



## LES GAZ, INDISPENSABLES À LA TRANSITION ENERGETIQUE

GRTgaz remplit une mission de service public, dans un cadre régulé : assurer l'acheminement de l'énergie gaz destinée à l'alimentation de l'ensemble des consommateurs français, ménages, industries, usages mobilité et centrales électriques, et des pays voisins.

GRTgaz a la responsabilité d'établir une prévision pluriannuelle de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelable. Cette prévision sert de socle pour établir le bilan prévisionnel permettant de planifier les évolutions nécessaires des infrastructures, en particulier en vue de l'accueil de la part croissante de gaz renouvelables et de l'hydrogène.

GRTgaz inscrit son action dans le cadre de sa raison d'être **Ensemble, rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat**, en s'appuyant sur ses parties prenantes, et la compétence et l'engagement de ses salariés.

**La France a besoin d'un système énergétique équilibré, résilient, sûr, efficace, économe et abordable.**

La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone en 2050, et à accélérer sa décarbonation en réduisant ses émissions de gaz à effet de serre de 55% dès 2030. Tous les scénarii publiés fin 2021 montrent que **toutes les sources d'énergie devront être mises à contribution. C'est le cas du gaz et de ses puissantes infrastructures**, indispensables à la sécurité d'approvisionnement énergétique et à la décarbonation des secteurs difficilement électrifiables.

Bien sûr, **ce gaz doit progressivement devenir neutre en carbone, grâce aux gaz renouvelables et à l'hydrogène**. Cette dynamique doit elle aussi accélérer. La stratégie hydrogène française et la production de gaz renouvelables dans nos territoires le permettent. **Les gaz renouvelables et l'hydrogène répondent aux besoins énergétiques et climatiques. Ils concourent aussi à bien d'autres politiques** : agriculture, gestion des déchets, maintien de l'industrie française, création d'emplois, aménagement du territoire...

Parce que toutes les solutions de décarbonation devront être mobilisées pour atteindre les objectifs climatiques, il est impératif de **prendre les mesures d'accompagnement nécessaires au déploiement des gaz renouvelables et de l'hydrogène**.

La consommation annuelle de gaz, proche de 450 TWh, est aujourd'hui composée à 1% de biométhane. Faire progresser rapidement la part des gaz renouvelables, bas-carbone et de l'hydrogène est un impératif pour permettre à la France d'atteindre ses objectifs climatiques 2030 et la neutralité carbone à l'horizon 2050.

## GAZ RENOUVELABLES ET BAS-CARBONE UN POTENTIEL NATIONAL ELEVÉ

**Développer les gaz renouvelables, énergie produite au cœur des territoires, apporte de nombreux bénéfices. Énergétiques et climatiques** tout d'abord, en renforçant la souveraineté énergétique française et en baissant les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 80%. Mais ces bénéfices sont bien plus larges : les gaz renouvelables accompagnent les agriculteurs dans la transformation de leur modèle agricole, constituent une solution de gestion des déchets, créent une activité à valeur ajoutée très majoritairement française et des emplois non délocalisables dans nos territoires.

**Différentes technologies de production de gaz renouvelables** existent, aujourd'hui à des stades de maturité différents.

La plus mature est la **méthanisation**, qui constitue la voie de valorisation la plus pertinente<sup>1</sup> pour la **biomasse fermentescible** (cultures intermédiaires à vocation énergétique, résidus de culture, effluents d'élevage, biodéchets...).

La **pyrogazéification** valorise quant à elle des **intrants secs** difficilement valorisables autrement : résidus de bois, bois-déchets (classes B voire C), combustibles solides de récupération (CSR).

