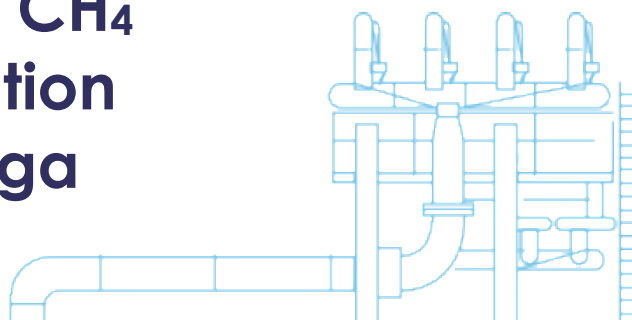


Présentation des scénarios d'H₂, de CO₂ et de CH₄ soumis à concertation par NaTran et Teréga



1. Rappel du cadre de la démarche de concertation

NaTran et Teréga lancent le 4 avril 2025 les Concertations H₂, CO₂ et CH₄ à destination de toutes les parties prenantes et acteurs des marchés de l'hydrogène (H₂), du dioxyde de carbone (CO₂) et du méthane (CH₄). Cette fiche vise à présenter les scénarios et s'accompagne d'un tableau Excel qui détaille leurs sous-jacents.

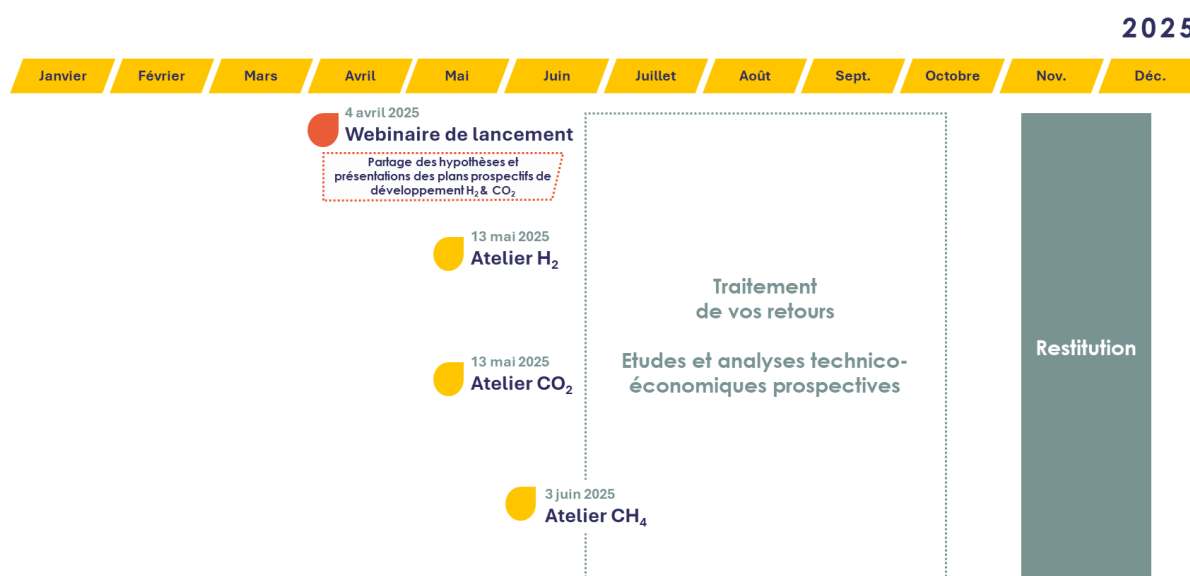
La co-construction de scénarios multi-énergies (hydrogène, électricité et méthane) à l'échelle nationale, impliquant une large consultation, constituera une obligation légale à laquelle NaTran et Teréga se préparent déjà conformément au 4^e paquet gaz européen comprenant le règlement (UE) 2024/1789 et la directive (EU) 2024/1788), dont la transposition en droit français devra intervenir d'ici août 2026.

Les gestionnaires de réseau de transport de méthane et d'hydrogène ont un rôle important à jouer pour veiller à la réalisation d'investissements présentant un bon rapport coût-efficacité. Aux fins d'une planification optimisée pour tous les vecteurs énergétiques et afin de compléter les diverses approches aux échelles nationales et de l'Union européenne en matière de planification des réseaux, des exigences supplémentaires vont être introduites en faveur d'une planification cohérente. Afin de veiller à un déploiement rentable des infrastructures et d'éviter les actifs sous-utilisés, il y a lieu de tenir compte, dans la planification des réseaux, des liens de plus en plus étroits qui unissent le méthane, l'électricité, ainsi que l'hydrogène, et, le cas échéant, le chauffage urbain. La planification des réseaux devra être transparente et permettre la participation des parties prenantes concernées. À cette fin, les opérateurs de ces infrastructures devront mener une vaste consultation des parties prenantes concernées. NaTran et Teréga y contribuent d'ores et déjà au niveau européen dans le Ten Year Network Development Plan (TYNDP), dans le cadre duquel les deux opérateurs établissent avec RTE des scénarios qui sont utilisés pour évaluer les besoins d'infrastructures hydrogène, électrique et méthane.

NaTran et Teréga ont décidé d'étendre cette démarche en intégrant également le dioxyde de carbone, de façon à avoir une vision des besoins de transport la plus complète et cohérente possible.

Cette démarche doit ainsi permettre à NaTran et Teréga de continuer à répondre aux obligations légales liées au méthane, telles que prévues dans le Code de l'énergie¹, tout en se préparant aux nouvelles responsabilités issues du 4^e paquet européen sur le gaz et l'hydrogène qui impose 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. Cette démarche vise aussi à développer avec les acteurs une vision d'un schéma cible pour donner à ces derniers la visibilité qui leur permettra d'engager leur contractualisation et leur choix de décarbonation dans une perspective de moyen terme. L'ensemble des échanges et travaux réalisés dans le cadre des Concertations H₂, CO₂ et CH₄ vise ainsi à alimenter plusieurs exercices dont les plans de développement H₂ et CO₂, le Bilan Prévisionnel Pluriannuel (BPP) 2025 et le Plan Décennal de Développement (PDD) 2025 mais aussi à analyser l'exploitabilité des réseaux, l'offre commerciale, les implications sur les marchés et à donner de la visibilité de manière globale à l'industrie de l'énergie.

Après une première phase de concertation et de co-construction des scénarios de besoins à l'horizon 2035 tout au long du second trimestre 2025, NaTran et Teréga mèneront les analyses nécessaires à l'élaboration de ces différents exercices.



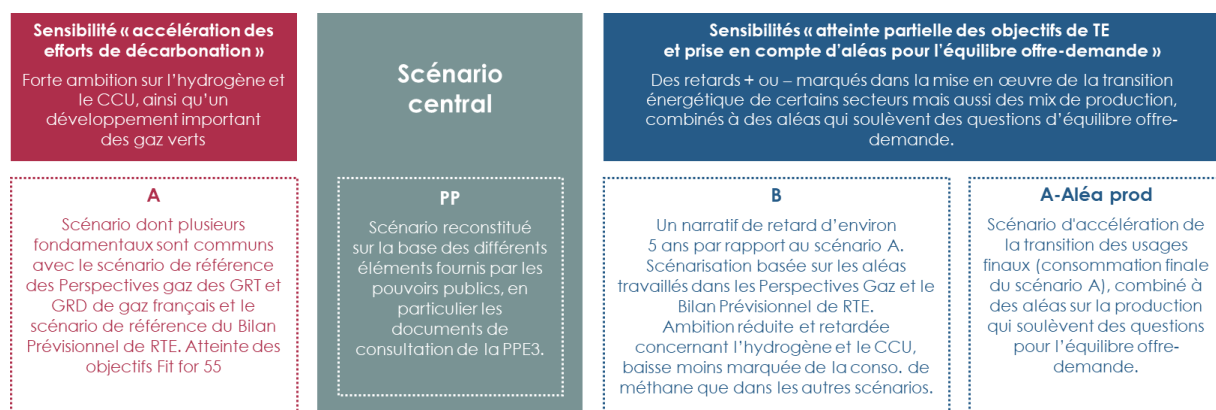
¹ Selon l'article L431-6 du code de l'Energie, les gestionnaires de réseaux de transport de méthane sont tenus d'élaborer chaque année, après consultation, un Plan Décennal de Développement (PDD) du réseau de transport du méthane et un Bilan Prévisionnel Pluriannuel (BPP). Ceci permet aux opérateurs d'évaluer le niveau d'optionnalité /de concurrence entre les sources de gaz souhaité par les acteurs de marché, ainsi que de définir avec les autorités les mesures d'assurance nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement du marché français, afin d'adapter le réseau gazier aux attentes des utilisateurs, à un coût contenu.

2. Présentation des scénarios

Plusieurs scénarios d'évolution des besoins ont ainsi été élaborés. L'objectif de la consultation est de vérifier que le spectre de scénarios couvre les incertitudes et évolutions envisagées par les différentes parties prenantes, puis de le consolider grâce aux apports des parties prenantes consultées. La concertation permettra aussi d'identifier les sujets que les parties prenantes considèrent importants à analyser pour alimenter ces différents exercices.

La scénarisation proposée n'a pas pour but de prédire ce qui pourrait se passer, mais d'éclairer les impacts des différentes incertitudes et évolutions possibles.

