

Démarche des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir »

Restitution du cycle 2035

Synthèse

Description : Ce rapport constitue la synthèse des éléments présentés lors de la restitution des scénarios du cycle 2035 des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir » organisées par NaTran et Teréga.

Sommaire

1 Construire avec les parties prenantes une vision partagée et cohérente des infrastructures de demain.....	2
1.1 Répondre à nos obligations réglementaires actuelles et futures	2
1.2 La méthode : un processus itératif et un large partage des travaux.....	2
1.3 L'engagement des parties prenantes, le cœur du succès de la démarche	3
1.4 L'exercice de prospective : éclairer les futurs possibles autour du scénario des pouvoirs publics.....	3
2 Les résultats : présentation des scénarios et impacts sur les Plans de Développement Prospectifs	5
2.1 Un système méthane (CH ₄) en pleine mutation.....	5
2.1.1 Des scénarios de consommation CH ₄ réévalués à la suite de la concertation.....	5
2.1.2 Le biométhane, un gisement stratégique pour la souveraineté énergétique	7
2.1.3 Un cadre d'analyse intégré dans un système européen et un marché mondialisé	8
2.1.4 L'influence des scénarios sur le réseau de transport de méthane	9
2.2 L'hydrogène (H ₂) : un allié du système électrique.....	10
2.2.1 Des scénarios de consommation H ₂ réévalués à la suite de la concertation.....	10
2.2.2 Plans de développement prospectifs des infrastructures H ₂	11
2.3 Captage, séquestration et utilisation du CO ₂ , un pilier émergent du système	15
2.3.1 Les scénarios de captage de CO ₂	15
2.3.2 Un appel à manifestation d'intérêt dans le Nord de la France	15
2.3.3 Plans de développement prospectifs des infrastructures CO ₂	16
3 Les besoins d'infrastructures de transport d'énergie s'apprécient sur le temps long : conclusions et ouverture du cycle de concertation à l'horizon 2050	18

1 Construire avec les parties prenantes une vision partagée et cohérente des infrastructures de demain

1.1 Répondre à nos obligations réglementaires actuelles et futures

En tant que gestionnaires d'infrastructures de transport d'énergie, NaTran et Teréga (les deux opérateurs de transport de gaz en France hexagonale) portent une responsabilité centrale dans la planification du développement des infrastructures gazières : les opérateurs doivent assurer leur robustesse technique, leur exploitabilité et leur résilience aux nombreux aléas géopolitiques et incertitudes dans la transition du système énergétique. Le code de l'énergie impose également aux opérateurs de réseau de transport d'être en mesure d'assurer la continuité d'acheminement du gaz même dans des conditions climatiques extrêmes.

Pour ce faire, les deux transporteurs conduisent depuis avril 2025 un exercice de prospective et de concertation, ouvert à l'ensemble des parties prenantes, portant sur les besoins d'infrastructures du méthane, de l'hydrogène et du CO₂.

Cette démarche repose sur :

- une approche par scénarios, explicitant les incertitudes afin d'assurer un développement résilient des infrastructures ;
- une concertation large et ouverte associant opérateurs de réseaux, industriels, acteurs publics, associations professionnelles et acteurs académiques ;
- une finalité d'éclairage des politiques publiques, dans un contexte d'incertitudes économiques, technologiques, industrielles et réglementaires.

Ces travaux visent à accompagner la réflexion sur l'évolution du système énergétique, en éclairant les futurs possibles. Ils complètent les différents travaux réalisés en la matière par les pouvoirs publics ainsi que les autres opérateurs d'infrastructures. Cet exercice de concertation s'inscrit dans le cadre des obligations réglementaires actuelles de NaTran et Teréga, et contribue également à répondre aux nouvelles mesures issues du 4e Paquet européen Gaz décarboné à transposer d'ici août 2026, en particulier celles concernant les futurs réseaux de transport d'hydrogène.

1.2 La méthode : un processus itératif et un large partage des travaux

Afin de garantir la robustesse de nos scénarios, la démarche proposée pour leur élaboration associe un large panel de parties prenantes volontaires, et repose sur le partage transparent des méthodologies, hypothèses et documents de travail. Ainsi, les narratifs, scénarios et les données associées ont fait l'objet de publications au fil de l'eau sur les sites internet de NaTran et Teréga. Ils ont de plus été explicités lors des ateliers : plus de 13 tables rondes ont été organisées afin de permettre une appropriation des travaux menés.

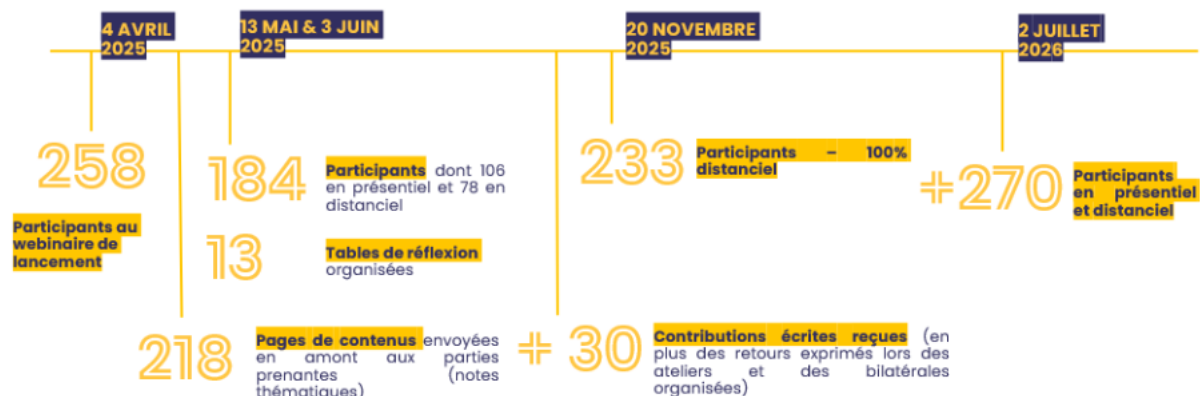
Depuis avril 2025, 6 événements (2 webinaires, 3 ateliers hybrides et 1 restitution hybride) ont rassemblé plusieurs centaines de parties prenantes. Une première version des scénarios multi-énergies à l'horizon 2035 a été soumise aux parties prenantes. Leurs propositions de compléments et d'approfondissements ont été étudiées et prises en compte dans la mise à jour des scénarios restitués le 2 juillet 2026.



1.3 L'engagement des parties prenantes, le cœur du succès de la démarche

Le panel de parties prenantes comprend des représentants des institutions publiques, de gestionnaires de réseaux de transport ou de stockage, d'instituts de recherche, des fournisseurs et producteurs d'énergie, industriels etc.