La **gazéification hydrothermale** est une technologie innovante de conversion thermochimique haute pression haute température de **biomasses humides**, aujourd'hui incinérées, enfouies, ou sujettes à des contraintes réglementaires de plus en plus fortes. **Les Pays-Bas ont inscrit à leur feuille de route « gaz vert » 2030 une production de 12 TWh issue de cette technologie.**

Enfin, la **méthanation** est un procédé industriel visant à convertir de l'hydrogène renouvelable (ou bas-carbone) en méthane en le combinant à une source de CO<sub>2</sub>, qui peut être issue de méthanisation agricole ou de l'industrie (agro-alimentaire en particulier).

Une analyse approfondie des ressources mobilisables, de manière raisonnée, par ces différentes technologies a été menée en 2021 par les études Transition(s) 2050 ADEME<sup>2</sup> et France Stratégie<sup>3</sup>, et pour la gazéification hydrothermale en 2019 par une étude GRTgaz/Enea<sup>4</sup>. Elle conduit à identifier un **potentiel de production de gaz (méthane) renouvelable et bas-carbone de 430 TWh<sup>5</sup> à l'horizon 2050** (hors hydrogène) tout en respectant la priorité de mobilisation de la biomasse vers les usages alimentaires et matière :

- 142 TWh pour la méthanisation ;
- 180 TWh pour la pyrogazéification ;
- 58 TWh pour la gazéification hydrothermale ;
- 50 TWh pour la méthanation.

En tenant compte d'hypothèses raisonnées de mobilisation des ressources et de leurs différents modes de valorisation énergétique, la **trajectoire réaliste de production de méthane renouvelable et bas-carbone s'élève à 320 TWh en 2050** :

- 130 TWh pour la méthanisation (hors cogénération estimée à 10 TWh) ;
- 90 TWh pour la pyrogazéification (en mobilisant les gisements CSR, bois-déchets et 20% du gisement bois-énergie) ;
- 50 TWh pour la gazéification hydrothermale (en retenant le gisement qui n'est pas

<sup>1</sup> Grâce au retour au sol des digestats et aux émissions évitées par rapport au compostage ou à l'épandage direct.

<sup>2</sup> Evaluation fine à l'échelle cantonale pour la biomasse fermentescible, confortée sur le terrain par les 300 concertations territoriales menées dans le cadre de l'application du « droit à l'injection »

<sup>3</sup> Périmètre intrants agricoles

<sup>4</sup> [Première étude sur le potentiel de la gazéification hydrothermale en France | grtgaz.com](https://www.grtgaz.com)

<sup>5</sup> Dans la suite du document, sauf mention contraire, les TWh correspondent à des TWh PCS.

- mobilisé par d'autres technologies de valorisation énergétique) ;
- 50 TWh pour la méthanation.

Estimation de production de méthane 2050 (en TWh hors hydrogène)



La production nationale atteignable est donc **considérable**. Elle pourrait encore être complétée si nécessaire ou **partiellement substituée** si cela s'avère économiquement pertinent, par des imports de méthane renouvelable et bas-carbone en particulier via les terminaux méthaniers et par du gaz naturel couplé à du CCS.

En plus du méthane, **une production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone est amenée à se développer**. En 2050, les scénarios parus récemment projettent des besoins en hydrogène<sup>6</sup> allant de **100 TWh à 200 TWh (scénario Hydrogène+ de RTE)**, voire **260 TWh<sup>7</sup>**, principalement dans l'industrie et la mobilité lourde, couverts par une production nationale et des imports<sup>8</sup>. A l'horizon 2030, les besoins en hydrogène renouvelable et bas-carbone seront de l'ordre de 20 TWh.



## ADOPTER DES OBJECTIFS AMBITIEUX DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

Parce que les filières de production de gaz renouvelables sont encore nouvelles, voire émergentes, elles ont besoin de **visibilité et de moyens**. Elles ont également un besoin de **stabilité réglementaire**. Ce sont là des conditions indispensables à la matérialisation de leur potentiel.