Le spectre de scénarios multi-énergies soumis à consultation est centré autour de la planification énergétique nationale. En cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, les scénarios de sensibilité autour du scénario central dit « des pouvoirs publics » (PP) s'appuient largement sur ceux proposés par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz français dans leurs *Perspectives Gaz* et les scénarios élaborés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans son *Bilan Prévisionnel*.



Le scénario dit « des pouvoirs publics » (PP) est constitué des différents éléments fournis par les pouvoirs publics, en particulier les documents de consultation de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie - PPE-3. Les documents de consultation de la PPE ne contenant pas tous les objectifs sectoriels de consommation pour 2035, une interpolation entre les chiffres sectoriels de la PPE-3 pour 2030 et les chiffres à l'horizon 2050 de la SNBC2, calibrée pour respecter les objectifs affichés pour 2035 dans la PPE-3, a été utilisée.

Afin de prendre en compte un spectre raisonnable d'incertitude, NaTran et Teréga soumettent à consultation des sensibilités autour de ce scénario central.

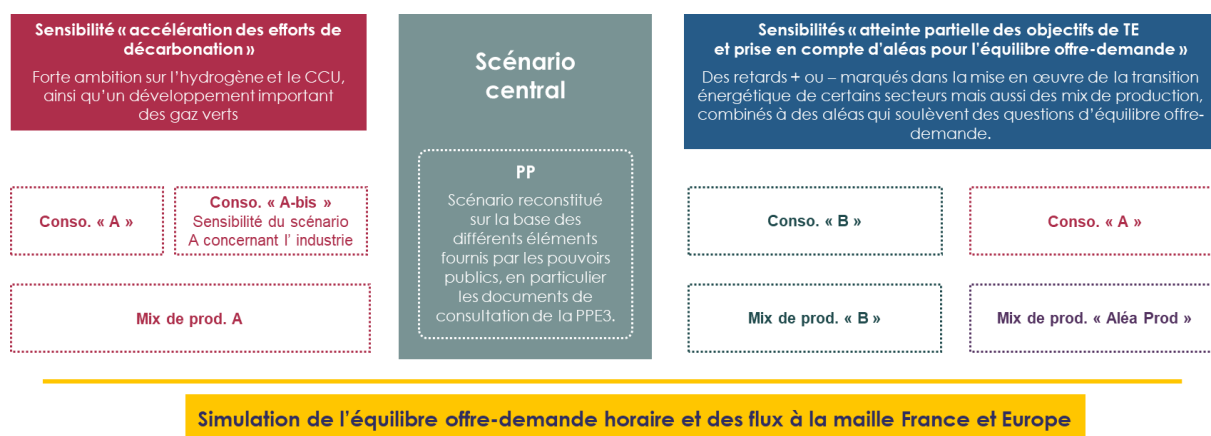
Le scénario A présente une sensibilité d'accélération des efforts de décarbonation avec une forte ambition sur l'hydrogène et la valorisation du CO₂ (CCU) et une baisse marquée du méthane. En cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, plusieurs fondamentaux de ce scénario sont communs avec le scénario de référence des *Perspectives gaz* des GRT et GRD de gaz français et le scénario de référence du *Bilan Prévisionnel* de RTE. Le scénario s'inscrit dans une ambition d'atteinte des objectifs Fit for 55. La consommation finale du scénario A fait l'objet d'une variante sur le niveau d'activité industrielle (scénario de consommation A-bis).

Deux sensibilités additionnelles, s'inscrivant dans un narratif d'atteinte partielle des objectifs de transition énergétique, sont proposées. Ces scénarios considèrent des retards plus ou moins marqués dans la mise en œuvre de la transition énergétique de certains secteurs mais aussi des mix de production. Toujours en cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, ces scénarios s'appuient aussi largement sur les scénarios d'aléa des *Perspectives Gaz* et ceux élaborés par RTE dans son *Bilan prévisionnel*.

Le premier scénario de cette famille (scénario B) s'inscrit dans un narratif de retard d'environ 5 ans par rapport au scénario A. Il affiche une ambition réduite et retardée concernant l'hydrogène et le CCU, ainsi qu'une baisse moins marquée du méthane que dans les autres scénarios.

La deuxième sensibilité (A- Aléa Prod) de cette famille de scénarios combine 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.

En résumé, au-delà du scénario central dit « des pouvoirs publics » nous proposons trois scénarios de consommation (conso. A, conso. A-bis et conso. B) et trois scénarios de mix de production (prod. A, prod. B, et prod. Aléa Prod). Ils sont combinés comme illustré ci-après :



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 H₂ et CO₂ et le Plan Décennal de Développement (PDD) 2025. Ces simulations permettront d'affiner les valeurs intermédiaires de consommation en point d'énergie qui sont données à titre indicatif (solicitation des centrales de production d'électricité et de chaleur ainsi que la sollicitation des électrolyseurs notamment) mais aussi les volumes de CO₂ séquestrés.

La méthode de construction des scénarios de consommation et de production est illustrée dans la figure suivante à l'exemple de la consommation d'hydrogène et de CO₂ pour les e-fuels et de la production d'hydrogène.

Il est important de noter que les points de départ historiques à partir desquels les scénarios des pouvoirs publics et les sensibilités proposées sont projetées peuvent différer. De plus, la correction climatique utilisée peut faire varier sensiblement les consommations corrigées du climat des différentes sources. A titre d'exemple, la donnée historique corrigée du climat de

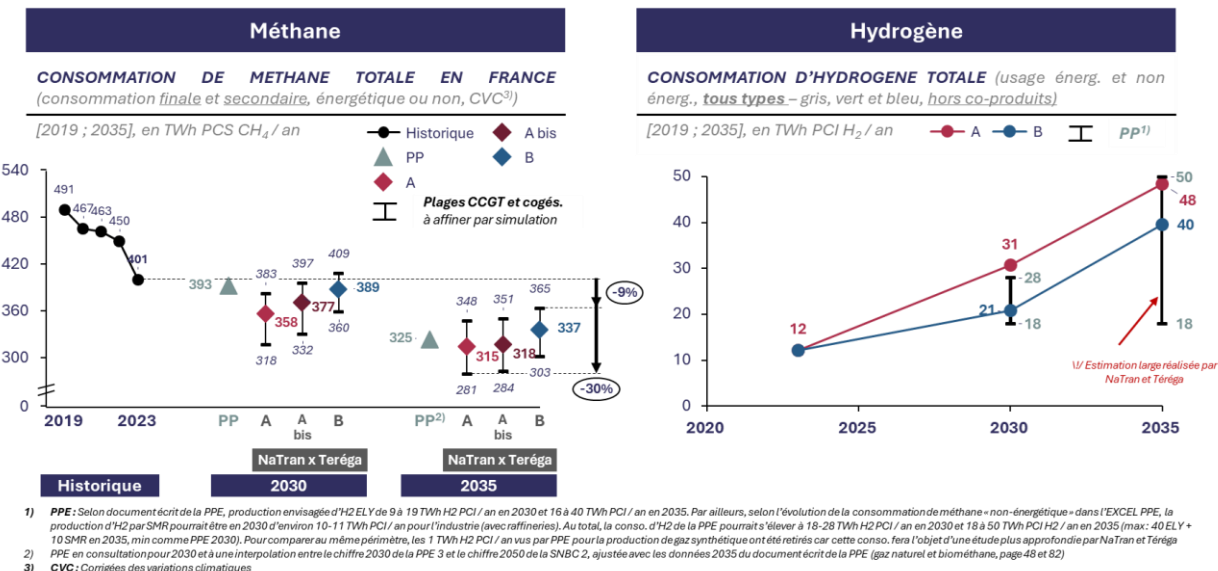
consommation de méthane des opérateurs est de 392TWh PCS dans le référentiel climatique actuellement utilisé et de 417 TWh PCS dans le Projet de PPE n°3 soumis à la consultation en mars 2025).

Facteurs	Description	Inputs de scénarisation	Exemple d'application (aérien pour la consommation)
Consommation d'énergie	La consommation d'énergie, secteurs par secteurs, est scénarisée via des : 1) Bilans historiques des secteurs 2) Analyses réglementaires 3) Analyses technico-économiques 4) Benchmarks avec d'autres études	Bilan historique	• Consommation actuelle de kérosène en France par aéroports • Logistique actuelle de transport/production de kérosène
		Réglementation	• RefuelEU Aviation (2023) : Parts minimales d'incorporation de carburants d'aviation durables (CAD) et de RFNBO de 2025 à 2050
		Analyses technico-économiques	• Coûts de production des carburants • Consommation spécifique d'H₂ et de CO₂ pour la production des bio et e-fuels • Coûts de transport du kérosène (oléoduc, camion, rail et barges) • Localisation des gisements de CO₂ biogéniques • Part importée versus produite en France
		Benchmark avec d'autres études	• Mix de carburants dans l'aérien (ADEME, RTE, feuille de route) • Evolution du trafic aérien et de l'efficacité énergétique • Production des e-fuels en France en 2030 et 2035 selon RTE
Production d'énergie	Exemple pour la production d'H₂, définie selon : 1) Consommation d' H₂ 2) Production SMR 3) Taux d'imports H₂ 4) Niveaux de flexibilité électrolyseurs Production électrolytique H₂ (kt H₂ / an) = Conso H₂ – Production SMR – Imports H₂ Puissances électrolyseurs (MW) : selon la production annuelle (kt H₂ / an) et les niveaux de flexibilité	Consommation H ₂	• Définie secteur par secteur comme expliquée ci-dessus
		Production SMR	• Scénarios bottom-up, selon usage, date de construction et annonces publiques en cohérence avec le narratif propre à chaque scénario
		Imports H ₂	• Définis en cohérence avec le narratif de chaque scénario.
		Niveau de flexibilité des électrolyseurs	• Analyse des scénarios RTE (BP 2035) • Retours industriels • Organisation d'un atelier dédié à la flexibilité des électrolyseurs dans le cadre de cette concertation

1. Le spectre de scénarios soumis à consultation vous paraît-il adapté aux missions et analyses décrites en préambule ?
2. Les sensibilités vous paraissent-elles exhaustives ? Si ce n'est pas le cas, quelles variantes et sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément pour éclairer les problématiques liées à l'équilibre offre-demande ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?

