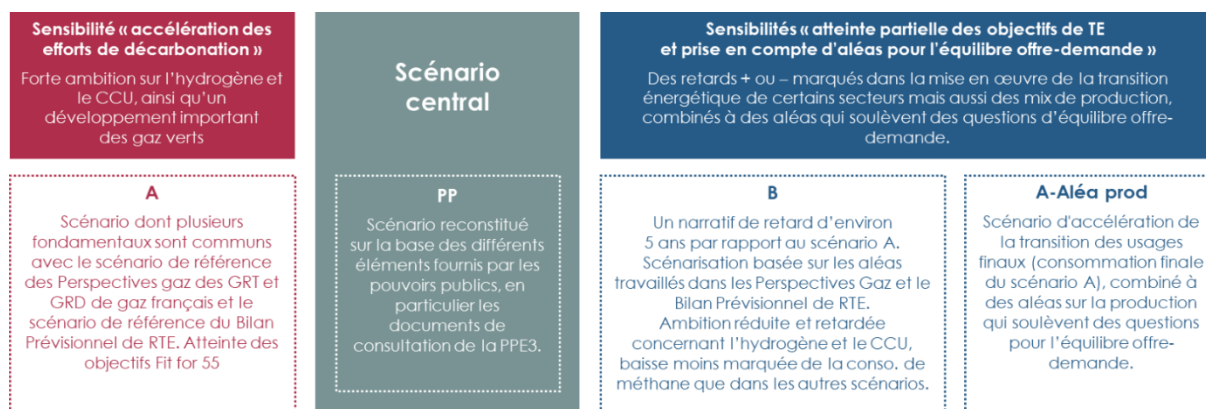
Concernant la production, les scénarios retenus doivent prendre en considération les différentes hypothèses à disposition notamment les perspectives de déploiement des moyens de production aussi bien en France que dans le reste de l'Europe.



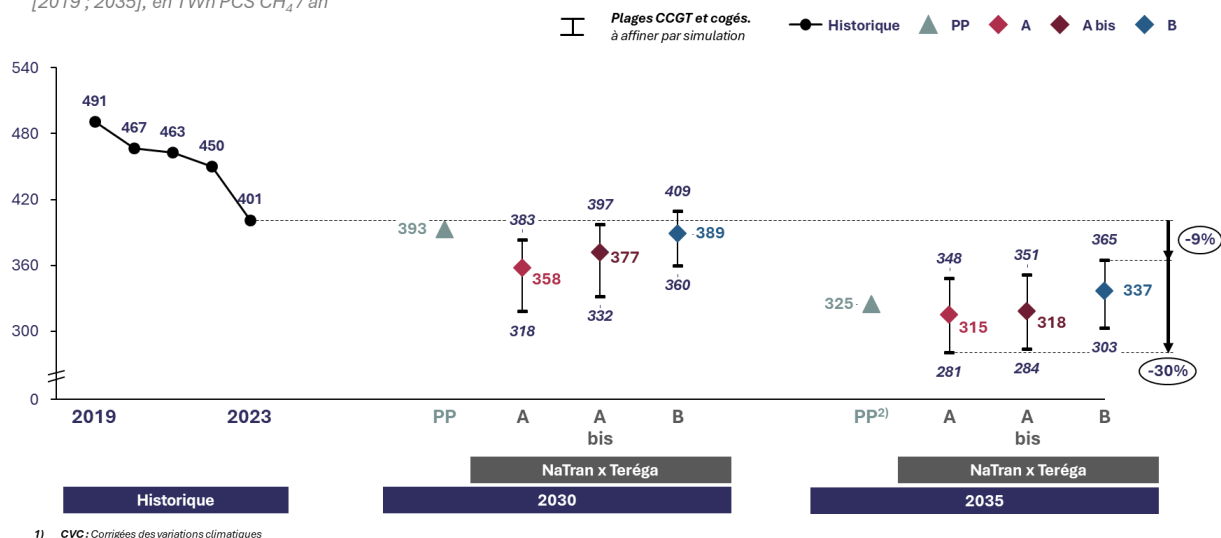
Ces scénarios de consommation et de production consolidés et régionalisés feront l'objet de simulations de l'équilibre offre-demande horaire ainsi que des flux résultants dans les infrastructures afin d'alimenter plusieurs exercices dont les plans de développement H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> et le Plan Décennal de Développement (PDD) 2025.

Pour rappel, **4 scénarios ont été présentés lors du webinaire du 4 avril** :

- Un **scénario dit « des pouvoirs publics » (PP)**, constitué des différents éléments fournis par les pouvoirs publics à date, en particulier les documents de consultation de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie - PPE-3 ;
- Un **scénario A** présentant une sensibilité d'accélération des efforts de décarbonation avec une forte ambition sur l'hydrogène et la valorisation du CO<sub>2</sub> (CCU) couplée à une baisse marquée du méthane (complété par une variante au niveau de l'activité industrielle (A bis) ;
- Un **scénario B** basé sur un retard d'environ 5 ans par rapport au scénario A, affichant une ambition réduite et retardée concernant l'hydrogène et le CCU, ainsi qu'une baisse moins marquée du méthane que dans les autres scénarios ;
- Enfin, un **scénario A- Aléa Prod** combinant une transition des usages finaux conforme aux narratifs d'accélération (scénario A) à une évolution du mix de production retardée, dont la partie électrique est issue des scénarios du *Bilan Prévisionnel* de RTE.



CONSUMMATION DE MÉTHANE TOTALE EN FRANCE (CONSUMMATION FINALE ET SECONDAIRE, ÉNERGÉTIQUE OU NON, CVC<sup>1)</sup>)  
[2019 ; 2035], en TWh PCS CH<sub>4</sub> / an



Nous proposons de retenir les scénarios PP, B et A-Aléa-Prod afin de concentrer les analyses sur le scénario des pouvoirs publics et sur des scénarios majorants, construits pour des analyses de sécurité d'approvisionnement.