Concernant la **visibilité**, les besoins en gaz renouvelables en 2050 sont avérés par tous les scénarii publiés récemment. **Pour couvrir ces futurs besoins, et atteindre les objectifs climatiques réhaussés pour 2030**, il conviendrait de **poursuivre et d'accélérer la dynamique actuelle en fixant une trajectoire ambitieuse de développement de la production de méthane renouvelable et bas-carbone<sup>9</sup> visant 45 TWh en 2028, 60 TWh en 2030 et 100 TWh en 2033**. Pour sécuriser l'objectif 2050, il conviendrait de fixer également un **objectif 2040 de 2/3 de gaz**

<sup>6</sup> 40 TWh dans la SNBC 2020.

<sup>7</sup> Etude France Hydrogène / McKinsey de 2018

<sup>8</sup> En Allemagne, l'Agence de l'énergie nationale (DENA) envisage près de 470 TWh de besoins d'H2 en 2050.

<sup>9</sup> Chiffres hors biogaz de cogénération.

**renouvelables dans la consommation finale de gaz.**

Concernant les **moyens**, il est nécessaire de conserver un **soutien public** à la méthanisation et de mettre en place rapidement les **certificats de production de biométhane** qui permettront le financement de productions additionnelles par les fournisseurs de gaz. Il convient également de mettre en place sans tarder les **mécanismes de soutien destinés aux filières de production émergentes (contrats d'expérimentation)** pour faire émerger les premières unités industrielles, et le **soutien au biométhane non injecté**.

## DECARBONATION DES USAGES

### UN ROLE-CLE POUR LE METHANE RENEUVELABLE

Le méthane renouvelable, mais aussi l'hydrogène, ont un rôle-clé à jouer dans la décarbonation rapide et profonde de l'ensemble des usages, indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques 2030 et 2050.

### MOBILITÉ LOURDE

La mobilité lourde (poids lourds, autocars et bus), doit résoudre une équation complexe : **décarboner et améliorer la qualité de l'air**, en mettant en œuvre des solutions proposant des **véhicules adaptés** et les **stations d'avitaillement** correspondantes.

**Le (bio)GNV constitue l'une des rares solutions matures et immédiatement disponibles**, comme l'a souligné la Task Force « Transition Énergétique du Transport Routier » du Ministère de la Transition Ecologique : elle est la première alternative au diesel pour les bus et quasiment la seule disponible pour les autocars d'après les statistiques récentes de renouvellement des flottes.

**Le bioGNV est pertinent dans la durée : il permet de réduire les émissions de GES d'environ 80%** par rapport aux véhicules diesel équivalents, et tous les **véhicules alimentés en (bio)GNV sont reconnus CRIT'AIR 1** grâce à leurs faibles émissions de polluants atmosphériques.

A l'horizon 2050, la place prépondérante du bioGNV dans la mobilité lourde, complété par l'hydrogène,

est confirmée par les scénarii publiés récemment : parc poids lourds constitué à 80% de solutions non-électriques dans les «Futurs Énergétiques» de RTE, et à 74% de bioGNV et 14% d'hydrogène dans le scénario NegaWatt 2021. Ce scénario projette une **consommation 2050 de bioGNV de 115 TWh**.

**Dès 2030 les besoins pour la mobilité GNV terrestre sont évalués à environ 23 TWh**, auxquels s'ajouteront quelques TWh pour la mobilité maritime. **La production de méthane renouvelable (biométhane en particulier) permettra de couvrir rapidement l'essentiel de ces besoins à partir de bioGNV.**

Le développement du (bio)GNV doit s'accompagner d'un développement parallèle des **stations d'avitaillement**. Celui-ci doit être sécurisé sur la durée, en fixant un objectif réglementaire, notamment autour des Zones à Faibles Émissions dont la mise en œuvre reposera sur des solutions disponibles, efficaces et accessibles économiquement.