Les contributions nombreuses et à forte valeur ajoutée des parties prenantes ont fait l'objet d'analyses approfondies menant à des ajustements des scénarios. Elles ont permis d'ajuster les scénarios proposés par les deux opérateurs et de tester des sensibilités complémentaires qui élargissent le spectre des scénarios, notamment selon les modes de décarbonation privilégiés ou les niveaux d'activités de l'industrie, en lien avec la forte incertitude concernant la réindustrialisation.



1.4 L'exercice de prospective : éclairer les futurs possibles autour du scénario des pouvoirs publics

NaTran et Teréga mettent en œuvre différentes dispositions pour assurer leur mission au quotidien en veillant notamment au dimensionnement adéquat de leurs infrastructures. Leur responsabilité est d'assurer la robustesse des infrastructures face aux aléas affectant la trajectoire de planification de l'État. Il convient donc de travailler par déviations à ce scénario central. Cette démarche de concertation repose donc sur une approche explicitant les incertitudes plutôt que cherchant une trajectoire unique.

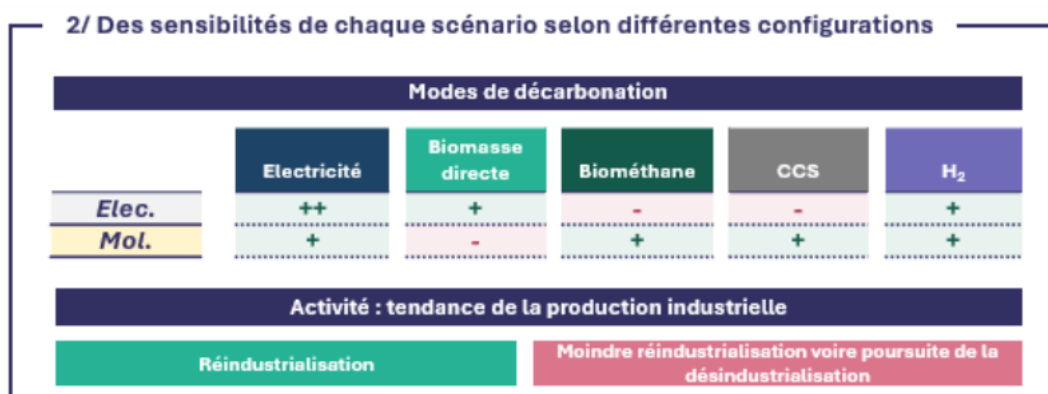
L'ensemble des scénarios de transition énergétique proposés par NaTran et Teréga sont déclinés autour du scénario des pouvoirs publics (PP) afin d'éclairer les futurs possibles,

notamment en cas d'aléa, et ainsi d'assurer l'adéquation du réseau dans différentes configurations possibles.

Le scénario (A) est fondé sur l'atteinte des objectifs portés par les pouvoirs publics tout en portant une ambition plus forte sur le rôle de l'hydrogène et du biométhane, et un scénario (B) de poursuite de ces mêmes objectifs avec une atteinte retardée de certains d'entre eux.



Ces deux scénarios ont fait l'objet de tests de sensibilité selon différentes configurations, en fonction des modes de décarbonation privilégiés et du niveau de la production industrielle.



L'ensemble de ces travaux sont également alimentés par différentes études ainsi que les données partagées par les parties prenantes des projets menés par NaTran et Terega (appels à manifestation d'intérêt en particulier) ou leurs partenaires.

Les scénarios font l'objet de déclinaisons afin d'étudier leur impact sur les infrastructures :

- des déclinaisons horaires liées aux données climatiques et à la flexibilité ;
- des déclinaisons géographiques à la maille réseaux.

Les scénarios obtenus sont utilisés dans les modélisations multi-énergie à la maille européenne et française, afin de déterminer la sollicitation des infrastructures et de mener des analyses économiques. Ils constituent ainsi un intrant majeur pour les plans de développement prospectifs des infrastructures.

2 Les résultats : présentation des scénarios et impacts sur les Plans de Développement Prospectifs

La transition énergétique ne repose pas sur une solution unique mais sur plusieurs vecteurs complémentaires. En tant qu'opérateurs des réseaux de transport de gaz, NaTran et Teréga étudient plus particulièrement, dans un prisme multi-énergies, des évolutions de la place des molécules CH₄, H₂ et CO₂ dans notre système énergétique.

- Méthane (CH₄) : sa part fossile est en baisse et le biométhane se développe. Il restera indispensable pour certains usages finaux ainsi que pour les besoins de flexibilité du système électrique.
- Hydrogène (H₂) : clé pour les usages industriels lourds, la mobilité lourde et la flexibilité du système électrique.
- CO₂ : capté, séquestré pour décarboner certains secteurs industriels ou réutilisé pour produire de nouvelles molécules (e-fuels, e-chimie).

2.1 Un système méthane (CH₄) en pleine mutation

2.1.1 Des scénarios de consommation CH₄ réévalués à la suite de la concertation

Les scénarios de consommation ont été réévalués à la suite des concertations sur les volets suivants :

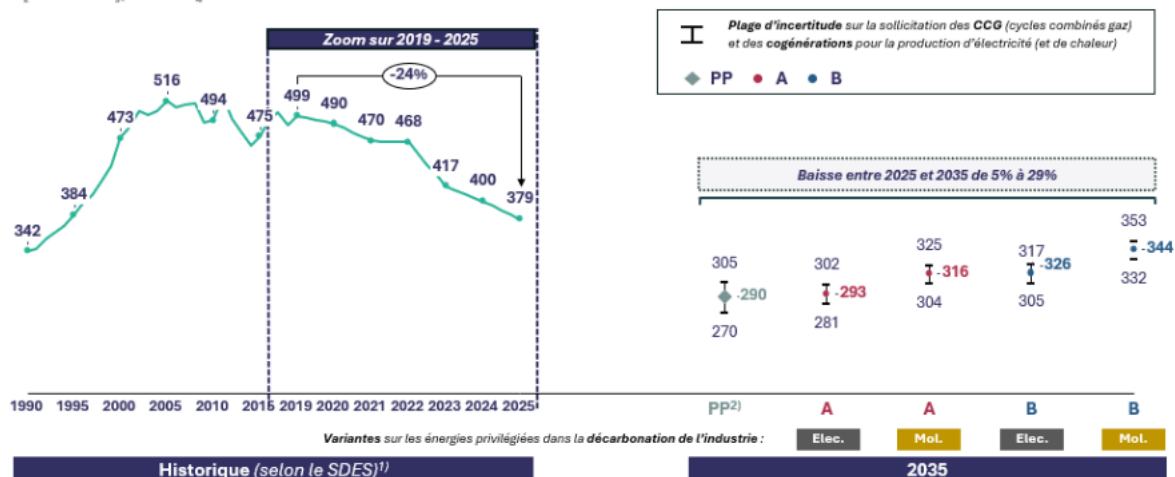
- **Industrie** : le volet industrie a été retravaillé en profondeur avec de nombreuses hypothèses testées (plus ou moins d'industrie localisée en France, sensibilités concernant les logiques de décarbonation).
- **Centrales à gaz** : Le recours aux centrales à gaz tel que scénarisé par RTE a été intégré. En parallèle des sensibilités à la pointe ont pu être testées, notamment concernant le développement moins ambitieux des Pompes à Chaleur et donc l'évolution du stock de chauffages Joule dans le résidentiel. Selon les hypothèses testées, l'impact à la pointe liée au bâtiment serait équivalent à 2 à 3 centrales à gaz.
- **Data Centers** : Le développement des Data Centers dans les années à venir a été pris en compte, avec l'étude en particulier de scénarios de raccordement de Data Centers au gaz en secours, pour compenser des indisponibilités temporaires de l'électricité. Les ordres de grandeurs analysés à l'horizon 2030-2035 ne sont pas de nature à affecter fortement le réseau méthane.
- **Correction climatique** : Les scénarios de consommation sont désormais projetés à partir des données corrigées du climat selon la méthode du SDES et non plus selon la méthode des opérateurs de réseau, afin d'améliorer la comparabilité avec les scénarios des pouvoirs publics.