Le faisceau des volumes d'hydrogène, de méthane et de CO₂ utilisé (résultant directement de la scénarisation de la production de e-fuels et d'e-méthanol pour la chimie) est illustré dans les figures ci-après.

La consommation de méthane totale scénarisée diminuerait de 9% à 30% entre 2023 et 2035, tandis que la consommation d'H₂ scénarisée serait multipliée par 4 sur cette période



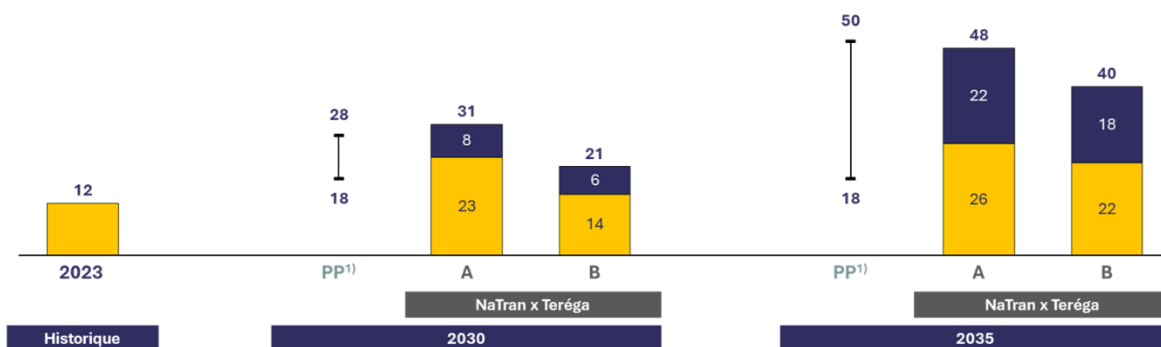
Les scénarios proposés envisagent un rôle accru de l'hydrogène pour décarboner l'industrie et la mobilité, principalement aérienne et maritime

CONSOMMATION D'HYDROGENE TOTALE EN FRANCE (ENERGIE FINALE ET SECONDAIRE, TOUS TYPES, HORS CO-PRODUITS)

[2023-2035], TWh PCI H₂ / an

Transport Industrie

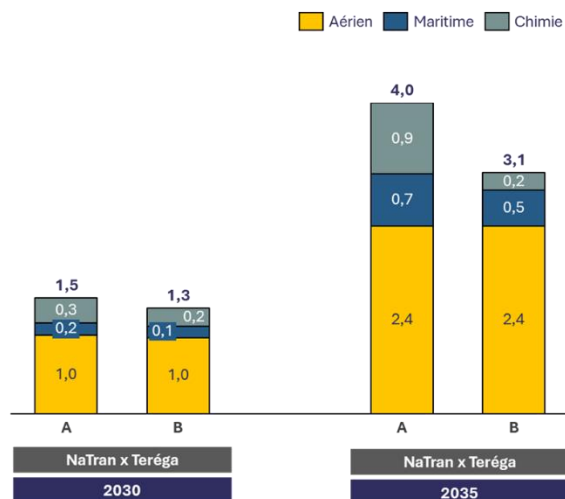
- La consommation de carburants durables (e-fuels) pourrait augmenter, conformément avec les réglementations européennes RefuelEU Aviation et Fuel EU Maritime adoptées en 2023, et cette consommation est estimée assurée en grande partie par une production française
- La consommation d'hydrogène dans l'industrie pourrait augmenter dans la production d'engrais, les raffineries et l'acier, et dans une moindre mesure dans la chimie (méthanol, phénol, HMD pour le nylon, peroxyde d'hydrogène, etc...) et la chaleur industrielle (projets pilotes de fours à hydrogène pour le verre et la céramique)



- 1) PPE: Selon document écrit de la PPE, production envisagée d'H₂ ELY de 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 16 à 40 TWh PCI / an en 2035. Par ailleurs, selon l'évolution de la consommation de méthane « non-énergétique » dans l'EXCEL PPE, la production d'H₂ par SMR pourrait être en 2030 d'environ 10-11 TWh PCI / an pour l'industrie (avec raffineries). Au total, la conso. d'H₂ de la PPE pourrait s'élever à 18-28 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 18 à 50 TWh PCI H₂ / an en 2035 (max: 40 ELY + 10 SMR en 2035, min comme PPE 2030). Pour comparer au même périmètre, les 1 TWh H₂ PCI / an vus par PPE pour la production de gaz synthétique ont été retirés car cette conso. fera l'objet d'une étude plus approfondie par NaTran et Teréga

Les scénarios de production de carburants durables (e-fuels) ou d'e-méthanol pour la chimie plastique se traduisent en des besoins de CO₂ croissants – à terme essentiellement biogénique

CONSOMMATION DE CO₂ EN FRANCE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ
[2023-2035], Mt CO₂/an



Une consommation croissante de CO₂ dans les transports et la chimie :

- **RefuelEU Aviation et Fuel EU Maritime** → carburants durables, dont des e-kérosène pour l'aérien et de l'e-méthanol ou du e-méthanol pour le maritime
- Dans la **chimie**, du **e-méthanol** notamment pour la production d'oléfines (e-méthanol to oléfine) et de formaldéhyde nécessaires à la production de divers plastiques, et de MTBE (additif pour essence).

Rappel sur les « carburants durables » :

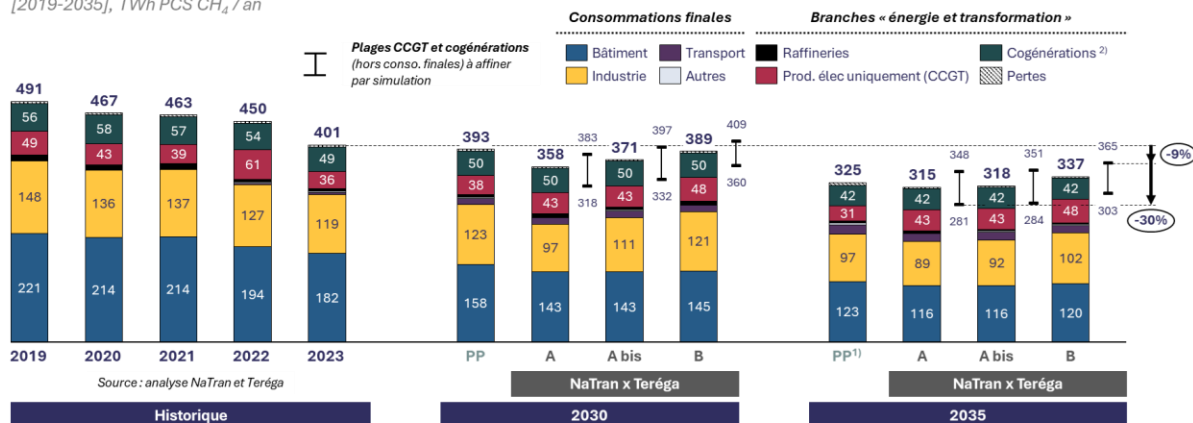
Les carburants durables sont :

- les e-fuels (synthétisés à partir d'H₂ et pour certains de CO₂),
- les biocarburants (à partir de biomasse)
- l'usage direct de l'hydrogène.

Faisant l'objet d'objectifs spécifiques, les e-fuels « **RFNBO** » désignent des e-fuels produits à partir d'hydrogène vert et de CO₂. **A partir de 2041, le CO₂ devrait nécessairement être biogénique** selon les actes délégués précisant la méthodologie de calcul des émissions de RED III Renewable Fuels of Non Biological Origin.

Dans les scénarios proposés, la consommation de méthane en France pourrait diminuer de -9% à -30% entre 2023 et 2035 pour atteindre 281 à 365 TWh PCS / an en 2035

CONSOMMATION TOTALE DE MÉTHANE EN FRANCE (FINALE ET SECONDAIRE, ÉNERGÉTIQUE ET NON ÉNERGÉTIQUE, CVC³⁾)
[2019-2035], TWh PCS CH₄/an



- Source : analyse NaTran et Teréga
- 1) **Données « Pouvoirs publics »** : Les données des scénarios « pouvoirs publics » correspondent à la PPE en consultation pour 2030 et à une interpolation entre le chiffre 2030 de la PPE 3 et le chiffre 2050 de la SNBC 2, ajustée avec les données 2035 du document écrit de la PPE (gaz naturel et biométhane, page 48 et 82)
 - 2) « **Cogénérations** » désigne la consommation de méthane pour les cogénérations produisant de la chaleur « vendue » et pour la « production de chaleur [vendue] seule », qui sont tous deux comptabilisées dans la branche « transformation » des bilans énergétiques et non dans « industrie » (définition EUROSTAT).
 - 3) **CVC** : Corrigées des variations climatiques

Le tableau à télécharger ici donne le détail des scénarios et de leurs sous-jacents, afin de permettre l'évaluation des sensibilités proposées, et qui feront l'objet de discussions spécifiques lors des ateliers dédiés aux différentes molécules (H₂, CO₂ et CH₄).