Parce qu'il permet une réduction des émissions de GES, du bruit et une réduction drastique des polluants locaux, le GNV sous forme liquide (GNL) constitue également une solution particulièrement adaptée à court terme aux besoins des navires. Pour accélérer la décarbonation des navires et permettre aux armateurs de répondre à leurs engagements climatiques, il convient de **faciliter l'accès des navires français aux gaz renouvelables et bas-carbone**.

### INDUSTRIE

Près de 20 % des émissions de gaz à effet de serre en France sont issues des activités industrielles.

Les émissions de l'industrie ont déjà baissé de 40% entre 1990 et 2015, grâce à l'amélioration notable de l'efficacité énergétique et des procédés. Les gains résiduels d'efficacité sont limités.

Or l'objectif de -55% d'émissions GES (par rapport à 1990) implique une baisse additionnelle des émissions de l'industrie de 35% par rapport à 2015. Atteindre l'objectif 2030 nécessitera donc un recours accru aux énergies renouvelables et bas-carbone, à fortiori dans un contexte volontariste de relocalisation de l'industrie.

L'énergie gaz représente actuellement 35 à 40% de l'énergie consommée par l'industrie française : 132

TWh en 2021 principalement dans les secteurs chimie/pétrochimie, agroalimentaire, sidérurgie et raffinage<sup>10</sup>.

Pour de nombreux industriels ayant un procédé gaz, le **passage progressif au biométhane** est l'une des solutions de décarbonation privilégiée : elle est réalisable à des niveaux de coût comparables aux solutions alternatives (électrification, passage à la biomasse...), tout en permettant un maintien total des niveaux de performance opérationnelle. Cette solution **est particulièrement pertinente pour les procédés tels que les fours et les procédés haute température, les chaudières vapeur ou la fabrication des engrais**. Nos échanges avec nos clients industriels nous permettent d'affirmer que le consentement à participer au coût de développement des gaz renouvelables existe et pourrait être mobilisé avec un cadre réglementaire adapté.

**En 2030, les besoins en méthane renouvelable et bas-carbone de l'industrie seront de l'ordre de 20 TWh.**

**À l'horizon 2050, ces besoins pourraient selon l'ADEME s'établir à 95 TWh, et ceux en hydrogène atteindre 70 TWh.**

En complément des gaz renouvelables, **le captage et stockage géologique de CO<sub>2</sub> (CCS) sera indispensable pour décarboner l'industrie et respecter l'objectif climatique.**

Le scénario Net Zero Emissions<sup>11</sup> de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) identifie le CCS comme le principal levier pour l'industrie lourde mondiale (35% des réductions d'émissions à 2050). Le CCS est un **outil technologiquement mûr** avec environ 40 MtCO<sub>2</sub>/an déjà captées et stockées aujourd'hui dans le monde<sup>12</sup> et **économique**<sup>13</sup> (de l'ordre de 100€/tCO<sub>2</sub> en 2030).

En France, les **feuilles de route de décarbonation des secteurs métallurgie, construction et chimie intègrent largement le CCS**. Lors de la consultation Hydrogène menée par GRTgaz et Teréga en 2021, près de 50% des répondants se

disaient prêts à envisager ces solutions pour la décarbonation de leur activité.

Le Comité Stratégique de filière (CSF) Nouveaux Systèmes Énergétiques, dans son contrat renouvelé avec l'État fin 2021, établit l'objectif d'une capacité française de captage et stockage pouvant atteindre **5 MtCO<sub>2</sub>/an dès 2030**.

A l'horizon 2050, les scénarios ADEME envisagent jusqu'à **37 MtCO<sub>2</sub>/an de CCS**<sup>14</sup> et **29 Mt/an de bioénergies avec CCS (BECCS)**.