Pour mémoire, les calculs sont réalisés à l'horizon 2035. Pour la France, nous proposons donc de retenir les valeurs de consommations annuelles totales corrigées des variations climatiques suivantes : 325 TWh PCS pour le scénario PP, 365 TWh PCS pour le scénario B et 348 TWh pour le scénario A-Aléa-Prod. Pour rappel, ces valeurs contiennent une estimation de la plage de sollicitation des centrales à gaz et cogénérations assez large, à affiner par simulation. Dans le cadre de cet exercice de sécurité d'approvisionnement, nous proposons cependant de tester la borne haute de cette plage. Pour les autres pays européens, afin de s'aligner sur le narratif de retard de 5 ans du scénario B évoqué ci-dessus, les consommations des autres pays européens sont supposées égales à la demande du scénario NT 2030 du TYNDP2024<sup>(4)</sup>.

Concernant la production de biométhane, les niveaux retenus en 2030 sont compris entre 36 TWh pour le scénario B et Aléa-Prod et 44 TWh pour le scénario PP. Ils atteignent 79TWh PCS en 2035 dans le scénario PP et 60TWh PCS en 2035 dans le scénario B et Aléa-Prod. Pour les autres pays européens, les données de production sont issues des scénarios NT 2030 et NT 2040 du TYNDP2024 (moyenne des deux valeurs pour l'année 2035).

Les données européennes sont détaillées en annexe.

<sup>4</sup> NT : National Trends

# PRODUCTION TOTALE DE MÉTHANE RENOUVELABLE ET BAS-CARBONE EN FRANCE

[2019-2035], TWh PCS CH<sub>4</sub> / an

Méthanisation

Filières innovantes

Filières innovantes : Pyrogazéification, Gazéification Hydrothermale et Power To Méthane

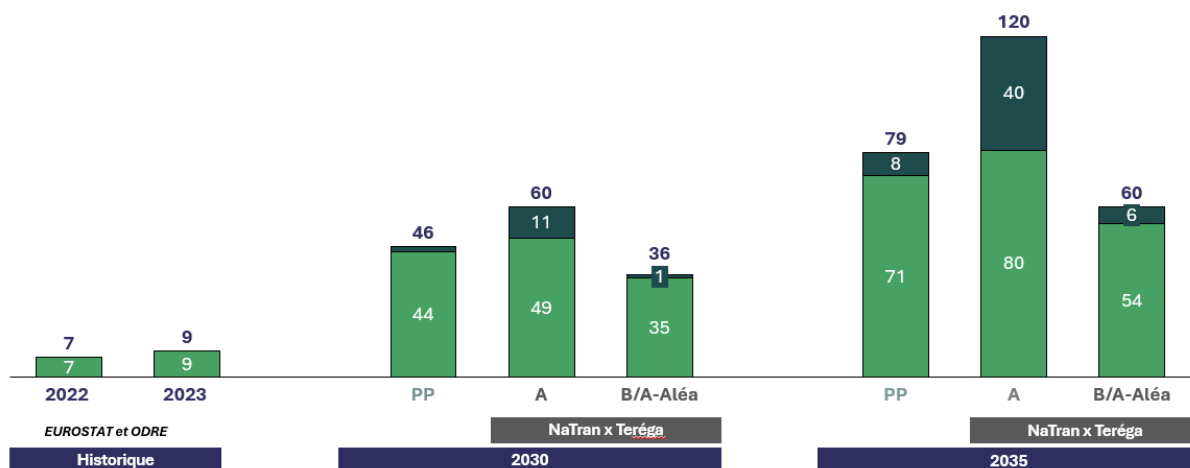


Figure 6 : Scénarios de consommations totale de méthane en France TWh PCS CH<sub>4</sub>/an pour 2030 et 2035

## Questions

1. Selon vous, le scénario B vous paraît-il suffisamment élevé afin de tester les risques en matière de sécurité d'approvisionnement ? Si non, quelle sensibilité à la hausse vous paraît-elle pertinente de rajouter ?
2. Selon vous, le scénario NT du TYNDP 24 retenu pour les pays européens modélisés vous paraît-il pertinent ? Si non quel autre scénario souhaiteriez-vous voir simulé ?
3. Selon vous, les niveaux de biométhane retenus pour nos simulations vous paraissent-ils pertinents ? Si non, quel niveau souhaitez-vous voir retenu ?
4. Les scénarios de consommation permettant de tester la résilience de l'infrastructure européenne et française doivent-ils être prudents à court terme (conservateurs) ou prévoir une forte baisse de la consommation à venir ?
5. Vous paraît-il nécessaire de tester des historiques climatiques, ou ne faut-il tester que des scénarios climatiques projetés ?
6. La production d'électricité via des CCGT peut être un des facteurs de consommation important et se concentre généralement sur des périodes courtes. Quels scénarios de production doivent être testés dans nos scénarios ? Les plages proposées vous paraissent-elles pertinentes ? Est-ce que la sollicitation de l'ensemble des capacités installées à un moment de pointe ou Dunkelflaute vous paraît une hypothèse pertinente ?
7. La production de biométhane est amenée à jouer un rôle de plus en plus important dans le schéma d'approvisionnement de l'Europe et de la France. Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées ?

## Précisions sur la disponibilité de l'injection de biométhane par températures froides

Les équipes de NaTran ont mené une analyse technique et statistique de la disponibilité de l'injection de biométhane lors des pointes de froid.

Cette analyse s'appuie sur une analyse statistique des données relatives à l'injection de biométhane sur le réseau de transport, qui comprennent à la fois le méthaniseur, l'épuration, le compresseur et le poste d'injection. Ces analyses ont été complétées par des entretiens auprès d'acteurs de la filière fournissant les systèmes de production de biométhane raccordés aux réseaux de distribution et transport (fabricants de méthaniseurs et des systèmes d'épuration et de compression).

Les analyses statistiques des volumes de biométhane injectés à partir des postes d'injection des années 2020 à 2023 ont montré que les aléas de production et les défaillances ne sont pas corrélées aux périodes hivernales.

Sur 66 projets analysés sur les années 2022 et 2023, 47 projets ont des variabilités de volumes injectés plus faibles en hiver qu'au cours du reste de l'année.