Les résultats

La trajectoire historique de la consommation de méthane a connu une forte augmentation entre 1990 et 2019, avant de décroître de 25% sur la période 2019-2025. Les scénarios portés par les pouvoirs publics et par NaTran et Teréga envisagent une poursuite de la diminution comprise 5 et 29% entre 2025 et 2035. La baisse scénarisée de la consommation totale de méthane entre 2025 et 2035 s'explique par une baisse de la demande dans les secteurs du

bâtiment et de l'industrie, partiellement compensée par une légère hausse dans les transports.

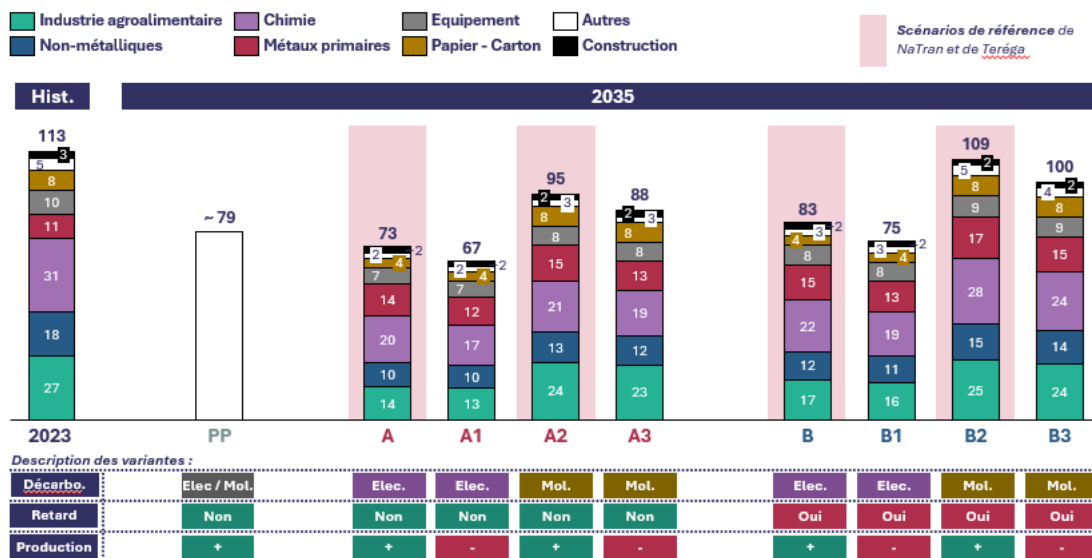
CONSOMMATION TOTALE DE MÉTHANE (FOSSILE ET RENOUVELABLE) CORRIGÉE DU CLIMAT EN FRANCE HISTORIQUE ET SCÉNARISÉE [1980-2035], TWh CH₄ PCS / an



Focus sur le volet industrie :

Un travail approfondi a été mené sur le secteur industriel, avec l'étude de sensibilités concernant les modes de décarbonation privilégiés et différentes trajectoires d'activité du secteur industriel. Une variante industrie éclairant une trajectoire de décarbonation privilégiant l'électricité et la biomasse directe est labellisée « Elec. » et une seconde privilégiant davantage le recours au biométhane est labellisée « Mol. ». La consommation de méthane dans l'industrie en 2035 varie sensiblement selon les variantes des voies de décarbonation et de niveaux de production envisagés.

CONSOMMATION DE MÉTHANE EN FRANCE DANS L'INDUSTRIE – CVC¹⁾ - [2023-2035], TWh CH₄ PCS / an



2.1.2 Le biométhane, un gisement stratégique pour la souveraineté énergétique

La filière a connu une croissance dynamique entre 2019 et 2025, la production passant de 1 à 14 TWh PCS/an via le développement de la méthanisation. En 2035, les volumes scénarisés de méthane renouvelable et bas-carbone sont compris entre 47 et 108 TWh PCS/ an, selon le taux de déploiement des installations de méthanisation et l'essor des filières innovantes.

Plus spécifiquement, les volumes de biométhane issus de méthanisation sont compris entre 60 et 82 TWh, ce qui représente, dans le référentiel du scénario « Afterres2050 » publié en 2026, une mobilisation de 30 à 50% du volume potentiel identifié à 2050. Le scénario « Afterres2050 » repose sur une évolution du modèle agricole (réduction de l'élevage, diversification des revenus agricoles, rythme d'artificialisation des sols diminué de moitié, accroissement des forêts, diversification des cultures et introduction des couverts végétaux), dans une approche agroécologique généralisée. La place de la méthanisation dans ce scénario y est dimensionnée pour ne pas concurrencer les grandes fonctions de la biomasse : alimentation humaine et animale, fertilité des sols, fourniture de matériaux, services écosystémiques (respect de la hiérarchie des usages). Les ressources agricoles et biodéchets valorisables en énergie sont mobilisés en méthanisation pour des raisons agronomiques (retour au sol du carbone et nutriments par épandage des digestats) plutôt que vers d'autres usages énergétiques ne satisfaisant pas cette boucle de retour au sol.

Selon ces considérations, ces volumes scénarisés à horizon 2035 ne seraient pas contraints par la disponibilité de la biomasse.