Ces BECCS font partie des solutions pour atteindre des émissions négatives, jugées indispensables à terme par le GIEC<sup>15</sup> pour limiter le réchauffement à 1,5°C. **Le développement des gaz renouvelables constitue une opportunité de mise en œuvre de telles technologies.**

Les capacités de stockage de CO<sub>2</sub> en Europe (à terre et en mer) permettent d'envisager sereinement le développement des technologies CCS et BECCS : elles ont été estimées à au moins 118 000 MtCO<sub>2</sub> par le projet de recherche EU Geocapacity<sup>16</sup>.

Ces technologies appelleront également à la planification d'infrastructures dédiées au CO<sub>2</sub>.

## BÂTIMENT

La décarbonation du secteur du Bâtiment (Résidentiel et Tertiaire) s'appuiera sur des **solutions d'efficacité énergétique** : rénovations et déploiement d'équipements haute performance. Il s'agira en particulier de chaudières gaz très haute performance énergétique et de pompes à chaleur (PAC) électriques.

Une part non négligeable de ces PAC seront en fait des PAC hybrides (en couplage avec une chaudière gaz), qui constituent un atout pour la gestion de la pointe du système électrique, ou même des périodes de tensions sur la production renouvelable électrique.

Aujourd'hui, plus de 11 millions de logements sont chauffés au gaz. À l'horizon 2050, bien que retenant dans sa trajectoire de référence 6,5 millions de logements chauffés au gaz dont 2,5 millions de logements équipés de PAC hybrides, RTE

<sup>10</sup> Industriels (hors production d'électricité) raccordés au réseau de transport.

<sup>11</sup> [Rapport Net Zero Emissions 2050](#)

<sup>12</sup> [Rapport Global Status of CCS 2021](#)

<sup>13</sup> [Annales des Mines n°105](#)

<sup>14</sup> 15 MtCO<sub>2</sub>/an dans la SNBC 2020

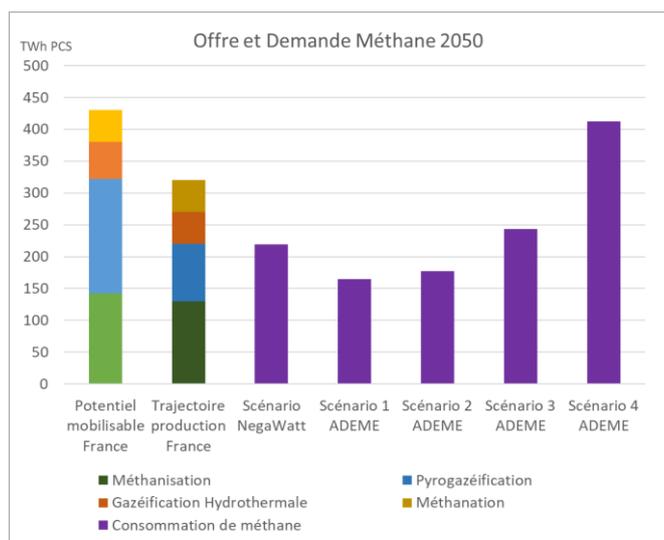
<sup>15</sup> [Rapport du GIEC 2018 - chapitre 2](#)

<sup>16</sup> VangkildePedersen et al., 2009

considère les situations de pointe électrique comme délicates à passer. Les scénarios ADEME retiennent quant à eux jusqu'à 9,5 millions de logements chauffés au gaz dont 4,5 millions équipés de PAC hybrides.

A l'horizon 2050 la consommation de gaz renouvelable et bas-carbone dans le bâtiment pourrait s'établir autour de **100 TWh**, avec **2,5 à 5 millions de logements équipés de PAC hybrides**.