Concernant l'industrie, NaTran et Teréga proposent quatre trajectoires d'évolution de la consommation :

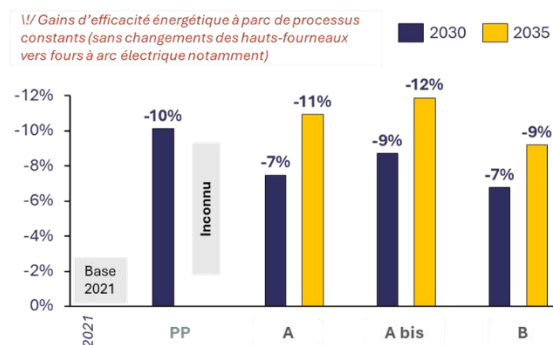
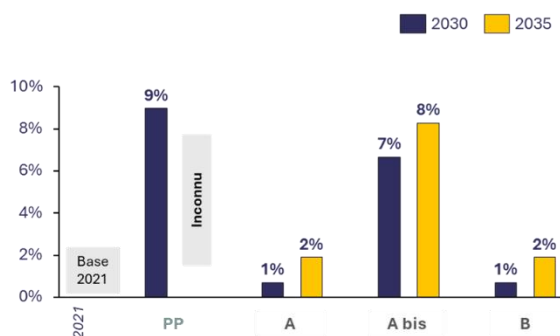
- Un premier scénario est celui soumis à consultation par les pouvoirs publics dans le cadre de la PPE3. Il propose une ambition forte de réindustrialisation, combinée à une électrification importante et rapide.
- Deux variantes dans le cadre du scénario A. Le scénario A repose sur une augmentation plus lente de la production industrielle que le scénario PP et des gains d'efficacité énergétique importants, de manière à respecter l'objectif 2030 de Fit for 55. L'analyse de sensibilité A-bis propose une version de ce scénario avec une réindustrialisation importante permise par une politique industrielle efficace (quasiment au niveau de la PPE3). Ce scénario propose le taux de pénétration de l'hydrogène le plus important parmi ceux proposés.
- Le scénario de sensibilité B considère un retard d'environ 5 ans par rapport au scénario A, avec une évolution plus lente des mix énergétiques, combinée à une légère réindustrialisation et amélioration de la balance commerciale de la France.
- Les consommations d'hydrogène se concentrent dans la production d'engrais, les raffineries et l'acier (réduction directe à l'hydrogène, "DRI" en anglais), et dans une moindre mesure dans la chimie (méthanol, phénol, HMD pour le nylon, peroxyde d'hydrogène, etc.) et la chaleur industrielle (projets pilotes de fours à hydrogène pour le verre et la céramique), avec un remplacement progressif des productions d'hydrogène par SMR (*steam methane reforming*) par des électrolyseurs. La consommation d'hydrogène de l'industrie (hors co-produits) varie entre 14 et 23 TWh PCI dans les scénarios proposés² à 2030.
- Concernant l'acier réduit, les scénarios "A" envisagent en 2030 la mise en service de deux unités de production d'acier réduit par hydrogène, retardées à 2035 pour le scénario B. Des unités additionnelles sont envisagées plutôt à moyen terme (2040 ou +).

Il est à noter que l'ensemble des scénarios proposés envisagent une augmentation de la consommation d'énergie finale dans l'industrie du fait de l'évolution de l'activité industrielle, ainsi que des gains d'efficacité importants.

² Calcul du volume d'hydrogène pour le scénario PP sur la base de l'EXCEL MAS de la PPE-3 soumis à consultation : conso. totale d'H₂ électrolytique (ELY) en 2030 de 9,6 TWh H₂ PCI / an, dont 1 TWh PCI / an dans « usage non-énergétique » (production d'engrais) et 4 TWh PCI / an dans « industrie », soit 5 TWh PCI / an pour l'industrie. Dans document écrit de la PPE, mention d'une production d'H₂ ELY de 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030, soit une production potentielle de 10 TWh H₂ PCI / an de plus que dans l'EXCEL PPE. En distribuant ces 10 TWh au prorata des conso. sectorielles d'H₂ ELY vus dans l'excel PPE, 5 TWh parmi les 10 pourrait être destiné à l'industrie. Par ailleurs, selon l'évolution de la consommation de méthane « non-énergétique » dans l'EXCEL PPE, la production d'H₂ par SMR pourrait être en 2030 d'environ 10-11 TWh PCI / an pour l'industrie (avec raffineries). Au total, la consommation d'H₂ industrie de la PPE pourrait s'élever à 15-20 TWh PCI / an.

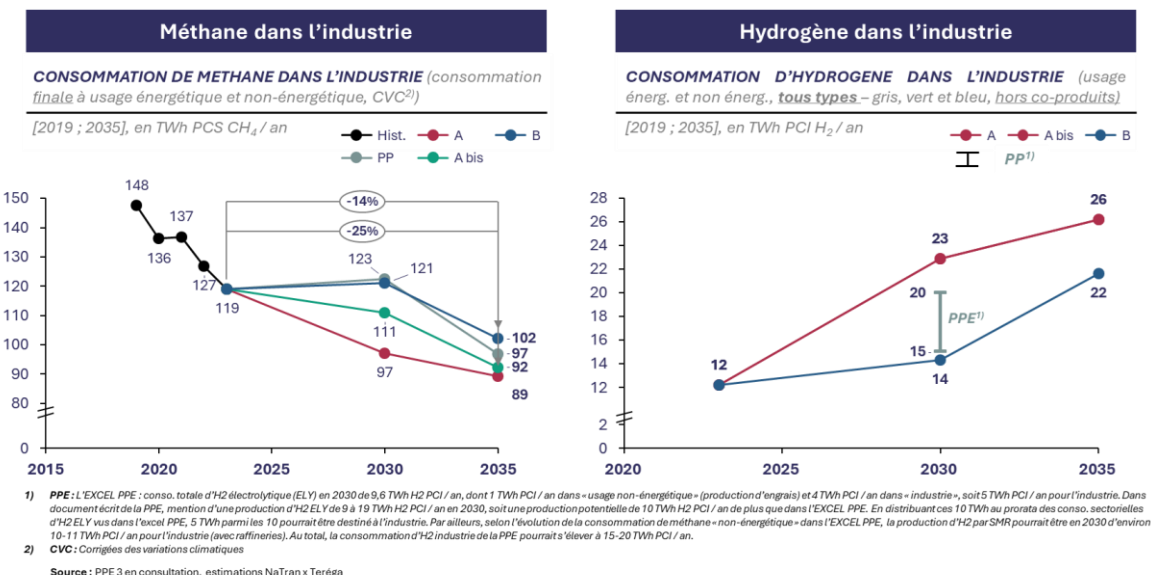
Eléments	PP	A	A bis	B
Origine et inspiration des sous-jacents du scénario	2030 : PPE 3 en consultation 2035 : interpolation de la PPE 3 et de la SNBC 2	SNBC 2 Perspectives Gaz 2024 (scénario de référence)	PPE 3, plans de transitions ADEME, SNBC 2, scénario TYNDP26 avec RTE	PPE 3, plans de transitions ADEME, SNBC 2, scénario TYNDP26 avec RTE
Périmètre	Industrie (14 secteurs) Construction (1 secteur)	Idem à PP hors construction	Idem à PP	Idem à PP
Production Industrielle	+++ - Réindustrialisation forte - Amélioration de la balance commerciale	+ Augmentation lente de la production industrielle	++ Proche de PP	+ Idem à A
Efficacité énergétique	+++	++ (SNBC 2)	+++ (similaire à PP)	+ Un peu plus faibles que A et PP
Mix d'énergie	- Électrification importante et rapide - Recours à l'hydrogène	- Développement du méthane renouvelable et bas carbone plus soutenu que dans PP, - Baisse de la conso. de méthane plus marquée que dans la PPE entre aujourd'hui et 2030 du fait des objectifs Fit55 mais aussi d'une activité industrielle modérée	Similaire à A et PP en 2035 mais plus progressif entre 2025 et 2030	Evolution moins rapide du mix énergétique (5 ans de retard)

Les scénarios envisagent tous une réindustrialisation plus ou moins marquée et des gains d'efficacité énergétique importants



- 1) Les gains d'efficacité énergétique affichés n'incluent pas la baisse de consommation d'énergie de l'industrie liée aux changements de processus dans la sidérurgie (remplacement des hauts fourneaux par des fours à arc électrique recyclant de plus en plus de ferrailles) qui permettent des économies d'énergie importantes
- 2) Les gains d'efficacité énergétique affichés incluent les gains énergétiques liés au recyclage croissant du papier et du clinker (ciment), mais pas du recyclage de l'aluminium et de la ferraille
- 3) La donnée « Inconnu » est non disponible dans les documents de la PPE à date.