En revanche, l'atteinte de ces volumes et de la borne haute de la PPE3, fixée à 82 TWh PCS / an en 2035 de production de méthane renouvelable et bas-carbone, repose sur une accélération du rythme de déploiement des installations de production de gaz renouvelable et bas carbone. Un rythme de 250 installations/an à partir de 2030 permettrait d'atteindre la borne haute de la PPE 3. Par comparaison, l'Allemagne a compté jusqu'à 1300 installations/an pour une moyenne de 500 installations/an. Si le « modèle allemand » du biogaz agricole n'est pas une référence sur le plan agronomique, puisqu'il repose en grande partie sur l'usage de cultures énergétiques en concurrence directe avec l'alimentation, il est intéressant de tirer enseignement de son développement, notamment sur le plan industriel. Une recherche de souveraineté énergétique européenne pourrait imposer une accélération du rythme de déploiement des installations.

Enfin, concernant l'adaptation du réseau de transport de méthane à ces nouvelles sources d'approvisionnement, l'atteinte de la borne haute de la PPE en 2035 suppose d'accélérer la mise en service des raccordements et des rebours. Ce rythme est jugé atteignable compte tenu de l'historique des réseaux. Sur le réseau de NaTran, les ordres de grandeur envisagés sont une moyenne de 24 raccordements annuels de producteurs de bioCH₄ (légèrement inférieur au maximum historique de 25 raccordements en 2021) et la mise en service de 13 rebours chaque année sur la période 2026-2035. Pour Teréga, le développement du biométhane représente 2 raccordements d'unités et 1 à 2 rebours par an sur la période 2026-2031.

Une régionalisation des scénarios de production de biométhane est réalisée sur la base de la localisation des ressources propres à chaque région, mais également de la dynamique de développement de court terme observée via le registre de capacités dont NaTran et Teréga sont les gestionnaires.

2.1.3 Un cadre d'analyse intégré dans un système européen et un marché mondialisé

La sécurité d'approvisionnement de l'ensemble des pays européens (y compris la France) dépend des infrastructures européennes interconnectées (dont les terminaux de GNL) et de leur résilience.

A ce jour, les infrastructures françaises sont sollicitées :

- A l'échelle nationale, pour connecter la consommation française, l'approvisionnement (imports et biométhane français) et les lieux de stockage ;
- A l'échelle européenne, pour les transits de gaz pour les besoins croissants de pays adjacents.
- Ces flux sont largement déterminés par un marché mondialisé sensible aux aléas géopolitiques notamment.

Dans ce contexte, les analyses des infrastructures de méthane intègrent un ensemble d'hypothèses et de sensibilités à l'échelle européenne et à l'interface entre l'Europe et le reste du monde.

Les analyses de NaTran et de Teréga seront complétées par les exercices européens menés par l'ENTSOG (« *Natural Gas System Assessment* ») dans le cadre du TYNDP – Q4 2026 et prochainement par l'analyse de la sécurité d'approvisionnement à 10 ans – à venir).

Des sensibilités complémentaires confirment la résilience des infrastructures françaises aux aléas.

Les analyses proposées lors des ateliers au printemps 2025 comprenaient un large spectre de sensibilités sur les consommations, les productions et les approvisionnements.

A la suite des retours reçus, des sensibilités complémentaires ont été ajoutées dans les études :

- La production de méthane en Norvège : ajout de scénarios de baisse de production
- Le GNL : ajout de sensibilités supplémentaires concernant la disponibilité du GNL sur le marché
- Sensibilités concernant la production de biométhane

Par ailleurs, concernant les infrastructures, sont pris en compte :

- Les développements de nouvelles capacités de regazéification notamment en Allemagne et en Italie ainsi que la fin des terminaux du Havre et de Tonkin
- Les projets de conversion de gazoducs transmis par les promoteurs dans le cadre du TYNDP2026

Nos simulations des différents aléas permettent de conclure que les infrastructures gazières françaises sont en mesure d'assurer l'adéquation de l'offre et de la demande pour l'ensemble des scénarios étudiés à l'horizon 2035, comme elles l'ont permis par le passé.

2.1.4 L'influence des scénarios sur le réseau de transport de méthane

L'influence des différents scénarios sur le dimensionnement futur du réseau de transport de méthane sont analysés dans le cadre du Plan de Développement Décennal (PDD) élaboré sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), en cohérence avec la planification énergétique nationale (PPE). La PPE publiée en février 2026 souligne le rôle critique des infrastructures gaz pour la flexibilité du système énergétique et la sécurité d'approvisionnement.

Les scénarios alimentent le PDD, exercice annuel défini par le code de l'énergie (Art. L431-6), qui identifie les investissements à dix ans, ainsi que ceux à engager sous trois ans.

Ainsi, les scénarios français concertés dans le cadre des Perspectives d'Avenir sont traduits en une sollicitation de notre réseau à un niveau de pointe au risque 2%, conformément au code de l'énergie (R121-8).

Le PDD est de plus cohérent avec les scénarios européens des gestionnaires de réseau, traduits en une sollicitation de pointe au risque 5% conformément au règlement (CE) n°715/2009.

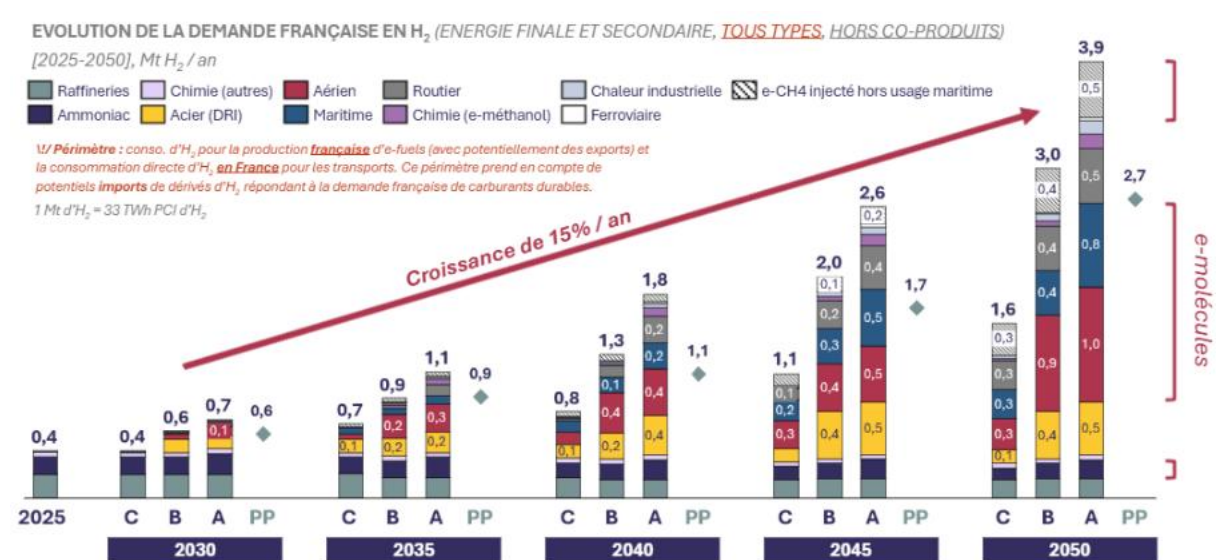
La publication du PDD et la concertation gaz associée sont planifiées à la fin de l'année 2026.