En conclusion, les scénarii publiés confirment des besoins en méthane en 2050 pour les usages mobilité, industrie et bâtiment. **Avec un potentiel national de production de gaz renouvelables et bas-carbone (hors hydrogène) de 430 TWh, et une trajectoire de production réaliste de 320 TWh, la France pourra couvrir l'ensemble de ses besoins à partir de ressources nationales, si elle en fait le choix, complétées au besoin par des imports.**



**La couverture de ces besoins est résiliente, puisqu'elle resterait assurée en cas d'aléa dans la concrétisation de l'une des technologies de production, sur la trajectoire envisagée d'électrification des usages ou sur la trajectoire ambitieuse de rénovation du bâti.**

# LES INFRASTRUCTURES GAZIERES, ALLIEES DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

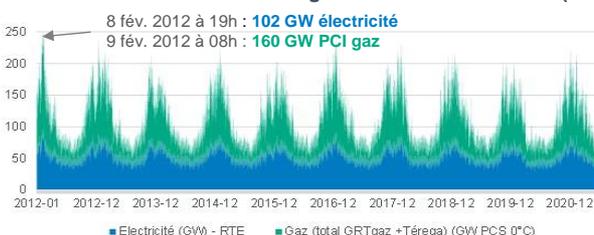
## DES INFRASTRUCTURES GAZIERES PUISSANTES, SÛRES ET DISCRÈTES

À l'avenir, la complémentarité des systèmes énergétiques sera croissante : **l'infrastructure gazière déjà existante** constitue une alliée de taille.

**Le système gazier est puissant** : il est en mesure de fournir une **puissance de pointe de 160 GW**, et de gérer des variations saisonnières présentant usuellement un facteur 4, et jusqu'à 9 en pointe (la puissance de pointe du système électrique étant d'environ 100 GW). En termes de flexibilité, **une canalisation gaz de diamètre standard ou un terminal méthanier apportent chacun en toute sécurité une puissance de plus de 20 GW**, équivalente à environ 20 tranches nucléaires, et sont d'activation très rapide : un terminal méthanier peut faire varier ses injections de 50% en 2h.

Le système gaz dispose également d'une **capacité de stockage très significative de 130 TWh**, soit près d'un tiers de la demande annuelle : c'est l'équivalent de 1,8 milliards de batteries Tesla 75D Li (75 kWh). A titre de comparaison, en électricité, le stockage hydraulique représente quelques jours de consommation. **Le stockage gazier constitue la seule solution de stockage massif d'énergie sur longue durée aujourd'hui et dans le futur.**

Consommations brutes horaires gaz + électricité en France (GW)



À long terme, **seuls des investissements limités au regard du coût d'adaptation du mix énergétique seront nécessaires pour l'adapter au déploiement des gaz renouvelables et de l'hydrogène**. Ces coûts sont très réduits au regard du coût de l'énergie et des coûts projetés pour le réseau électrique.

Les canalisations, enterrées, ont un impact minime sur les paysages et sont particulièrement résilientes aux aléas climatiques (vagues de froid comme canicules dans le cadre de l'adaptation au changement climatique).

Par ailleurs, GRTgaz met en place depuis plus de 10 ans **des actions pour réduire les émissions de méthane du réseau**. Depuis 2016 elles ont déjà été divisées par 3, et GRTgaz se mobilise pour atteindre une division par 5 d'ici 2024. Elles représenteront alors de l'ordre de 4 ktCH<sub>4</sub>, soit moins de 0,01% du gaz transporté, et moins de 0,2% des émissions de méthane françaises.

Le réseau de transport de gaz restera ainsi la pierre angulaire pour connecter les infrastructures dont le système énergétique décarboné aura besoin : productions de gaz renouvelables dans les territoires, réseaux de distribution, centrales thermiques, industries, stations d'avitaillement mobilité, stockages, interconnexions transfrontalières, terminaux GNL, CCS.

## DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES INDISPENSABLES À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE

**L'infrastructure gazière existante avec sa capacité unique à stocker l'énergie d'une saison sur l'autre et son rôle assurantiel est indispensable pour répondre aux besoins du système énergétique français, actuel et futur.**

Le système électrique verra la production d'électricité renouvelable non-pilotable (éolien et photovoltaïque) augmenter fortement. Cette production est marquée par des périodes de déficit de production (soir, hiver, périodes sans vent) créant un risque de défaillance, ou a contrario d'excédents de production.