Dans l'industrie, la consommation de méthane scénarisée pourrait diminuer de -14% à -25% entre 2023 et 2035, tandis que la consommation d'H₂ pourrait doubler



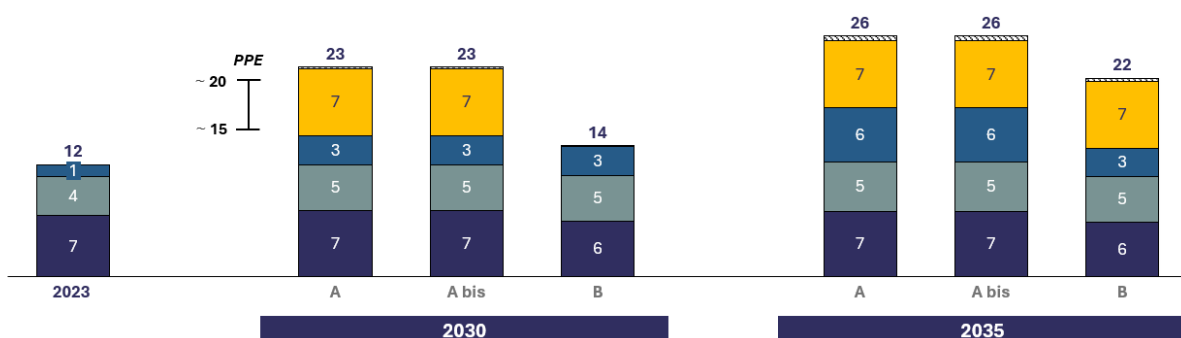
Les scénarios envisagent une consommation d'H₂ dans l'industrie de 14 à 23 TWh PCI / an en 2030, et 22 à 26 TWh PCI / an en 2035

CONSOMMATION D'HYDROGENE DANS L'INDUSTRIE, TOUT TYPE D'HYDROGENE (GRIS, VERT, BLEU)

[2019-2035], TWh PCI H₂ / an

Engrais Raffineries Chimie (hors engrais) Acier Chaleur industrielle

- **Consommation d'H₂ dans l'industrie** : production d'engrais, raffineries et acier (réduction directe à l'hydrogène, "DRI" en anglais), et dans une moindre mesure chimie (méthanol, phénol, HMD pour le nylon, peroxyde d'hydrogène, etc...) et chaleur industrielle (projets pilotes de fours à H₂ pour le verre et la céramique)
- **Au sein de la demande d'hydrogène** : remplacement progressif des productions d'hydrogène par SMR (steam methane reforming) par des électrolyseurs, notamment pour les producteurs d'engrais et les raffineurs
- **Acier réduit** : Concernant l'acier réduit, les scénarios "A" envisagent en 2030 la mise en service de deux unités de production d'acier réduit par hydrogène, retardées à 2035 pour le scénario B. Des unités additionnelles sont envisagées plutôt à moyen terme (2040 ou +)



1. Le spectre couvert par les scénarios sur le secteur de l'industrie vous paraît-il pertinent ? Si non, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?
2. Le faisceau d'évolution de l'activité industrielle vous paraît-il adapté ? Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ?
3. Les hypothèses concernant la pénétration de l'H₂ dans l'industrie vous paraissent-elles pertinentes ? Quelles analyses pouvez-vous mettre à disposition pour alimenter ces scénarios ?

Concernant le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire), les scénarios sont repris sans modification des différentes sources : documents de consultation de la PPE, scénario central des *Perspectives Gaz 2024* et scénario d'aléas des *Perspectives Gaz 2024*. Certains sous-jacents des *Perspectives Gaz 2024* sont communs aux scénarios de RTE, comme le rythme des rénovations. Dans le bâtiment, le scénario B ne diffère du scénario A qu'au titre du rythme des rénovations.

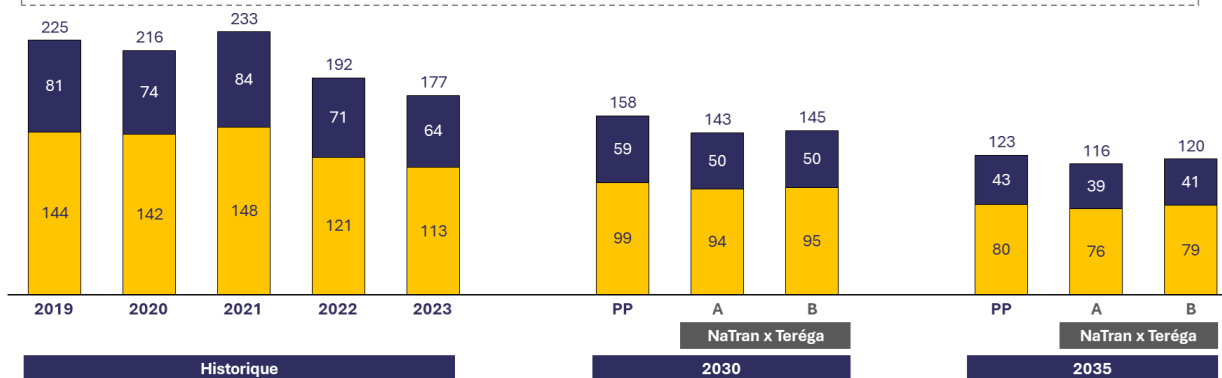
Les scénarios envisagent une consommation de méthane de 143 à 145 TWh PCS / an en 2030 et de 116 à 120 TWh PCS / an en 2035 dans les bâtiments

CONSUMMATION DE MÉTHANE DANS LES BÂTIMENTS

[2019-2035], TWh PCS CH₄ / an

■ Résidentiel ■ Tertiaire

- Les scénarios sont repris sans modification des différentes sources : documents de consultation de la PPE, scénario central des *Perspectives Gaz 2024* et scénario d'aléas des *Perspectives Gaz 2024*. Certains sous-jacents des *Perspectives Gaz 2024* sont communs aux scénarios de RTE, comme le rythme des rénovations.
- Dans le bâtiment, le scénario B ne diffère du scénario A qu'au titre du rythme des rénovations.



1) Données « Pouvoirs publics » : Les données du scénario « pouvoirs publics » correspondent à la PPE en consultation pour 2030 et à une interpolation entre le chiffre 2030 de la PPE 3 et le chiffre 2050 de la SNBC 2, ajustée avec les données 2035 du document écrit de la PPE (gaz naturel et biométhane, page 48 et 82)

	2019	2030			2035		
		PP	A	B	PP	A	B
Nombre de rénovations par an (équivalent rénovations performantes)	230 000	600 00	380 000	280 000	600 00	380 000	280 000
 Part de logements chauffés au gaz (hors PAC hybrides)	36 %	30 %	33 %	33 %		29 %	29 %

Le spectre couvert par les scénarios sur le secteur du bâtiment vous paraît-il pertinent ? Si non, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ? Quelles analyses pouvez-vous mettre à disposition pour alimenter de tels scénarios ?

Les trajectoires de **mobilité terrestre** prennent en compte l'évolution du contexte, en particulier le règlement européen 2024/1610 sur les normes d'émissions de CO₂ du transport routier lourd qui exclut progressivement la commercialisation de nouveaux véhicules thermiques, y compris s'ils sont alimentés en bioGNV ou en biocarburants (à partir de 2035 pour les bus, au-delà de 2040 pour les poids lourds et cars). Toutefois, ce règlement prévoit avant fin 2027 un point d'étape sur le déploiement des solutions électriques et laisse la possibilité de reconsidérer, avant fin 2027, les biocarburants dont le bioGNV comme une solution de décarbonation autorisée du transport routier lourd.

Pour la mobilité aérienne et maritime, la consommation de carburants durables devrait augmenter, conformément aux réglementations européennes RefuelEU Aviation et Fuel EU Maritime adoptées en 2023. Ces réglementations imposent des objectifs d'incorporation croissants des carburants durables, sous la forme de taux d'incorporation en volume de carburants durables (en équivalent kérosène) pour l'aérien et sous la forme de cibles de réduction de l'intensité carbone (GES) de la propulsion navale (en % de gCO₂ / MJ) pour le maritime.

« Définition des carburants durables »

Les carburants durables sont les e-fuels (synthétisés à partir d'H₂), les biocarburants (à partir de biomasse), dont le bioGNV, et l'usage direct de l'hydrogène. **Les e-fuels sont des carburants produits à partir d'hydrogène et pour certains de CO₂.** Les e-fuels peuvent être du e-kérosène pour l'aérien, du e-méthane, e-méthanol ou e-ammoniac pour le maritime, ou encore du e-diesel pour le routier et le maritime léger.

Faisant l'objet d'objectifs spécifiques, les e-fuels « RFNBO³ » désignent des e-fuels produits à partir d'hydrogène vert et de CO₂. À partir de 2041, le CO₂ devrait nécessairement être biogénique selon les actes délégués précisant la méthodologie de calcul des émissions de RED III (*introduction, point 5*).

Carburants durables	Intrants
E-fuels (électro-carburants)	Hydrogène et pour certains du CO ₂
Biocarburants	Biomasse et un peu d'hydrogène
Usage direct de l'hydrogène	Hydrogène

Liste des carburants durables et des intrants associés

La demande nationale en carburants durables pour l'aérien et le maritime a été déterminée suivant les cibles de la réglementation européenne (Refuel EU Aviation⁴, Fuel EU Maritime⁵) et des hypothèses d'évolution du trafic, de gains d'efficacité énergétique, de renouvellement des flottes d'avions et de navires, et des mix d'énergie et de motorisation associés. À ce titre, la croissance du trafic aérien et maritime et les gains d'efficacité énergétique sont plus élevés dans les scénarios « A » que « B ».