Cela peut s'expliquer par le fait que les différents systèmes constituant la production et l'injection de biométhane sont plus sensibles aux fortes chaleurs qu'aux basses températures, et que les producteurs réalisent leur maintenance en été plutôt qu'en hiver.

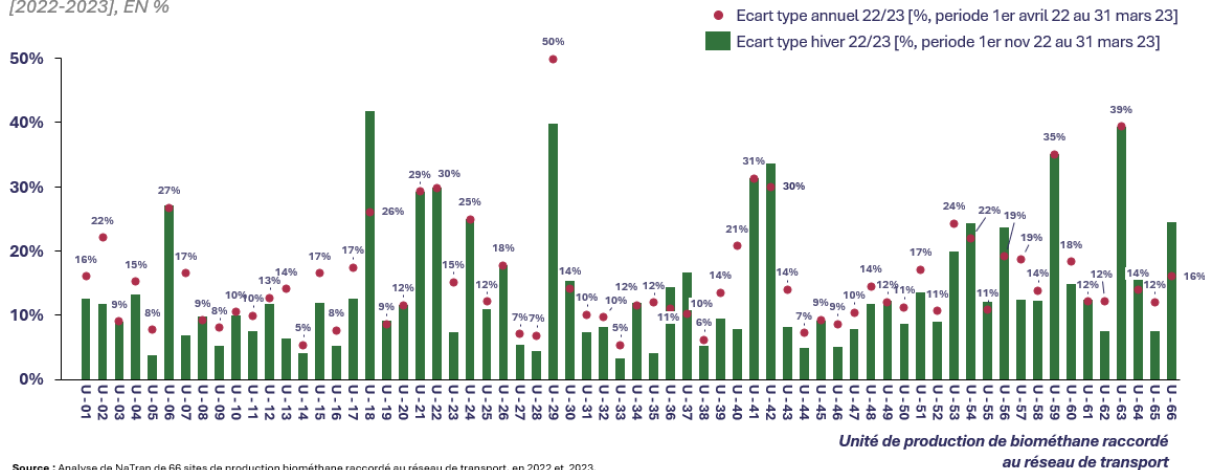
Les problématiques auxquelles sont exposés les systèmes de production et d'injection de biométhane lors de fortes chaleurs sont à ce titre et par exemple des risques de pannes de postes d'injection plus importants et le besoin de refroidissement des toits des méthaniseurs pour maintenir l'environnement des bactéries méthanogènes en dessous d'une certaine température.

En termes techniques, ces analyses ont été menées sur les années 2022 et 2023 sur 66 sites de production de biométhane raccordé au réseau de transport. Les analyses comparent les écarts types journaliers relatifs aux volumes injectés entre une période annuelle gazier [01/04/2022 ; 31/03/2023] et une période d'hiver gazier de [01/11/2022 ; 31/03/2023].

Ces écarts-types reflètent les écarts d'injection constatés en journée par rapport à la moyenne journalière. Plus ces écarts-types sont élevés, plus la variabilité de l'injection au cours d'une journée est importante, reflétant ainsi des variations de production et/ou d'injection (pannes, baisses de production, maintenances, etc...). Des écarts-types moins élevés en hiver signifient donc que les variabilités de production et/ou d'injection ne sont pas plus fréquents par temps froid que le reste de l'année.

# COMPARAISON DES ÉCART-TYPES JOURNALIERS DES VOLUMES INJECTÉS PAR LES SITES DE PRODUCTION BIOMÉTHANE RACCORDÉS AU RÉSEAU DE TRANSPORT ENTRE UNE PÉRIODE ANNUELLE ET L'HIVER GAZIER

[2022-2023], EN %



Source : Analyse de NaTran de 66 sites de production biométhane raccordé au réseau de transport, en 2022 et 2023.

Figure 7 : Comparaison entre les écart-types journaliers des volumes injectés par les projets biométhane raccordés au réseau de transport entre une période annuelle et l'hiver gazier

De plus, une analyse spécifique a été menée sur 13 projets de production de biométhane de la région Grand Est injectant dans le réseau de transport de méthane. Cette analyse a été menée sur les données de septembre 2022 à mars 2024. **Cette analyse confirme l'absence d'impact des températures froides sur le niveau de production moyen.**

L'analyse confirme également que **le foisonnement des sites de production de biométhane lisse la variabilité de la production par site et permet « d'amortir » les défaillances pouvant advenir sur certains méthaniseurs.**

A ce titre, **l'analyse montre que le foisonnement a permis « d'amortir » le cas de défaillance importante d'un site de production de biométhane observé sur la période.** En effet, un des producteurs a connu une défaillance conséquente à partir de mars 2023. Il n'a pas pu injecter pendant plusieurs mois, raison pour laquelle la production globale a chuté et qu'elle est plus faible à l'hiver 24 que 23. Toutefois du fait du foisonnement, la production globale a diminué relativement peu. Ce bénéfice lié au foisonnement dépend évidemment du nombre de producteurs présents sur le réseau.

Le débit moyen journalier d'injection de biométhane dans le réseau de transport des méthaniseurs étudiés (en Nm<sup>3</sup>/h) est présenté ci-dessous, par jour, de 09/2022 à 03/2024, et mis en parallèle de l'évolution de la température extérieure dans l'année (°C). Ce graphique montre que le débit d'injection de biométhane de l'année 2023-2024 ne diminue pas particulièrement pendant l'hiver 2024 par rapport au reste de l'année, de même pour le débit d'injection de l'année 2022-2023 et l'hiver 2023. Comme évoqué précédemment, la production de l'hiver 2024 est plus faible qu'en hiver 2023 en raison de la défaillance d'un des producteurs. Par ailleurs, un graphique similaire est présenté en annexe à la maille mensuelle.