Garder une place dans le système électrique **aux centrales à gaz, très flexibles, peu coûteuses, disponibles, et alimentées demain par les gaz renouvelables**, permet, en conservant une production électrique pilotable, **d'assurer l'équilibre offre/demande du système électrique en temps réel** et d'éviter les ruptures d'approvisionnement. Elles viennent en complément de l'hydraulique, d'un lissage de la charge par batteries, et de programmes de pilotage

de la demande qui nécessitent l'adhésion des consommateurs.

**Les analyses de RTE parues fin 2021 confirment un besoin renforcé en capacités de production d'électricité à partir de gaz dans tous les scénarii**, localisées en France (dans la plupart des cas, avec une capacité en 2050 pouvant atteindre 29 GW soit 3 fois le niveau actuel), ou dans les pays voisins (dans les scénarios à forte composante nucléaire, accessibles via des interconnexions électriques multipliées par 3, passant de 13 GW aujourd'hui à 39 GW en 2050).

Les centrales électriques s'appuieront sur le stockage d'énergie sous forme de gaz (méthane ou hydrogène), seule solution suffisamment massive et économique pour répondre aux besoins de stockage inter-saisonnier et à l'intermittence électrique.

Progressivement, **la conversion d'électricité en hydrogène (power-to-gas) permettra elle aussi de mettre à profit la part du réseau et des stockages de l'actuelle infrastructure gazière qui aura été convertie à l'hydrogène.**

**Les bénéfices du couplage entre les systèmes gazier et électrique se matérialiseront aussi côté usages au travers des PAC hybrides**, qui contribueront à contenir l'accroissement de la pointe électrique.

**Ainsi, maintenir l'infrastructure existante est cohérent avec le développement des énergies renouvelables et contribue à garder un maximum d'options ouvertes dans l'évolution du système énergétique européen vers la neutralité climatique.** Il sera également fondamental de maintenir un marché intégré du méthane au niveau européen et français, dans un contexte où les productions se décentralisent.

## DES INFRASTRUCTURES HYDROGÈNE POUR AMÉLIORER LA COMPÉTITIVITÉ DE CE VECTEUR ÉNERGÉTIQUE

L'hydrogène se déploiera d'abord à l'échelle d'écosystèmes territoriaux. Dans la durée, et comme pour les autres énergies, ce développement doit s'envisager dans un marché européen intégré – pour permettre aux consommateurs de bénéficier des sources d'approvisionnement les plus économiques (régions à fort ensoleillement par

exemple), permettre aux producteurs d'accéder aux débouchés les plus intéressants ou à plus forts volumes (bassins industriels européens), et à tous d'avoir accès à des moyens de stockage importants, particulièrement utiles dans un contexte de développement massif d'ENR électriques intermittentes.

Plusieurs études ont quantifié l'intérêt d'une infrastructure de transport et de stockage d'hydrogène – dont le coût serait limité par la possibilité de s'appuyer en grande partie sur des infrastructures méthane existantes reconverties à l'hydrogène, dans un contexte de décroissance de la demande de gaz naturel en Europe.

L'étude *European Hydrogen Backbone*<sup>17</sup> publiée par le consortium européen Gas for Climate en 2021 a identifié un **coût du transport d'hydrogène par canalisation de 0,11 à 0,21 €/kgH<sub>2</sub>/1000 km** (selon que la canalisation est reconvertie ou neuve), très limité au regard des gains permis sur le prix de l'hydrogène consommé, sécurité d'approvisionnement incluse.