Cette demande nationale est ensuite adaptée en fonction d'hypothèses concernant la part produite en France et celle importée. Pour l'aérien et le maritime, l'ensemble des projets annoncés^{6 7} en France de production d'e-fuels semblent couvrir la demande nationale scénarisée pour 2030 et 2035, avec même un éventuel potentiel d'export en 2030 si tous les projets se matérialisent tels qu'annoncés.

3 Renewable Fuels of Non Biological Origin

4 Pour l'aérien, les cibles sont un taux minimal d'incorporation de carburants durables de 2 % en 2025, 6 % en 2030 et 20 % en 2035, avec un taux spécifique minimal pour les RFNBO (e-kérosène vert) de 1 % en 2030 et 5 % en 2035. Les mix énergétiques des avions envisagés suivraient ces taux minimaux, sachant que les pénalités pour les compagnies aériennes sont dissuasives en cas de non-respect de ces objectifs.

5 Pour le maritime, les cibles sont une baisse de l'intensité GES de la propulsion navale de -2 % (gCO₂ / MJ) en 2025, -6% en 2030 et -15 % en 2035, avec une cible spécifique sur les RFNBO (e-fuels décarbonés) de 1,2 % du carburant souté dans les navires en 2030, et de 2 % à partir de 2034 si la Commission Européenne signale qu'en 2031 les RFNBO représentent moins de 1 % du carburant maritime souté. Ces objectifs de baisse peuvent être obtenus par l'incorporation de biodiesel, de GNL, de biométhane, d'e-méthane, d'e-méthanol et au long terme (après 2040) d'e-ammoniac.

6 Projets d'e-fuels aérien (en date de Juin 2024) : KerEAUzen (Engie), Take Kair (EDF, Holcim, IFPEN), Hylann (Qair), BioTJet (Elyse Energy, Avril, Bionext), ReUze (Engie, Infinium, Arcelor Mittal), Elyse Energy Epinal (Elyse Energy), Hyf2Gen / H2V à Fos-sur-Mer.

7 Projets d'e-fuels maritime : eM-CTY (Elyse Energy), eM-Lacq (Elyse Energy), NeoCarb (Elyse Energy), Marseille FOS H2V (H2V), eM-Rhône (Elyse Energy), Hynovi (EDF)

Ces exports dans l'Union européenne seraient envisageables *via* un système de garanties d'origine sur les carburants durables aériens (*book & claim*) pour dissocier les lieux de consommation « physiques » des carburants des aéroports où opèrent les compagnies aériennes qui achèteraient ces garanties. Suivant ce constat, les scénarios proposés font l'hypothèse que l'ensemble de la demande d'e-fuels scénarisée est approvisionnée par de la production française en 2030 et 2035. Au-delà, des imports pourraient être nécessaires. Au long terme, une étude de l'ADEME⁸ estime que les imports d'e-fuels pourraient être plus compétitifs que la production nationale.

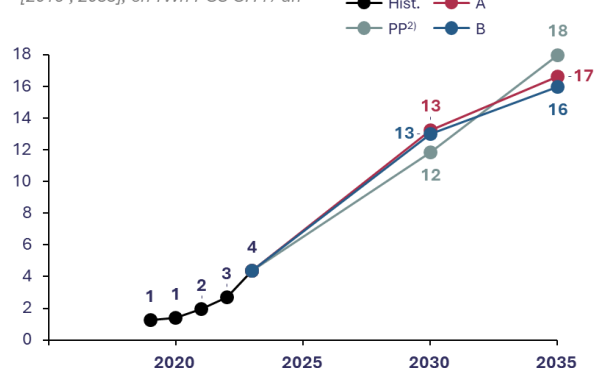
Les scénarios sont ensuite traduits en termes de besoins d'hydrogène et de CO₂.

Dans les transports, les consommations de méthane et d'hydrogène scénarisés augmentent, à la fois comme énergie finale (GNC routier, méthane maritime) ou secondaire (production d'e-fuels)

Méthane dans les transports

CONSOMMATION DE METHANE DANS LES TRANSPORTS
(consommation finale, avec soutes maritimes internationales)

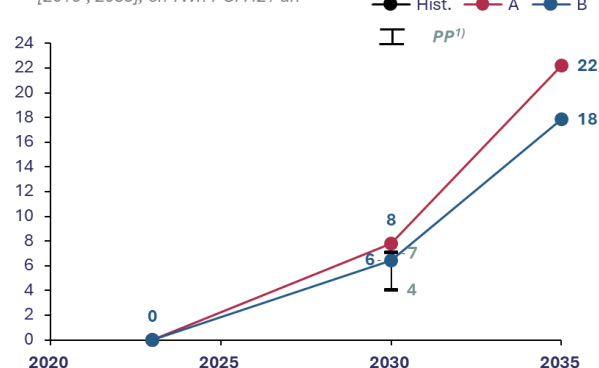
[2019 ; 2035], en TWh PCS CH₄ / an



Hydrogène dans les transports

CONSOMMATION D'HYDROGENE DANS LES TRANSPORTS (dont production d'e-fuels, tous types – vert et bleu, hors co-produits)

[2019 ; 2035], en TWh PCI H₂ / an

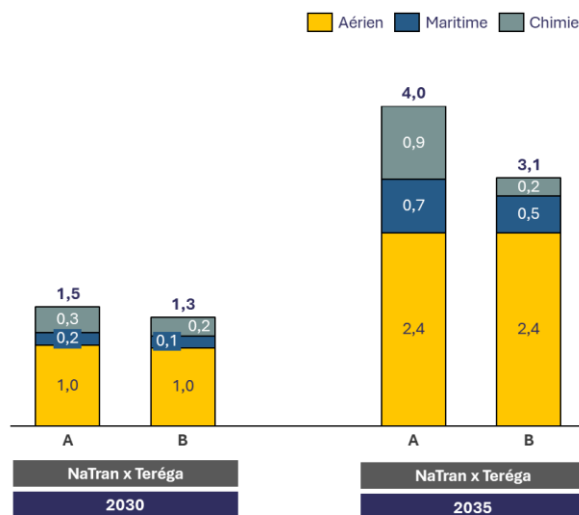


- 1) PPE : L'EXCEL mis en consultation pour la PPE mentionne une consommation totale d'H₂ électrolytique en 2030 de 9,6 TWh H₂ PCI / an, dont 1 TWh d'H₂ PCI / an dans « transports » (assimilé au transport routier) et 3 TWh H₂ PCI / an pour la production d'e-fuels (branche « énergie » du bilan d'énergie), ainsi que 1 TWh H₂ PCI / an pour la production de « gaz de synthèse » (e-méthane), pouvant servir en petite partie pour le maritime. Dans le document écrit de la PPE, la production d'H₂ électrolytique est estimée comprise entre 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030, soit potentiellement 10 TWh H₂ PCI / an de plus qu'estimé dans l'EXCEL. Sur ces 10 TWh H₂ PCI / an, une partie pourrait être destinée au transport (e-fuels notamment), de l'ordre de 3 TWh H₂ PCI / an, si on considère que cette production d'H₂ supplémentaire est répartie entre l'industrie et les transports au prorata des consommations d'hydrogène envisagées pour ces secteurs en 2030 dans l'EXCEL PPE.
- 2) PPE en consultation pour 2030 et à une interpolation entre le chiffre 2030 de la PPE 3 et le chiffre 2050 de la SNBC 2, ajustée avec les données 2035 du document écrit de la PPE (gaz naturel et biométhane, page 48 et 82).

⁸ « Importations d'hydrogène et de dérivés de l'hydrogène – Analyse prospective de la compétitivité comparée à une production en France », ADEME (Juillet 2024)

Les scénarios de production de carburants durables (e-fuels) ou d'e-méthanol pour la chimie plastique se traduisent en des besoins de CO₂ croissants – à terme essentiellement biogénique

CONSOMMATION DE CO₂ EN FRANCE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ
[2023-2035], Mt CO₂/an



Une consommation croissante de CO₂ dans les transports et la chimie :

- RefuelEU Aviation et Fuel EU Maritime → carburants durables, dont des e-kérosène pour l'aérien et de l'e-méthane ou du e-méthanol pour le maritime
- Dans la chimie, du e-méthanol notamment pour la production d'oléfines (e-méthanol to oléfine) et de formaldéhyde nécessaires à la production de divers plastiques, et de MTBE (additif pour essence).

Rappel sur les « carburants durables » :

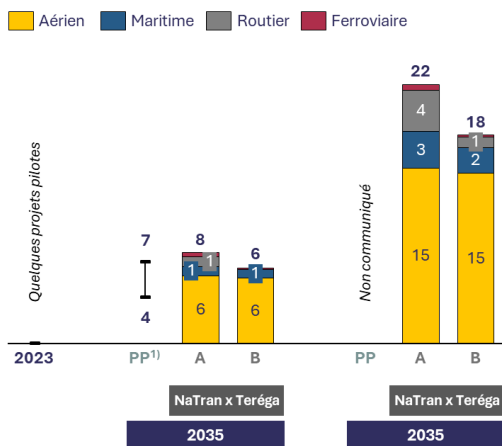
Les carburants durables sont :

- les e-fuels (synthétisés à partir d'H₂ et pour certains de CO₂),
- les biocarburants (à partir de biomasse)
- l'usage direct de l'hydrogène.