## L'étude du débit d'injection de biométhane de 13 méthaniseurs en région Grand Est en 2022-2024 montre que la production de biométhane n'est pas affectée par les températures froides

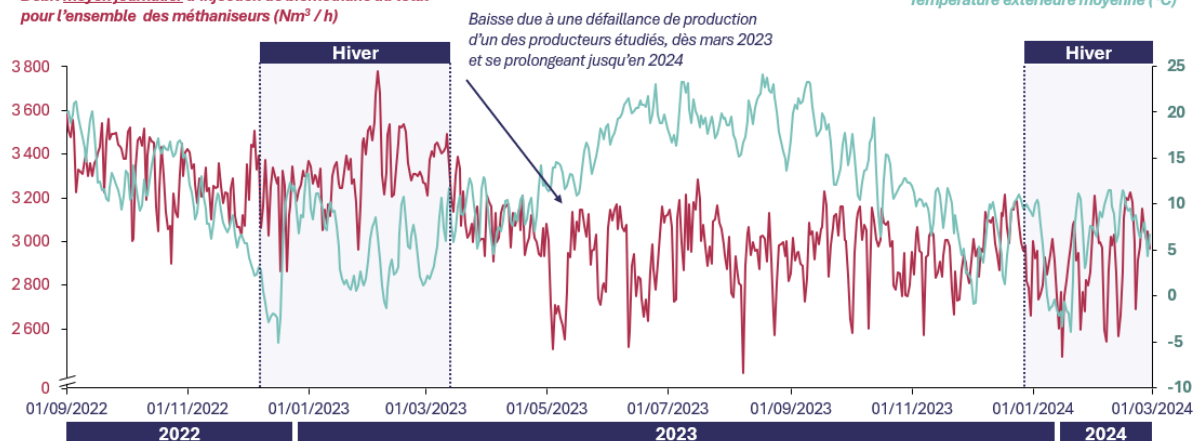
DÉBIT MOYEN JOURNALIER D'INJECTION DE BIOMÉTHANE DES MÉTHANISERS ET TEMPÉRATURE EXTÉRIEURE, POUR CHAQUE JOUR, DU 01/09/2022 AU 01/03/2024

[2022-2024], Nm<sup>3</sup> / heure et °C

— Débit moyen journalier d'injection de biométhane produit pour l'ensemble des méthaniseurs (Nm<sup>3</sup> / h)  
— Température extérieure moyenne (°C)

Débit moyen journalier d'injection de biométhane au total pour l'ensemble des méthaniseurs (Nm<sup>3</sup> / h)

Température extérieure moyenne (°C)



Source : Analyse de NaTran de 13 méthaniseurs injecté sur le réseau de transport de méthane en Région Grand Est, en 2022, 2023 et 2024

Par ailleurs, **des entretiens avec des acteurs de la filière ont permis de récolter le niveau de risque de défaillance des équipements estimé par ces acteurs** sur la chaîne de production de biométhane. Les tableaux en annexe détaillent les éléments récoltés sur les différents éléments de cette chaîne de production.

A ce titre, il est à noter que **le fonctionnement des unités de méthanisation et d'épuration est souvent garanti pour des températures atteignant -10°C voire -20°C, et ne dépassant pas 40°C** pour les températures élevées. En dehors de cette plage de températures, les installations subissent une baisse de débit mais pas d'arrêt des installations.

**Les échanges ont permis de conclure que le risque de défaillance du fait de pointes de froid est très faible.** Il s'agit plutôt de baisses de rendement, qui peuvent être compensées par les producteurs par une augmentation du volume d'intrants.

La synthèse des retours des acteurs de la filière biométhane sur le risque de défaillance des équipements de production et d'injection de biométhane en cas de températures froides est proposée ci-dessous.

Les équipements évoqués sont :

- **Méthaniseurs :**
  - o Stockage des intrants
  - o Incorporation des intrants (pompes et broyeurs)
  - o Digesteurs (dont circuits de chauffage et échangeurs)
  - o Canalisations en aval (dont pots de purge)
  - o Alimentation électrique
- **Epureurs**
- **Compresseurs**
- **Autres équipements en aval**



### Synthèse des retours concernant les méthaniseurs et les températures froides

Le **stockage des intrants** ne semble pas causer de limitation de l'alimentation du méthaniseur en cas de pointe de froid. En effet, les **intrants solides** sont soit stockés sous abri, soit en « tas » au sein de centres d'entassement d'intrants, eux-mêmes protégés du froid. Les **intrants liquides** sont quant à eux stockés dans des fosses chauffées, donc protégées du froid.

La **chaîne d'incorporation des intrants** semble **légèrement plus vulnérable aux pointes de froid**. En effet, les **pompes et broyeurs** ne sont par défaut pas calorifugés, du fait des maintenances fréquentes. Des purges permettent cependant de limiter la stagnation de liquides dans les parties exposées au froid. Par ailleurs, la production de biogaz connaît une certaine inertie même en l'absence d'incorporation d'intrants. La baisse de rendement n'intervient à ce titre qu'après 24h.

Les **digesteurs** ne semblent **pas vulnérables aux pointes de froid**. En effet, ceux-ci n'impliquent que des baisses de rendement (estimées à 2-3%) du fait de l'augmentation de la consommation des chaudières nécessaires pour maintenir les bactéries méthanogènes à la bonne température. Par ailleurs, les **circuits de chauffage** et les **échangeurs** sont alimentés avec de l'éthylène glycol pour éviter la prise en gel.

Les **canalisations en aval** de la production semblent **légèrement plus vulnérables**. En effet, elles ne sont pas calorifugées. A ce titre, les pots de purge peuvent risquer la prise en gel, ce qui peut générer des dysfonctionnements, mais pas l'arrêt de la production. Néanmoins, le risque de condensation du biogaz est faible puisqu'il circule à une température d'environ 35°C, ce qui limite le risque de prise en gel des pots de purge.

**La vulnérabilité la plus importante identifiée par les parties interrogées est celle liée au risque de délestage électrique.** En cas de panne de courant, le retour au débit nominal d'un producteur de biométhane peut prendre une heure au retour de l'alimentation électrique. Cependant, le risque que tous les producteurs soient délestés en même temps est faible.