En France, l'étude GuideHouse réalisée au sein du CSF Nouveaux Systèmes Énergétiques<sup>18</sup> conclut qu'une infrastructure hydrogène reliant les bassins industriels (producteurs et utilisateurs) permettrait, en massifiant les capacités de production, de **réduire le coût de l'hydrogène livré de 10% d'ici 2030, et de réduire les coûts d'investissement cumulés de 9% en 2030 soit 300 M€**. A l'horizon 2040, mettre en place des interconnexions avec le reste de l'Europe pourrait réduire le coût de l'hydrogène de 32%, sous réserve de consentir des investissements cumulés limités à 1,6 Md€.

La Commission Européenne a quant à elle publié récemment une étude<sup>19</sup> montrant qu'il était économiquement pertinent de développer une infrastructure de transport d'hydrogène couvrant l'ensemble de l'Europe dès 2030.

RTE conclut également, dans ses analyses à 2050, que créer un système hydrogène bas carbone est un atout et une nécessité dans un contexte de forte part de renouvelables électriques.

La planification de l'infrastructure hydrogène doit intégrer le fait qu'il s'agit d'une activité à rendements croissants, c'est-à-dire à fortes

économies d'échelle, qui justifie de **dimensionner les infrastructures sur le besoin de long-terme**. Cela implique un fort niveau d'anticipation, et le recours à un soutien public dans les premières années.

Forts de leur expérience en gaz, GRTgaz et Teréga ont initié en 2021 une consultation de marché hydrogène, qu'ils réitéreront à l'avenir, pour permettre l'expression des besoins.

Ce mécanisme pourra à l'avenir être suivi de phases plus engageantes, conduisant à des engagements de long terme assurant le financement de l'infrastructure par ses utilisateurs.

Parce que les interactions seront croissantes entre les différents systèmes énergétiques, GRTgaz appelle à **une planification des infrastructures associant étroitement les opérateurs des réseaux d'électricité, de gaz et d'hydrogène**. RTE et GRTgaz ont annoncé des premiers travaux sur le sujet en 2022.

## CONCLUSION

Pour atteindre ses objectifs climatiques, la France a besoin d'un système énergétique équilibré, résilient, sûr, efficace, économe et abordable. **Toutes les sources d'énergie devront être mises à contribution, parmi lesquelles le gaz, qui se décarbonera grâce aux gaz renouvelables et bas-carbone et à l'hydrogène.**

**Les différents secteurs auront besoin de ces gaz** pour assurer leur décarbonation et l'équilibre du système énergétique.

**La France dispose d'un potentiel de gaz renouvelables et bas-carbone considérable et doit accélérer leur développement**, en fixant une trajectoire ambitieuse et en prenant les mesures d'accompagnement nécessaires.

**L'infrastructure gazière existante est puissante, indispensable à la sécurité d'approvisionnement énergétique, et pourra accueillir les gaz renouvelables, bas-carbone et l'hydrogène à moindre coût. Elle sera indispensable à la transition énergétique.**

<sup>17</sup> [La dorsale hydrogène européenne publie une nouvelle étude | grtgaz.com](https://www.grtgaz.com)

<sup>18</sup> [Etude rôle des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène 2021](#)

<sup>19</sup> [METIS study on costs and benefits of a pan-European hydrogen infrastructure 2021](#)

**Thèmes du débat auxquels le cahier d'acteur contribue :**

1. *Quel équilibre entre recours à la sobriété énergétique et recours aux technologies nouvelles ?*
2. *Quelles conditions pour une véritable culture du bas-carbone ?*
3. *Souveraineté économique et échanges internationaux dans la transition : quel équilibre ?*
5. *Quel équilibre entre les différents outils de politique publique dans la lutte contre le changement climatique ?*
7. *Quelle répartition par secteur (bâtiment, transport, agriculture, déchet, industrie, production et transformation d'énergie) de l'effort supplémentaire pour le rehaussement de l'objectif climatique à l'horizon 2030 ?*
8. *Comment baisser les émissions du transport ?*
9. *Quelles évolutions pour le secteur du bâtiment ?*
12. *Comment organiser la fin des énergies fossiles à l'horizon 2050 ?*