2.2 L'hydrogène (H₂) : un allié du système électrique

2.2.1 Des scénarios de consommation H₂ réévalués à la suite de la concertation

Les retours des parties prenantes de la concertation ainsi que l'évolution du marché entre la première mouture des scénarios (début 2025) et la clôture de ce cycle (mi 2026) ont mené à adopter une approche plus prudente quant à l'évolution de la consommation d'H₂ dans les différents scénarios proposés.

Au vu des ambitions de décarbonation de l'ensemble des secteurs de l'industrie lourde et de la mobilité lourde, et des obligations d'incorporations d'hydrogène et de carburants durables, la consommation française d'hydrogène (tous types) pourrait fortement croître à l'avenir (de l'ordre de +15%/an jusqu'à 2050).



L'hydrogène naturel (« hydrogène blanc ») est désormais pris en compte dans nos travaux prospectifs. Ce sujet est remonté par les parties prenantes dans le cadre des concertations et s'inscrit dans une dynamique d'exploration croissante sur le territoire.

Néanmoins, l'absence de licence de production à ce jour, combinée à des délais de maturation estimés entre 11 et 15 ans entre l'obtention d'une licence et le démarrage d'une production commerciale, conduit à considérer que les perspectives de développement des réseaux hydrogène induites par le déploiement de l'H₂ natif à l'horizon 2035 demeurent globalement inchangées.

Les PER (Permis Exclusifs de Recherche) identifiés à ce stade présentent une forte cohérence géographique avec le Plan de Développement prospectif H₂, aussi bien à l'horizon 2035 que dans les visions de plus long terme, rendant compatible le possible développement de l'hydrogène blanc avec nos schémas directeurs.

2.2.2 Plans de développement prospectifs des infrastructures H2

NaTran et Teréga se préparent aux nouvelles responsabilités confiées aux gestionnaires de réseau par le 4^e paquet européen Gaz décarboné, qui renforce le rôle des infrastructures hydrogène dans la planification énergétique de long terme.

L'hydrogène est appelé à jouer un rôle croissant dans la décarbonation des secteurs les plus difficiles à électrifier, notamment la sidérurgie, la chimie, et la production de carburants de synthèse. La demande pourrait atteindre plusieurs centaines de kilotonnes à l'horizon 2035, puis plusieurs millions de tonnes à plus long terme.

Au-delà de ses usages industriels, l'hydrogène constitue également un vecteur de flexibilité pour le système énergétique. Lorsqu'il est produit par électrolyse de l'eau, il offre une capacité de stockage de l'électricité renouvelable et contribue à l'équilibrage du système électrique. La valeur nette de ces services de flexibilité est estimée entre 1,2 et 1,5 milliard d'euros par an. Une infrastructure hydrogène maillée et interconnectée génère par ailleurs des bénéfices systémiques supplémentaires. En facilitant l'optimisation des approvisionnements à l'échelle du système énergétique européen, elle pourrait créer une valeur nette estimée à près de 2 milliards d'euros par an. Elle contribuerait également à réduire les besoins de modulation du parc nucléaire, avec une baisse estimée de 11 % des situations d'atteinte des butées de baisse et l'évitement d'environ 9 TWh de modulation liée à l'absence de débouchés économiques pour l'électricité produite.

Dans ce contexte, les opérateurs élaborent leurs plans de développement prospectifs des infrastructures en recherchant un équilibre entre deux impératifs complémentaires :

- D'une part, accompagner les projets pionniers qui émergent aujourd'hui dans les bassins industriels.
- D'autre part, veiller à ce que les choix réalisés aujourd'hui restent cohérents avec les besoins à plus long terme du système énergétique.

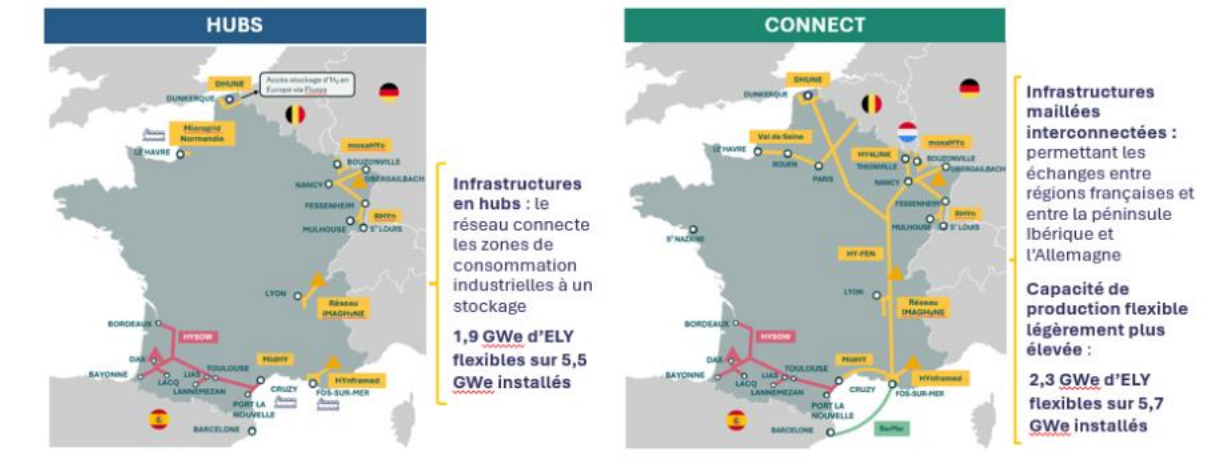
Le Plan de Développement Prospectif soumis à concertation en 2025 a été conforté par différentes études, dont certaines font l'objet d'approfondissements thématiques :

Valeur du réseau H₂ : présentations de modélisations multi-énergies

Différentes études ont permis de démontrer la valeur des réseaux de transport d'hydrogène, notamment grâce à la flexibilité qu'il apporte. Cette valeur est estimée à environ 1,5Mds€/an à 2050 selon l'étude conjointe NaTran-RTE (2023) et à 1,2Mds€/an à 2035 dans le Bilan Prévisionnel 2023 de RTE.