**Les acteurs interrogés notent de plus que les bonnes pratiques sont connues et très souvent implémentées par les opérateurs d'unités de production**, bien en amont des épisodes de grand froid. Les retours d'expérience en Allemagne, Danemark et Suède, aux conditions climatiques moins favorables confirment ces analyses.

### Synthèse des retours concernant les épureurs, les compresseurs et les températures froides

**Les épureurs sont jugés légèrement plus exposés au risque de pointe de froid que les méthaniseurs** par les parties prenantes interrogées.

Le processus d'épuration est lui aussi garanti sur des plages de températures larges allant globalement de -10 à 30°C pour les plus restrictives.

**Le risque de gel des équipements d'épuration est jugé très faible.** En effet, les équipements d'épuration dégagent de la chaleur (récupérée) et sont installés en conteneur, et les canalisations sont calorifugées, permettant ainsi d'éviter la formation d'eau sous forme liquide. De plus, des purges sont recommandées par les parties interrogées.

La protection de **l'étape de compression** en cas de pointe de froid (*risque de formation de glace à partir de -15°C*) est gérée par asservissement du débit d'air à la température extérieure.

Les **équipements en aval** de la production sont garantis pour un fonctionnement allant jusqu'à -20°C.

De manière générale, les parties prenantes ont remonté l'absence de dysfonctionnements lors de périodes de froid traversées par leurs équipements par le passé.

1. Partagez-vous ces analyses ? Disposez-vous d'analyses complémentaires ?
2. Disposez-vous d'analyses permettant de prendre en compte l'impact d'aléas climatiques liés au réchauffement climatique sur les biomasses agricoles (CIVE, résidus de cultures, Herbes) et déchets verts & fauches ?

### 3.1. Capacité des infrastructures

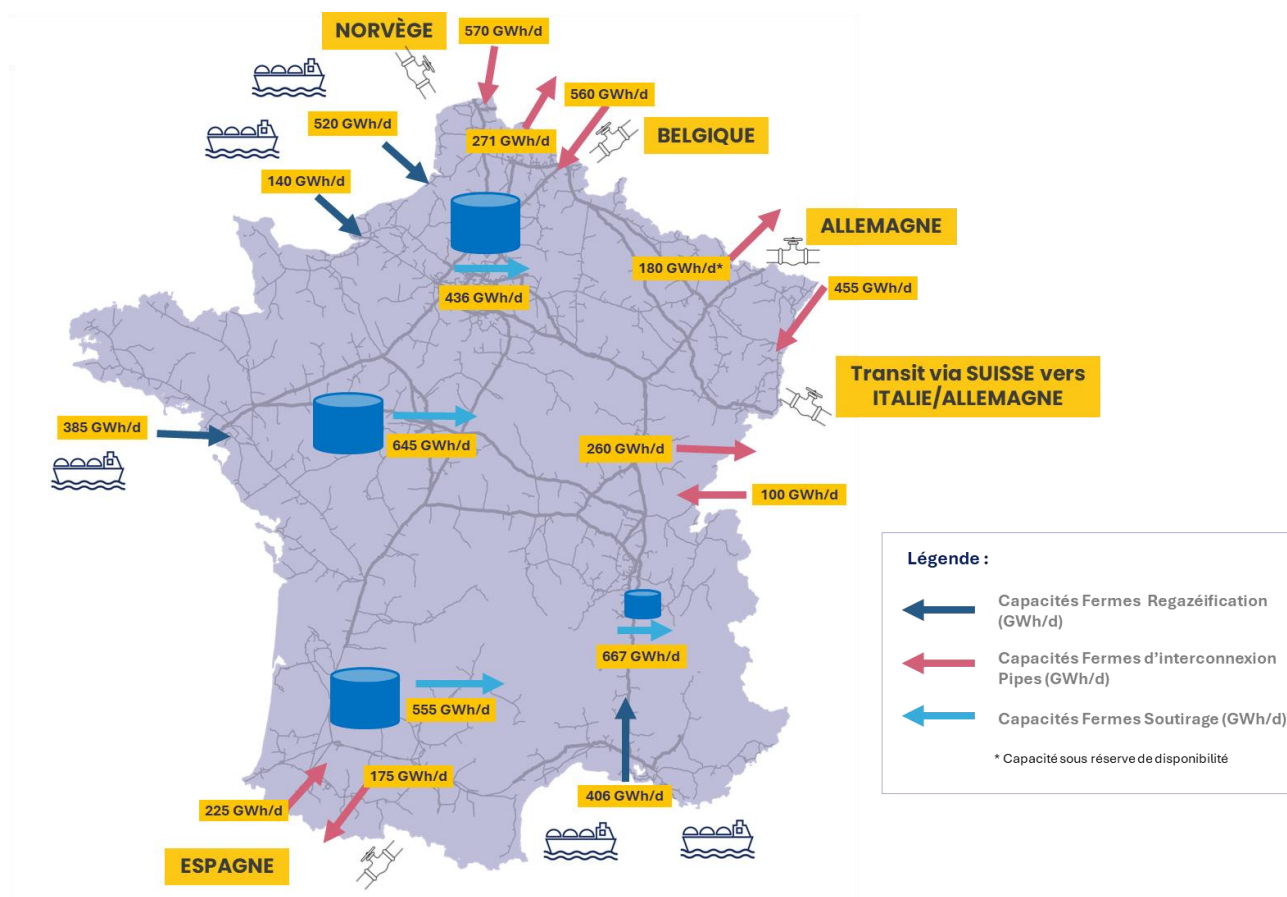


Figure 8 : Capacités France TYNDP2024

- **Interconnexions entre pays européens**

Les interconnexions entre pays européens permettent de faire transiter du gaz d'un pays à un autre tout en tenant compte des offres disponibles sur le marché. Les capacités fermes sont publiques et permettent de prendre en considération les offres des différents transporteurs. Ces interconnexions entre pays peuvent subir des maintenances qui les mettent totalement ou partiellement à l'arrêt sur des périodes annoncées à l'avance par les transporteurs concernés.