Faisant l'objet d'objectifs spécifiques, les e-fuels « RFNBO » désignent des e-fuels produit à partir d'hydrogène vert et de CO₂. A partir de 2041, le CO₂ devrait nécessairement être biogénique selon les actes délégués précisant la méthodologie de calcul des émissions de RED III Renewable Fuels of Non Biological Origin.

La consommation d'hydrogène dans les transports pourrait atteindre 4 à 8 TWh PCI / an en 2030 et 18 à 22 TWh PCI / an en 2035

CONSOMMATION D'HYDROGÈNE DANS LES TRANSPORTS
[2023-2035], TWh PCI H₂ / an



Aérien :

- Consommation d'H₂ pour la production d'e-fuels (e-kérosène ou e-bio-kérosène) et de biocarburants (biokérosène)

Maritime :

- Consommation d'H₂ pour la production d'e-méthanol et d'e-méthane pour le maritime. L'e-méthanol produit en France pourrait servir plusieurs débouchés - le maritime, la chimie et l'aérien (e-méthanol-to-jet)
- Flotte maritime supposée de plus en plus équipée de moteurs « dual fuel » au méthane ou méthanol pouvant s'alimenter en biodiesel, GNL, e-méthane, biométhane, e-méthanol et bio-méthanol, pour respecter les objectifs de la réglementation FuelEU Maritime

Routier :

- Part croissante de poids lourds à l'hydrogène, notamment les camions de transport de marchandises parcourant de longues distances. Pour les distances moyennes (< 400-500 km), les camions électriques pourraient être privilégiés par le marché.

Ferroviaire :

- Consommation d'H₂ dans des piles à combustible dans des trains régionaux. Par exemple, 12 trains « Régiolis H₂ » ont été commandés par 4 régions avec mise en service en 2026¹⁾

1) PPE: L'EXCEL mis en consultation pour la PPE mentionne une consommation totale d'H₂ électrolytique en 2030 de 9,6 TWh H₂ PCI / an, dont 1 TWh d'H₂ PCI / an dans « transports » (assimilé au transport routier) et 3 TWh H₂ PCI / an pour la production d'e-fuels (branche « énergie » du bilan d'énergie), ainsi que 1 TWh H₂ PCI / an pour la production de « gaz de synthèse » (e-méthane), pouvant servir en petite partie pour le maritime. Dans le document écrit de la PPE, la production d'H₂ électrolytique est estimée comprise entre 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030, soit potentiellement 10 TWh H₂ PCI / an de plus qu'estimé dans l'EXCEL. Sur ces 10 TWh H₂ PCI / an, une partie pourrait être destinée au transport (e-fuels notamment), de l'ordre de 3 TWh H₂ PCI / an, si on considère que cette production d'H₂ supplémentaire est répartie entre l'industrie et les transports au prorata des consommations d'hydrogène envisagées pour ces secteurs en 2030 dans l'EXCEL PPE

Sources : 1) SNCF (trains Régiolis H₂)

1. Le spectre couvert par les scénarios sur le secteur de la mobilité vous paraît-il pertinent ? Si non, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?
2. L'hypothèse d'absence d'imports d'e-fuels à l'horizon 2035 du fait d'un volume de projets annoncé plus important que la demande projetée à moyen terme vous paraît-elle pertinente ? Si non, quels éléments pouvez-vous apporter pour alimenter les scénarios ?
3. Le mix de soutage des carburants maritimes vous paraît-il pertinent ? Quels éléments techniques ou économiques seriez-vous en mesure d'apporter pour alimenter les scénarios ?

Concernant la production et les importations d'hydrogène, les scénarios proposent des visions différenciées. Les quantités produites dans les scénarios de sensibilité sont données à titre indicatif, les volumes résulteront des simulations multi-énergie à l'échelle européenne menées sur la base des scénarios soumis à consultation.

Le scénario PP reprend les chiffres des documents de consultation de la PPE-3 dans sa version la plus récente, tandis que le scénario A envisage un rôle de l'hydrogène plus important dans la décarbonation des usages et un démarrage de la production par électrolyse plus rapide. Cette production est à 78 % électrolytique en 2030 et à 97 % en 2035.

Dans le scénario B, la transition énergétique est retardée d'environ 5 ans. La production par électrolyse prend plus de temps à se développer, tant en termes de capacité installée qu'en termes de niveau de flexibilité. Les filières de production d'H₂ par biomasse émergent peu et la production par vaporeformage de méthane reste conséquente.

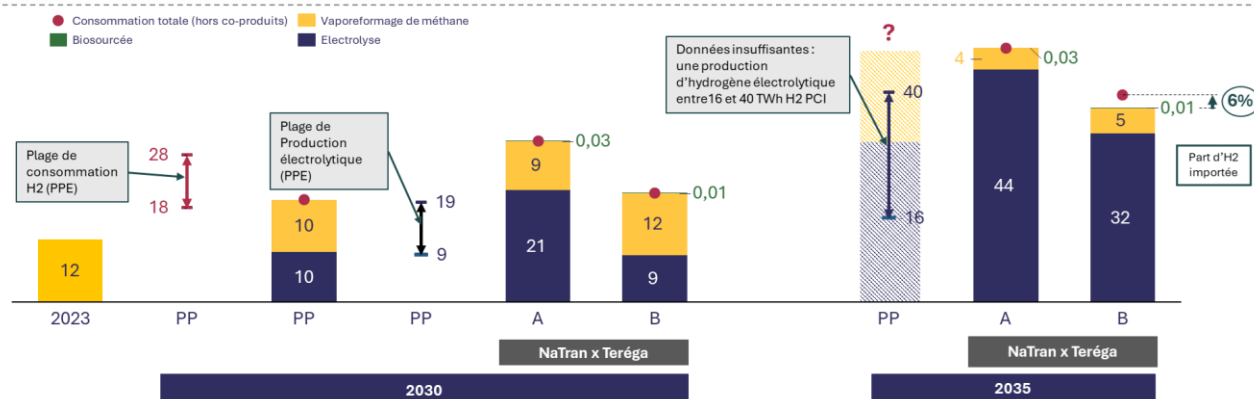
Étant donné les ambitions de la France en matière de souveraineté énergétique nationale, seul le scénario B considère à 2035 une part importée d'H₂ (6 %). Contrairement aux scénarios de consommation d'ammoniac pour le maritime et la chimie qui intègrent une part d'import pour satisfaire la demande, l'importation d'ammoniac pour produire de l'H₂ (craquage) est étudiée mais aucun volume n'est à ce jour retenu aux horizons présentés. Ce point pourra faire l'objet d'échanges lors de l'atelier H₂.

Les flux d'hydrogène en France et en Europe résulteront de simulations multi-énergie menées sur la base des scénarios soumis à consultation. Des hypothèses particulières telles que la localisation des consommations et de la production, la flexibilité des électrolyseurs, etc. seront discutées lors de l'atelier dédié à l'H₂.

Les scénarios envisagent une production d'hydrogène de 20 à 30 TWh PCI H₂ / an en 2030 et de 34 à 46 TWh PCI H₂ / an en 2035

PRODUCTION D'HYDROGÈNE
[2019-2035], TWh PCI H₂ / an

- Le scénario PP reprend les chiffres des documents de consultation de la PPE-3 dans sa version la plus récente
- Le scénario A envisage un rôle de l'hydrogène plus important dans la décarbonation des usages et un démarrage de la production par électrolyse plus rapide.
- Dans le scénario B, la transition énergétique est retardée d'environ 5 ans. La production par électrolyse prend plus de temps à se développer, tant en termes de capacité installée qu'en termes de niveau de flexibilité. Les filières de production d'H₂ par biomasse émergent peu et la production par vaporeformage de méthane reste conséquente.
- Étant donné les ambitions de la France en matière de souveraineté énergétique nationale, seul le scénario B considère à 2035 une part importée d'H₂ (6%).



1. Le spectre couvert par les scénarios de production d'hydrogène vous paraît-il pertinent ? Si non, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?
2. Les volumes retenus pour la production d'hydrogène biosourcée dans les scénarios sont marginaux. Ces volumes vous paraissent-ils pertinents ou sont-ils sous-évalués ? Disposez-vous d'éléments pour alimenter la scénarisation de ces volumes ?
3. L'importation d'ammoniac pour produire de l'H₂ (craquage) est étudiée mais aucun volume n'est à ce jour retenu aux horizons présentés. Cette hypothèse vous paraît-elle pertinente ? Si ce n'est pas le cas, pouvez-vous fournir des analyses technico-économiques qui permettraient de reconsidérer cette position ? Quel volume d'ammoniac serait-il pertinent d'ajouter à nos scénarios d'importation d'hydrogène selon vos analyses ?