Des analyses complémentaires ont été menées par NaTran, afin de répondre à un objectif double :

- Se projeter sur un séquençement de déploiement, et mettre à jour le cas échéant le plan de développement prospectifs de nos infrastructures H₂.
- Comparer la valeur additionnelle entre un réseau en hubs et un réseau maillé interconnecté.



Les résultats des simulations

Le réseau maillé interconnecté permet un gain important sur le système H₂ européen dès 2035 par rapport au réseau en hubs : les gains à l'échelle européenne sont supérieurs aux coûts d'investissements d'environ 2 Mds€/an dans le scénario A.

- Ces gains sont principalement dus à une optimisation des coûts d'approvisionnement H₂.
- La flexibilité du réseau maillé interconnecté permet une meilleure utilisation des productibles ENR et nucléaires.
- Une configuration maillée interconnectée permet de couvrir les besoins de flexibilité H₂ des autres pays européens grâce à une utilisation accrue des stockages français.
- L'infrastructure H₂ interconnectée et maillée permet une meilleure exploitation du nucléaire français grâce à la production flexible d'H₂. Le bénéfice sur la modulation du nucléaire est significatif, ce qui pourrait limiter l'usure de certains équipements des centrales.

Ces analyses sont complétées par des études régionales, comme celles menées par NaTran avec RTE et Storengy pour la Région Auvergne-Rhône Alpes¹ ou encore dans le Grand Ouest en coopération avec l'ADEME et les Régions Bretagne et Pays de la Loire.

¹ [etude-hydrogene-aura-preesentation-webinaire.pdf](#)

Mise à jour du plan de développement prospectif H₂

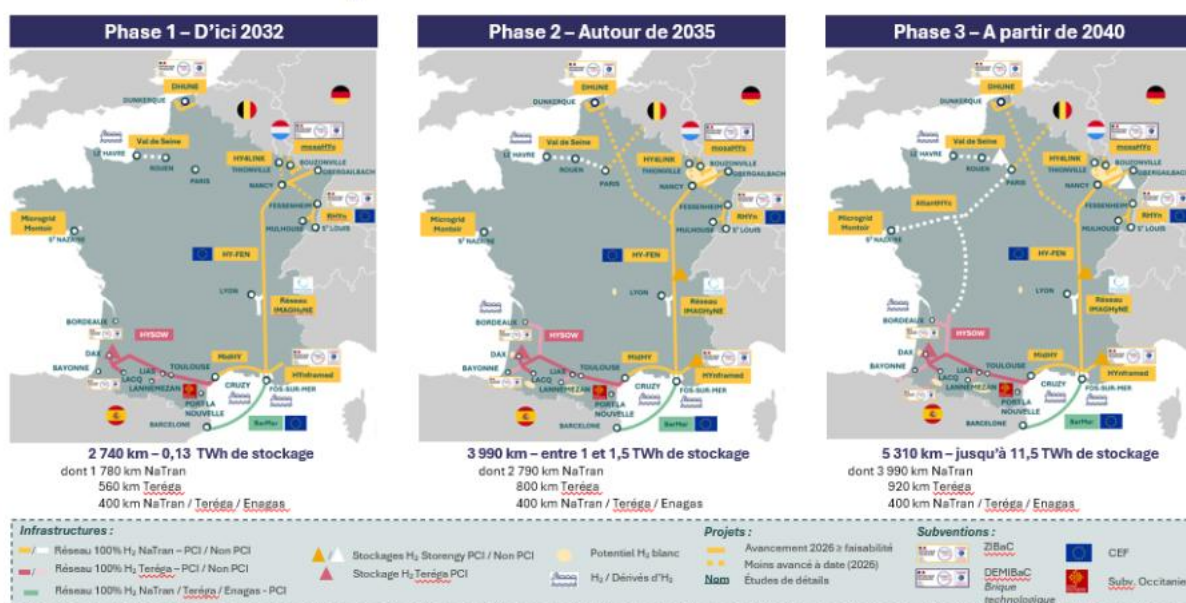
Les résultats des simulations obtenus confortent le plan de développement prospectif H₂ soumis à la concertation en 2025.

La variabilité des résultats obtenus pour différents scénarios de consommations étudiés et les échanges avec les parties prenantes ont toutefois mis en évidence la nécessité de mieux prendre en compte les incertitudes qui pèsent sur le rythme de développement des usages de l'hydrogène.

Afin de refléter cette diversité de trajectoires possibles, NaTran et Terega ont retenu une approche fondée sur deux variantes de développement :

- Un Schéma Directeur central reprenant le séquençement proposé initialement.
- Un Schéma Directeur retardé, intégrant un décalage dans le temps de quelques projets.

Schéma Directeur H₂ – Scénario Central

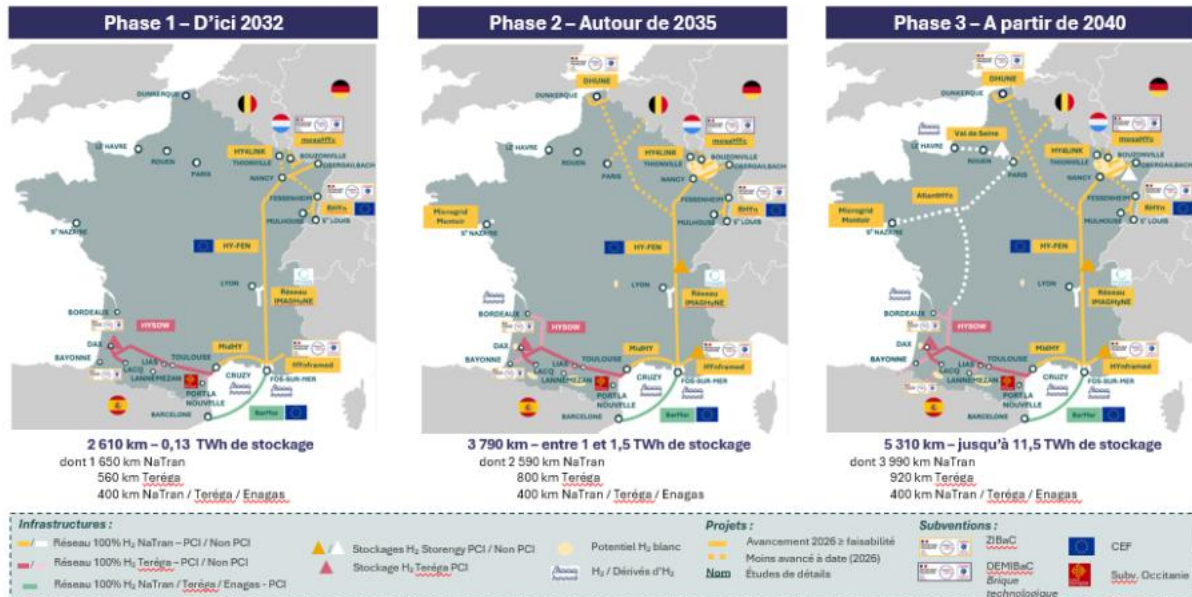


Le scénario central illustre une trajectoire de développement progressive des infrastructures hydrogène, organisée autour d'un maillage croissant des principaux bassins industriels et des futures interconnexions européennes.