- **Terminaux - capacités de regazéification**

Les capacités de regazéification correspondent aux offres disponibles pour chaque terminal et sont communiquées par les exploitants des terminaux. Ce sont des capacités fermes qui peuvent être augmentées sur des périodes courtes pour répondre à des contraintes de consommation de pointe. Les terminaux devant subir de actes de maintenance, ces capacités ne sont néanmoins pas disponibles 100% de l'année. Cette disponibilité peut aussi subir des variations dues à des événements extérieurs retardant l'arrivée des bateaux dans les terminaux.

- **Stockages - volume utile, capacités de soutirage et d'injection**

Les divers types de stockage de gaz déterminent les volumes utiles comme étant la capacité maximale (TWh) de stockage possible. Les capacités de soutirage et d'injection sont définies par les stockeurs et subissent des variations en fonction du niveau de gaz stocké. Plus le volume est important dans le stockage et plus la capacité d'injection va diminuer : c'est l'inverse pour la capacité de soutirage.

Nous proposons de considérer que les capacités actuelles de la France seront conservées à l'horizon 2035. Pour le reste de l'Europe nous proposons de prendre en compte les capacités remontées par les pays à l'ENTSOG (collectées tous les 2 ans dans le cadre du TYNDP). Celles-ci ne tiennent actuellement pas systématiquement compte de l'impact des projets de conversion à l'H<sub>2</sub> ou au CO<sub>2</sub>.

## Questions

1. Certains pays déclarent aujourd'hui qu'une partie de leur infrastructure de transport existante sera convertie pour le transport d'hydrogène ou de CO<sub>2</sub>. Devons-nous les prendre en compte même si elles n'ont pas été remontées à l'ENTSOG ?
2. Quel niveau de capacité aux interconnexions devrait être conservé pour un bon fonctionnement du marché (fluidité, convergence des prix...) ?
3. Les capacités de regazéification ont été largement augmentées en Europe avec la mise en œuvre de FSRU notamment en Allemagne. Certains d'entre eux seront remplacés à terme par des terminaux onshore. Devons-nous considérer l'ensemble des FSRU comme faisant partie du spectre des terminaux ou devons réduire leur nombre et donc les capacités de regazéification associées ?
4. En France, les stockages d'hydrogène en cavités à l'horizon 2035 seront de nouveaux stockages salins (pas de conversion CH<sub>4</sub> vers H<sub>2</sub> à cet horizon, reconversion de cavités en saumure). En Europe cependant, des stockages (salins en priorité) sont susceptibles d'être convertis pour le stockage d'hydrogène. Devons-nous anticiper

des conversions de stockages actuellement au CH<sub>4</sub> à venir dans nos analyses ? Avez-vous des données quantitatives à partager ?

5. Le seuil obligatoire européen de 90% de remplissage des stockages en fin de période d'injection devrait être assoupli. Quelles sensibilités sur ce seuil pensez-vous utile d'analyser ?
6. Plusieurs pays européens ont défini une partie de leur stockage comme étant stratégique. Des analyses de sensibilité à ce sujet pour la France ou d'autres pays vous paraissent-elles pertinentes ? Pouvez-vous fournir des analyses quantitatives à ce sujet ? Quelles seraient les règles d'activation de tels stockages ?
7. Pensez-vous qu'il y ait un intérêt pour le marché à mettre en place une capacité structurelle de la France vers l'Allemagne ?
8. Dans quelle mesure les contrats à long terme pourraient-ils recommencer à structurer les approvisionnements par rapport aux ventes sur les hubs ?

### 3.2. Cas de rupture d'approvisionnement

L'Europe définit précisément les conditions dans lesquelles les infrastructures doivent être testées pour répondre aux questions de sécurité d'approvisionnement dans le Règlement (EU) 2017/1938 modifié par le règlement (EU) 2024/1789.

La France via le code de l'énergie article R121-8<sup>5</sup> définit précisément les conditions d'études auxquelles doivent se soumettre les transporteurs de gaz. Aussi, l'opérateur de réseau de transport doit être en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz même dans les situations suivantes :

- Hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les 50 ans (2%)
- Température extrêmement basse pendant une période de 3 jours au maximum telle qu'il s'en produit une tous les 50 ans

En 2024, l'ENTSOG a été sollicitée par la Commission européenne pour redéfinir les hypothèses et méthodologies, en collaboration avec le Gas Coordination Group, pour la réalisation de simulations dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement (rapport tous les 4 ans). La méthode considère de nouveaux cas de disruption par rapport à ceux définis précédemment. En fonction du type d'infrastructure concerné (onshore, offshore), la durée de l'interruption concernée est plus ou moins longue (de 2 semaines à 6 mois).

Lors du TYNDP, et notamment le TYNDP2024, l'ENTSOG intègre les cas de rupture d'approvisionnement dits "SLID" (Single Largest Infrastructure Disruption) où la plus grande infrastructure d'interconnexion (PIR) est considérée indisponible et ceci avec un scénario de consommation pointe 2%.

D'autres indicateurs sont mis en œuvre au niveau européen pour évaluer les infrastructures autrement que par le seul prisme de la sécurité d'approvisionnement. Ces indicateurs de marché, permettent d'évaluer l'aptitude d'une infrastructure :

<sup>5</sup> [Article R121-8 - Code de l'énergie - Légifrance](#)

- A définir le niveau de flexibilité qu'elle offre et ainsi répondre à des sollicitations non définies dans les différents scénarios de demande
- A diversifier les sources d'approvisionnement (Norvège, Algérie, GNL,...) et ainsi réduire la dépendance énergétique à un nombre limité de possibilités d'approvisionnement

Ces indicateurs mêlés à ceux de la sécurité d'approvisionnement établissent des perspectives d'évolution des infrastructures et contribuent ainsi à leur qualification et évaluation.