En termes de production de gaz renouvelables et bas-carbone en France :

- Le scénario PP se caractérise par des productions de biométhane issues de méthanisation conformes à la PPE en consultation, auxquelles ont été ajoutées les productions de gaz renouvelables et bas-carbone issues des filières innovantes (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power-to-methane) non quantifiées dans la PPE (soit en 2030, 44 TWh de méthanisation et 2 TWh supplémentaires issues des filières innovantes, et en 2035, 79 TWh comprenant 8 TWh issues des filières innovantes). Le scénario PP correspond à un taux d'incorporation de ~15 % de gaz renouvelables et bas-carbone du gaz consommé en 2030 et de ~25 % en 2035 avec :
 - Un maintien des mécanismes de soutien à la production à la méthanisation (sites <25 GWh/an), une trajectoire de certificats de production de biogaz (CPB) 2028-2035 ambitieuse permettant d'atteindre le taux d'incorporation de ~15 % en 2030 dans le secteur résidentiel et tertiaire et un rythme de développement de la

méthanisation soutenu par l'émergence rapide de mécanismes assurant l'incorporation de biométhane via une incitation à la mise en place de contrats gré à gré (BPA⁹) dans les secteurs mobilité (IRICC) et industrie (aides à la décarbonation biométhane).

- Une émergence rapide des premiers projets industriels de production issue de filières innovantes par la mise en place d'un soutien spécifique à ces filières à très court terme (Appels à Projets (AAP) puis Appels d'offres (AO)).
- Le scénario A compatible avec les objectifs Fit-for-55 de la France, correspond à un taux d'incorporation de ~20 % de gaz renouvelables et bas-carbone du gaz consommé en 2030 et de ~40 % en 2035 traduisant :
 - Un rythme de développement des gaz renouvelables très soutenu grâce à l'essor des filières innovantes soutenu par une reconnaissance du caractère décarbonant des gaz bas-carbone et une forte dynamique de contrats de gré à gré et l'ouverture des CPB aux filières innovantes
 - Un usage des gaz renouvelables et bas-carbone favorisé par une reconnaissance réglementaire (mécanisme de soutien à la décarbonation, démarches volontaires (SBTi, ACT...) de l'achat de biométhane injecté comme levier de réduction des émissions des industries et entreprises.
 - Une volonté de valoriser le CO₂ biogénique en power-to-methane pour optimiser l'exploitation de la biomasse mobilisée. De plus, à partir de 2041, le CO₂ utilisé pour la production de e-fuels devrait nécessairement être biogénique selon les actes délégués précisant la méthodologie de calcul des émissions de RED III Renewable Fuels of Non Biological Origin.
 - Une préoccupation accrue des enjeux de qualité de l'air et de l'eau (émissions polluantes des UVE et stations d'épuration) incitant au recours de la pyrogazéification et gazéification hydrothermale.
- Les scénarios B et A-aléa prod correspondent à des taux d'incorporation moindres, induits par un retard des filières gaz renouvelables et bas-carbone : ~10 % de gaz renouvelables et bas-carbone dans le gaz consommé en 2030 et ~20 % en 2035 avec :
 - Un rythme de développement modéré de la méthanisation.
 - Un appui modéré des pouvoirs publics se traduisant par une trajectoire CPB post-2028 modérée et des AAP filières innovantes uniquement à moyen terme.
 - De faibles incitations à la décarbonation biométhane de la mobilité et de l'industrie conduisant à une dynamique de contractualisation de BPA modérée.

⁹ BPA : Biomethane Purchase Agreement

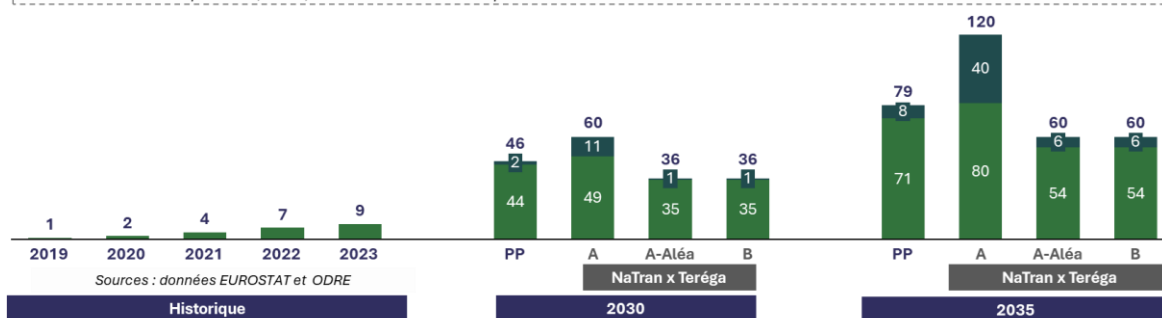
Les scénarios envisagent une production de méthane par méthanisation et filières innovantes de 36 à 60 TWh PCS / an en 2030 et de 60 à 120 TWh PCS / an en 2035

PRODUCTION CH₄ ISSUE DE MÉTHANISATION ET FILIÈRES INNOVANTES

[2019-2035], TWh PCS CH₄ / an

■ Méthanisation ■ Filières innovantes

- Le scénario PP se caractérise par des productions de biométhane issues de méthanisation conformes à la PPE en consultation, auxquelles ont été ajoutées les productions de gaz renouvelables et bas-carbone issues des filières innovantes (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power-to-methane) non quantifiées dans la PPE
- Le scénario A, compatible avec les objectifs « Fit-for-55 » de la France, envisage l'incorporation de ~20% de gaz renouvelable et bas carbone dans le gaz consommé en 2030 et ~40% en 2035 en considérant un rythme de développement très soutenu des gaz renouvelables grâce à la croissance des secteurs innovants et à l'utilisation de gaz renouvelables et bas carbone encouragée par la reconnaissance réglementaire.
- Le scénario B, correspond à des taux d'incorporation moindres, induits par un retard des filières gaz renouvelables et bas-carbone : ~10% de gaz renouvelables et bas-carbone dans le gaz consommé en 2030 et ~20% en 2035.
- Le scénario d'aléa sur la production, A-aléa, est basé sur les même retard que le scénario B.



1) Données « Pouvoirs publics » : Les données des scénarios « pouvoirs publics » correspondent à la PPE en consultation

Les flux de méthane en France et en Europe résulteront de simulations à l'échelle européenne menées sur la base des scénarios soumis à consultation. De même, les sollicitations des centrales à gaz seront affinées par des simulations multi-énergies menées sur la base des scénarios soumis à consultation. Les hypothèses européennes seront principalement basées sur le Ten Year Network Development Plan 2024 (TYNDP24), avec adaptation pour correspondre aux Plans Nationaux Energie Climat (NECP) des différents pays. Une intégration de données TYNDP26 au fur et à mesure des remontées des GRT sera éventuellement menée.

1. Le spectre couvert par les scénarios de production de gaz renouvelables et bas carbone vous paraît-il pertinent ? Si non, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?
2. Pensez-vous que la température soit susceptible d'influencer le niveau de production des méthaniseurs ? Disposez-vous d'analyses permettant d'affiner les hypothèses de production des méthaniseurs par températures froides ?
3. Disposez-vous d'analyses permettant d'évaluer la production régionalisée des filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone (méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale et power-to-methane) aux horizons considérés (2030 et 2035) ?
4. Quelles sont à votre avis les principales sources d'approvisionnement extra-européennes à considérer pour les simulations de flux de méthane ? Disposez-vous d'analyses pour alimenter les contraintes en volume à appliquer dans les simulations ?
5. Disposez-vous d'analyses permettant d'affiner les hypothèses concernant la disponibilité du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) pour l'Europe d'ici 2035 ?

En termes de mix de production d'électricité, les hypothèses relatives aux EnR et au nucléaire sont reprises sans modification des différentes sources : le scénario PP est conforme à la dernière version de la consultation de la PPE, et les scénarios A, B et A-aléas prod sont basés sur le *Bilan Prévisionnel 2023* de RTE, respectivement les scénarios A-ref, B bas et C1. La production des centrales thermiques résultera de simulations.

1. Le spectre couvert par les scénarios de mix de production d'électricité vous paraît-il pertinent ? Si non, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ? Quelles analyses techniques et économiques pouvez-vous fournir concernant le rôle des centrales électriques à hydrogène à l'horizon 2035 et au-delà ?

À noter : les ateliers spécifiques à chaque molécule permettront d'aborder plus en détail certains sujets. Ainsi, la concertation reste ouverte jusqu'à fin juin 2025, permettant de compléter vos réponses aux questions par du texte libre.

Document soumis à concertation : sur la base des informations présentées ci-dessus, NaTran et Teréga attendent des retours des parties prenantes des marchés concernés en amont des ateliers afin de cadrer les discussions en séance autour des problématiques majeures remontées. Si des questions sont posées dans ce document, les retours peuvent également s'en éloigner, le format étant libre.

Ces retours argumentés sont à rédiger dans le document « Retours Concertations » et à adresser par mail jusqu'au 2 mai, selon votre interlocuteur, à :

NaTran : ConcertationsCH4H2CO2@natrangroupe.com

Teréga : Concertationsch4h2co2@terega.fr

Les documents et données chiffrées mis à disposition par NaTran et Teréga dans le cadre du présent processus des "Concertations H2, CO2 et CH4" sont transmises à titre d'information et pour l'usage unique et exclusif des parties prenantes concernées.

Ces documents ont été élaborés en tout ou partie sur la base d'informations et de données obtenues auprès de sources publiques, de partenaires ou de tiers, qui peuvent avoir un caractère préliminaire et/ou non définitif. Les informations et scénarios qu'ils contiennent découlent d'hypothèses et sont indicatifs.