Le déploiement des infrastructures est séquençé en trois phases :

- Une 1ère phase d'ici 2032, centrée sur les premiers bassins industriels et les projets les plus avancés ;
- Une 2e phase autour de 2035, avec une montée en charge et une structuration du réseau, notamment vers le Nord de la France et l'apparition de zones d'exploitation potentielles de l'H₂ naturel ;
- Une 3e phase à plus long terme, à partir de 2040, où un maillage plus complet est développé, notamment sur la partie ouest de la France, avec également des capacités de stockage renforcées.

Schéma Directeur H₂ – Scénario retardé



Le schéma directeur du scénario retardé observe une structure de déploiement similaire au scénario central, avec 3 phases d'ici 2032, autour de 2035 et à partir de 2040. L'architecture générale du réseau demeure largement inchangée : les principaux corridors, zones industrielles et interconnexions sont conservés. En revanche, le calendrier de réalisation de certaines infrastructures est décalé afin de tenir compte d'une montée en charge plus progressive de la demande :

- DHUNE, près de Dunkerque, est retardé de la phase 1 à la phase 2, autour de 2035, dans l'attente de maturation des projets industriels utilisateurs structurants de la région ;
- Microgrid Montoir près de St Nazaire, est également retardé autour de 2035 ;
- Vallée de la Seine : le projet est reporté à plus long terme, à partir de 2040, en cohérence avec un développement plus tardif de la demande, notamment pour les e-saf.

2.3 Captage, séquestration et utilisation du CO₂, un pilier émergent du système

2.3.1 Les scénarios de captage de CO₂

Les volumes de CO₂ captés pourraient augmenter rapidement, d'abord dans l'industrie puis dans l'énergie (Raffinage, bio-raffinage, SMR pour H₂ bleu, production de chaleur – réseaux de chaleur, cogénérations industrie externalisées –, déchets, méthaniseurs).

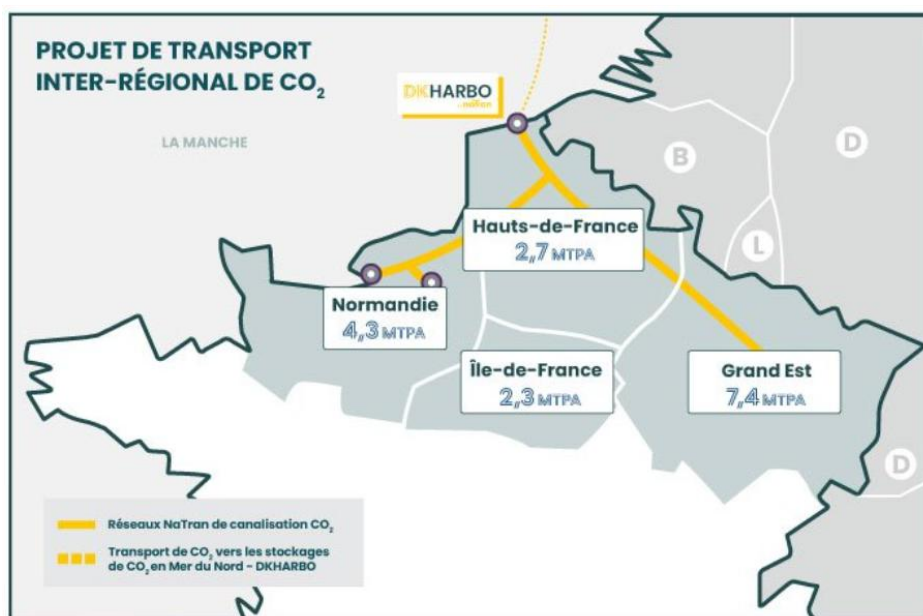
Deux usages principaux :

- séquestration pour éviter les émissions
- utilisation pour produire des carburants et molécules synthétiques

À court terme, la séquestration domine ; à plus long terme, les usages (CCU) prennent de l'importance. En effet, la consommation de CO₂ pour les carburants de synthèse pourrait atteindre 0,8 à 2,5 Mt CO₂/an en 2035 et de 5 à 13 Mt CO₂/an en 2050. La production d'e-fuels devrait trouver à moyen terme suffisamment de CO₂ aisément accessible (gros émetteurs existants) mais des volumes additionnels de CO₂ biogéniques seraient nécessaires à long terme. Les zones propices à la production d'e-fuels sont celles disposant de ressources en CO₂ biogéniques, un accès aux oléoducs/ports, à une main d'œuvre qualifiée, aux réseaux d'H₂ / CO₂, au foncier et à l'électricité.

2.3.2 Un appel à manifestation d'intérêt dans le Nord de la France

La démarche d'appel à manifestation d'intérêt fait suite à des études de potentiels sur les territoires. Adressée à l'ensemble des acteurs de la chaîne CCUS, elle a permis de confirmer une attente forte des acteurs ainsi que l'adéquation du tracé d'infrastructure proposé. L'ensemble des typologies d'acteurs concernés a répondu à l'AMI, y compris des émetteurs parmi les plus importants (« hard-to-abate »). Le volume total des répondants représente un potentiel de 16,7 MtCO₂/an captés soit 27% des émissions industrielles en France. Les résultats finaux de l'AMI seront confirmés en fonction de la maturité des projets constatée lors des études de faisabilité.



2.3.3 Plans de développement prospectifs des infrastructures CO₂

Des études et AMI menés à la suite des concertations ont conduit à des évolutions du schéma directeur CO₂.

L'AMI Nord-Est a permis de :

- Développer une vision des émetteurs souhaitant se décarboner via le CCUS dans le tiers Nord-Est de la France et des volumes correspondants ;
- Confirmer l'intérêt de caroducs nationaux sur ces territoires.