Risk Group	#	Disruption scenario	Disruption location / duration
North Sea	1	Disruption of the largest offshore infrastructure to continental EU (Europipe 2)	offshore / 6 months
	2	Disruption of the largest onshore infrastructure from Norway (Emden station)	onshore / 2 weeks
	3	Disruption of the largest infrastructure to Denmark (Nybro area)	onshore / 2 weeks
	4	Disruption of the largest offshore infrastructure to the UK (Langeled)	offshore / 6 months
	5	Disruption of Forties pipeline system	offshore / 6 months
North African	6	Disruption of the largest offshore infrastructure to Italy (Transmed)	offshore / 6 months
	7	Disruption of the largest offshore infrastructure to Spain (Medgaz)	offshore / 6 months
	8	Disruption of all imports from Algeria, including LNG	offshore / 6 months
	9	Disruption of all imports from Libya	offshore / 6 months
South-East	10	Disruption of all imports from Turkey to Greece (TANAP + Kipi import point)	offshore / 6 months
	11	Disruption of the largest onshore infrastructure to Greece (TANAP)	onshore / 2 weeks
LNG	12	S-1 LNG. Limited availability of LNG supply	6 months

Figure 9 : cas de disruption -ENTSOG 2024<sup>6</sup>

Dans le cas du schéma d'approvisionnement de la France, il est possible de prendre en considération des pertes d'infrastructure qui impactent directement ou indirectement la France.

## Questions

1. Quels cas de rupture d'approvisionnement France et Europe pensez-vous important de prendre en compte pour tester la résilience des infrastructures ?
2. Quelles durées et périodes d'indisponibilités devons-nous prendre en considération ? Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées (sur-incident, maintenant consécutives à un incident...) ?
3. Quels indicateurs de marchés souhaiteriez-vous suivre pour évaluer la résilience de nos infrastructures ? Développement, Flexibilité, Diversification ?

<sup>6</sup> [ENTSOG EU-wide Security of Supply Report 2024.pdf](#)

### 3. Annexe

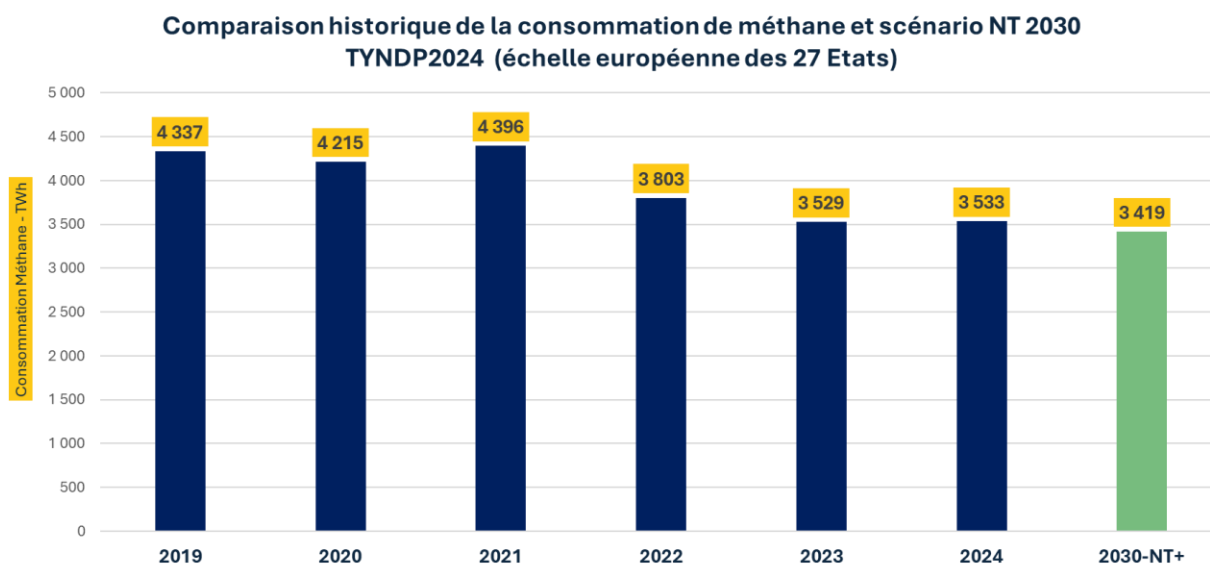
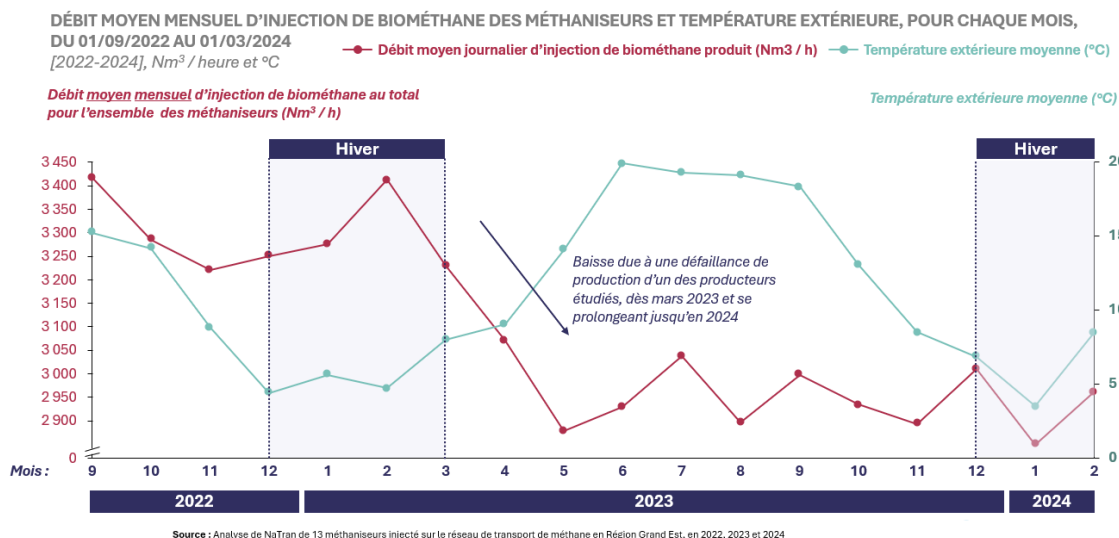


Figure 10 Evolution de la consommation totale de méthane en TWh PCS au périmètre EU27 et évolution à 2030 dans le scénario NT+ du TYNDP 2024

#### Production journalière des 13 méthaniseurs étudiés en région Grand Est en 2022, 2023 et 2024, injecté dans le réseau de transport :

Pour compléter le graphique présenté en partie 2 de la note, le graphique suivant présente le débit moyen mensuel d'injection de biométhane dans le réseau de transport, au total des 13 méthaniseurs étudiés dans la région Grand Est. La température extérieure moyenne est mise en parallèle.