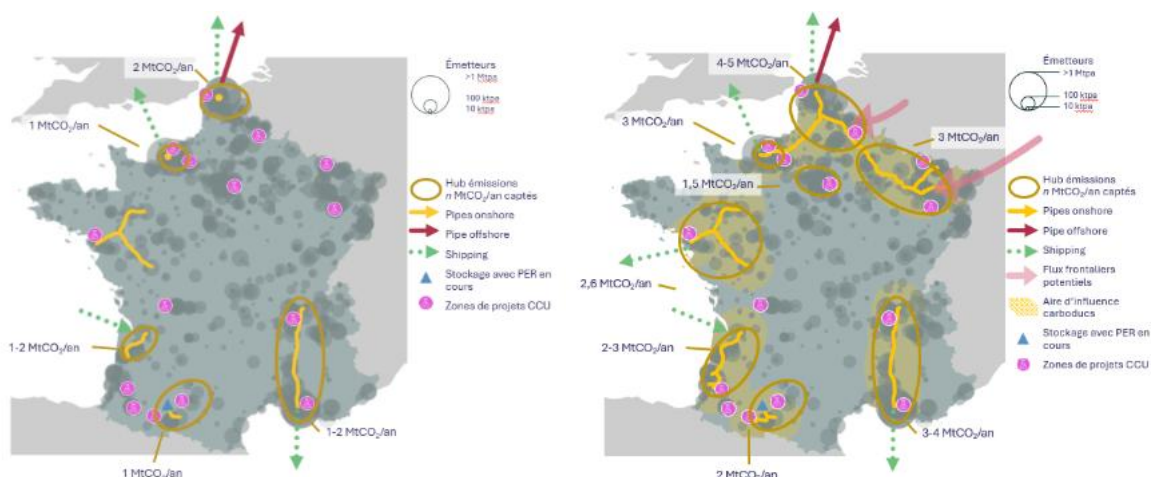
La construction d'une vision exhaustive des émetteurs actuels et futurs en France (au-delà des seuls périmètres ETS ou fossiles ETS ou fossile) a mis en évidence l'intérêt d'un système de transport multimodal mutualisé. Ces infrastructures complémentaires permettraient de raccorder certains plus petits émetteurs éloignés du réseau principal, lequel relie les plus grands émetteurs aux exutoires du CO₂ (zones d'export ou stockage onshore)

Le volume de CO₂ capté en France devrait croître rapidement, d'abord dans l'industrie puis dans le secteur de l'énergie. Ce CO₂ sera d'abord destiné au stockage local ou offshore, mais aussi, de manière croissante, à la valorisation. À cet égard, la production d'e-fuels suscite un fort intérêt mais devra toutefois composer avec la disponibilité des émissions de CO₂ biogénique, facilement accessibles dans un premier temps mais plus complexes à mobiliser sur le long terme.

L'ensemble de ces résultats fait évoluer le schéma directeur CO₂ notamment en ce qui concerne les volumes captables et la profondeur territoriale.

Un développement du réseau CO₂ projeté en trois temps

Les **deux premières phases** visent à développer des hubs côtiers dans un premier temps, puis à les approfondir et initier leur interconnexion pour créer quatre macro-zones. Dans le Sud-Ouest les premières capacités de stockage seront développées pour les émetteurs locaux (premier PER déposé en 2025 et en cours d'instruction administrative). Les niveaux de captages associés sont de l'ordre de 4 à 8 MtCO₂/an captés pour la première phase (d'ici 2032) et de 12 à 20 MtCO₂/an captés pour la seconde phase (entre 2035 et 2037).



La **troisième phase**, projetée à l'horizon 2040 implique un changement d'échelle et donc de paradigme (> 30MtCO₂ captés/an). La logique de bassin versant pourrait être élargie avec l'initialisation de l'interconnexion des macro-zones pour diversifier l'accès des émetteurs aux différentes options d'exutoires du CO₂ (export, valorisation, stockage souverain). Le recours massif à la capture de CO₂ biogénique présente à la fois des défis majeurs et des opportunités stratégiques : s'il soulève des enjeux complexes liés aux modèles économiques, à la réglementation et à la mobilisation des émissions, il s'avère indispensable pour répondre à la demande de e-molécules ou pour compenser les émissions incompressibles en générant des crédits d'émissions négatives (CDR). Enfin, des interfaces multimodales complémentaires au transport par canalisations pourraient être développées, afin de prendre en charge les émissions plus diffuses.

En parallèle, le contexte de la régulation s'adaptera :

- aux volumes à capter/transporter/consommer ;
- à la diversité des acteurs : émetteurs, consommateurs & agrégateurs ;
- au planning et aux spécificités de chaque projet ;
- aux modalités de financement des infrastructures à réaliser (transition vers une approche de marché plus mature).

3 Les besoins d'infrastructures de transport d'énergie s'apprécient sur le temps long : conclusions et ouverture du cycle de concertation à l'horizon 2050

Cette démarche prospective, menée sur plus d'une année grâce à l'implication active des parties prenantes, a permis d'enrichir les scénarios et de renforcer la robustesse des analyses présentées. Les travaux confirment la résilience du système gazier français, capable d'assurer la sécurité d'approvisionnement tout en intégrant des volumes croissants de gaz renouvelables à l'horizon 2035.

Au-delà du méthane, ces travaux illustrent la transformation profonde du secteur avec l'émergence de nouvelles chaînes de valeur autour de l'hydrogène et du CO₂. Malgré les incertitudes persistantes sur le rythme de développement du marché de l'hydrogène, les analyses soulignent l'intérêt stratégique d'un réseau maillé, interconnecté à l'échelle européenne et associé à des capacités de stockage. Concernant le CO₂, la forte mobilisation des acteurs confirme la dynamique du marché et la pertinence des projets de captage, de transport et de stockage actuellement à l'étude.

Ces résultats constituent désormais une base solide pour l'élaboration des prochains Plans Décennaux de Développement (PDD) et des projections à l'horizon 2050. Ils témoignent de la nécessité de poursuivre un dialogue étroit avec les acteurs des territoires afin d'adapter les infrastructures aux besoins futurs et d'accompagner la trajectoire de neutralité carbone. Les contributions recueillies dans le cadre de cet exercice continueront ainsi d'alimenter les réflexions stratégiques de NaTran et Teréga dans les années à venir.

Dans la continuité de ce cycle consacré à l'horizon 2035, NaTran et Teréga poursuivront donc leurs analyses jusqu'à l'horizon 2050. Comme pour le premier cycle, ces travaux viseront à explorer une diversité de trajectoires, intégrant notamment des hypothèses variées en matière de mix énergétique, de dynamiques industrielles, de sécurité d'approvisionnement, et d'innovation technologique.

Les sujets à analyser porteront notamment sur l'évolution de la consommation de méthane et d'hydrogène, de l'utilisation et de la séquestration de CO₂ à ces horizons, bouclage biomasse, impact sur la trajectoire des nouveaux objectifs intermédiaires à 2040, date d'autant plus charnière pour le système énergétique français qu'il s'agit de l'horizon envisagé pour la mise en service des EPR.

L'objectif est de contribuer à un éclairage plus complet des choix énergétiques à opérer, dans un contexte marqué par de fortes incertitudes.

NaTran : ConcertationsCH4H2CO2@natrangroupe.com

Teréga : Concertationsch4h2co2@terega.fr