#### L'étude du débit d'injection de biométhane de 13 méthaniseurs en région Grand Est en 2022-2024 montre que la production de biométhane n'est pas affectée par les températures froides





## Retours des parties prenantes consultées concernant l'injection de biométhane par pointe de froid

Tableau 1 :Parties interrogées pour l'analyse technique de la disponibilité de l'injection de biométhane par pointe de froid

Système	Société
Epuration	Verdemobil (PSA)
Epuration	Prbio (membrane et lavage à l'eau)
Epuration	Prodeval (membrane)
Epuration et méthanisation	HZ-Inova
Méthanisation	CH4 systemes
Méthanisation	Agrikomp
Méthanisation	Agrogaz

Tableau 2 Synthèse des retours des parties interrogées impliquées dans la fabrication de méthaniseurs

Système	Réponses concernant les méthaniseurs	Niveau de sécurité estimé
Stockage des intrants	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour les intrants solides, peu/pas de problème de gel (présence de sels minéraux, dégagement de chaleur), stockage des intrants parfois sous abri et très souvent sur plateforme en tas - si besoin possibilité de récupérer des intrants protégés 'au milieu du tas'</li> <li>Pour les intrants liquides (graisses etc.), stockage dans des pré-fosses chauffées pour aider au maintien en T°</li> </ul>	+++
Incorporation des intrants	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si prise en gel des pompes ou broyeur (possible car non calorifugés car maintenance fréquente), remise en route possible mais un peu longue. Les rings de pompage sont par ailleurs souvent dans les bâtiments, donc hors gel. Des méthodes sont implémentées pour éviter de laisser des liquides dans les parties exposées au froid après arrêt / fin d'incorporation</li> <li>Par ailleurs, sans incorporation, maintien de la production de biogaz car inertie, baisse du rendement à partir de 24h</li> </ul>	++
Digesteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si grand froid, maintien en T° des digesteurs par augmentation de la conso de biogaz vers chaudière → baisse de rendement de 2 à 3%</li> <li>Les circuits de chauffage / échangeur sont alimentés avec de l'éthylène glycol pour éviter la prise en gel</li> </ul>	+++
Aval production	<ul style="list-style-type: none"> <li>Canalisation non calorifugée mais T° biogaz à 35°C, donc risque condensation faible. Les pots de purge peuvent être pris en gel, générera des dysfonctionnements mais pas d'arrêt.</li> <li>Les canalisations sont enterrées entre 60cm et 1m, avec pente à 1% et installation de pots à condensats qui doivent être vidés toutes les 2 heures lors de grands froids (déjà fait)</li> </ul>	++
Délestage électrique	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mise en sécurité de l'installation (règlementaire). Au retour de l'alimentation en électricité, 1h environ pour revenir au débit max</li> <li>Peu de risque que tous les producteurs soient délestés en même temps</li> </ul>	-
Autre remarque	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les bonnes pratiques sont connues et très souvent implémentées. En cas de grand froid, les producteurs prennent leurs précautions en amont, avec les installations les plus sensibles en container hors gel</li> <li>Beaucoup de BE en Allemagne où conditions météo plus extrêmes sans avoir connu de problème (idem DK, SE)</li> <li>Les unités sont souvent prévues garanties pour du -10 voire -20°C. En deçà de ces T°, baisse de débit mais pas arrêt des installations</li> </ul>	+++

Tableau 3 Synthèse des retours des parties interrogées impliquées dans la fabrication de système d'épuration du biogaz

Système	Réponses concernant les épurateurs	Niveau de sécurité estimé
Process	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ L'ensemble de l'épuration est garantie entre -10 et +40°C / -15 à +32°C, et -10 à +40°C selon les acteurs interrogés. En dehors de cette plage, baisse de rendement mais pas d'arrêt des installations.</li> <li>▪ L'enjeu est d'éviter la formation d'eau liquide là où non souhaité → canalisation tracée et calorifugée</li> <li>▪ Les équipements d'épuration ont plutôt tendance à dégager de la chaleur (notamment compression) avec récupération de la chaleur – ils sont par ailleurs installés en container</li> <li>▪ Pour les cuves à charbon actif, risque possible d'avoir de l'eau liquide et donc glace quand <math>T^{\circ} &lt; 0</math>. → Possibilité en conception de contrer ce phénomène mais onéreux. A la place, recommandation donnée par fabricant de purger les pots de purge toutes les 2h (recommandation déjà donnée par une des parties interrogées et réalisée par exploitant)</li> </ul>	+
Compression	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Augmentation de la <math>T^{\circ}</math> et pression au fil des étages de compression. En sortie d'étage, refroidissement du gaz donc condensation. Or un aérotherme est utilisé pour refroidir à environ la <math>T^{\circ}</math> de l'air + 10°C. Tant que de l'eau liquide est formée, pas de problème car séparateur pour récupérer l'eau, mais si <math>T_{air} = -15^{\circ}C</math>, formation de glace → bouchon. Dans ces cas, un asservissement du débit d'air à la <math>T^{\circ}</math> ext pour éviter le gel prend le relai.</li> </ul>	+
Aval production	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tous les équipements électriques ext sont garantis en fonctionnement jusqu'à -20°C. Les pots de purge sont enterrés à plusieurs mètres, pas de risque de gel</li> </ul>	++
Autre remarque	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Il y a déjà eu des périodes de froid connues par une des parties prenantes (fév 2019 ou 2020) → pas de problème rencontré</li> </ul>	++

