

AICVF

CONDITIONNEMENT D'AIR

CHAUFFAGE

VENTILATION

LA REVUE DES CLIMATICIENS
www.aicvf.org

Auril 2025

DOSSIER

Les gaz renouvelables : leviers techniques et territoriaux pour la transition énergétique



Les gaz renouvelables : leviers techniques et territoriaux pour la transition énergétique

*Dossier coordonné par Carine SERRELI, Responsable partenariats filière CEGIBAT - GRDF
membre du comité de pilotage de la revue CVC*

La transition énergétique impose une évolution rapide et structurelle de nos systèmes énergétiques. Dans ce contexte, les gaz renouvelables – biométhane, hydrogène vert, syngaz, gaz de synthèse – se positionnent comme des vecteurs essentiels de décarbonation, porteurs de solutions concrètes pour les territoires, l'industrie, la mobilité et le secteur du bâtiment. Produits à partir de ressources organiques ou d'électricité renouvelable, ces gaz sont injectés dans les réseaux, utilisés en cogénération, comme carburants alternatifs ou dans les procédés industriels, apportant une réponse à la fois technique et environnementale aux enjeux de sobriété, de souveraineté énergétique et de neutralité carbone. La dynamique est bien engagée : plus de 700 unités de méthanisation injectent aujourd'hui du biométhane dans les réseaux en France, représentant plus de 14 TWh de capacité installée, avec une trajectoire affichée à 35 TWh en 2030, soit près de 10 % de la consommation gazière nationale. L'hydrogène

renouvelable, quant à lui, bénéficie d'un fort soutien public et d'une structuration progressive des projets industriels et territoriaux.

Ce dossier, élaboré en partenariat avec les acteurs majeurs de la filière, propose un tour d'horizon technique et prospectif de ces filières en développement. Après une clarification des terminologies et des cadres de production, seront abordées les différentes technologies (méthanisation, pyrogazéification, méthanation, gazéification hydrothermale...), les gisements mobilisables, les dispositifs de soutien (GO, CPB, BPA) ainsi que les débouchés concrets dans les segments bâtiment, mobilité et industrie.

À destination des professionnels du génie climatique, ce panorama vise à mieux comprendre les potentiels d'intégration de ces énergies renouvelables gazeuses dans les projets, et à accompagner la montée en compétences sur ces vecteurs énergétiques appelés à jouer un rôle de plus en plus structurant dans la décennie à venir.

Définition : posons les bases, de quoi parle-t-on ?

➔ Le développement des gaz verts est en plein essor depuis plusieurs années et est reconnu comme une énergie renouvelable. Ils pourraient représenter 20 % de la consommation de gaz en France en 2030 et 100 % en 2050 selon les projections de la filière gazière.

Dans ce chapitre, nous revenons sur les grands principes et les principales définitions qui permettront au lecteur de s'approprier pleinement le contenu de ce dossier.

A. Gaz vert et gaz naturel

Un **gaz vert** est un terme générique désignant toutes les formes de gaz renouvelables bas carbone pouvant être produits par différents procédés, alors que le **gaz naturel** est un combustible fossile extrait des sous-sols, composé principalement de méthane.

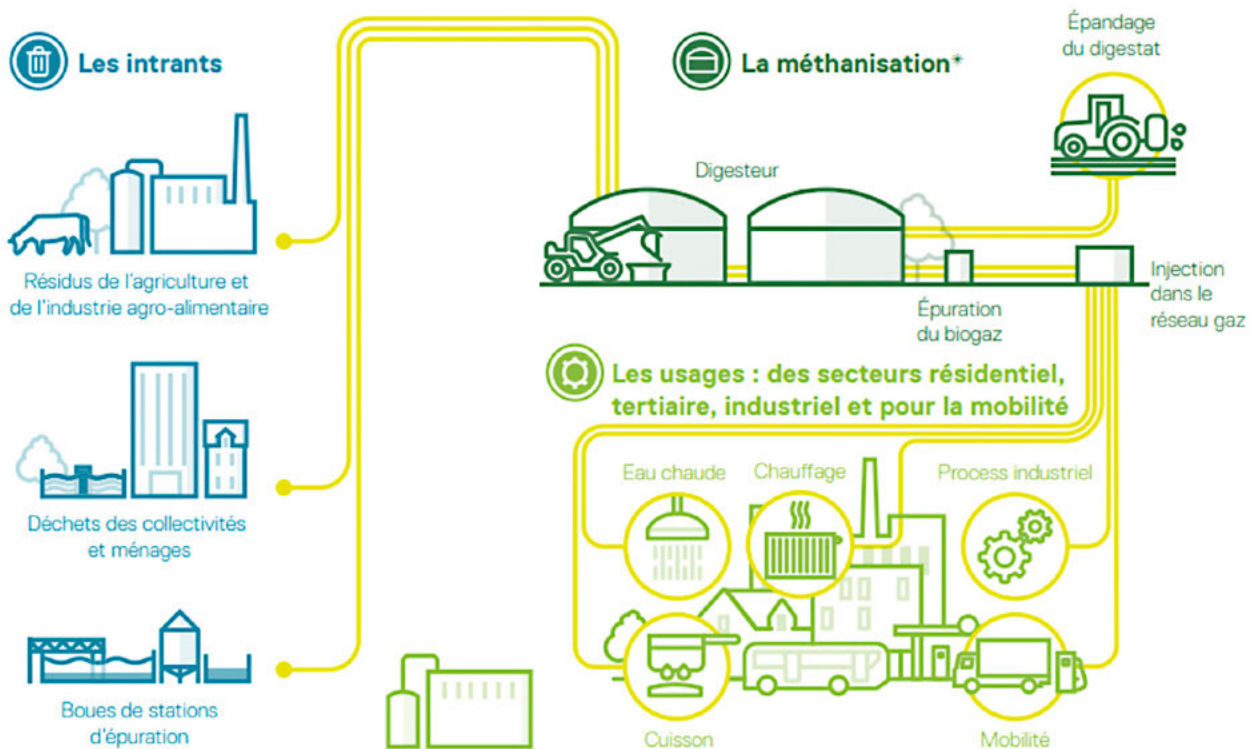
Les **gaz verts** sont produits en France à partir de matières organiques issus de déchets agricoles, agroalimentaires ou des déchets collectés par les collectivités locales (ménagers, espaces verts, boues de stations d'épuration). Jusqu'à présent, ils sont principalement produits à partir du procédé

de **méthanisation**, première technologie mature de production de gaz renouvelable.

Outre ce procédé, dont le développement va s'intensifier, d'autres filières de production de gaz verts sont amenées à se développer dans les prochaines années, telles que la **pyrogazéification**, la **gazéification hydrothermale**, la **méthanation** à partir d'hydrogène renouvelable (**Power-to-Gas**).

Au croisement de plusieurs filières locales, les gaz verts sont un des leviers essentiels pour réaliser la transition énergétique vers les énergies décarbonées pour la mobilité et les usages thermiques dans le bâtiment et l'industrie.

>>>

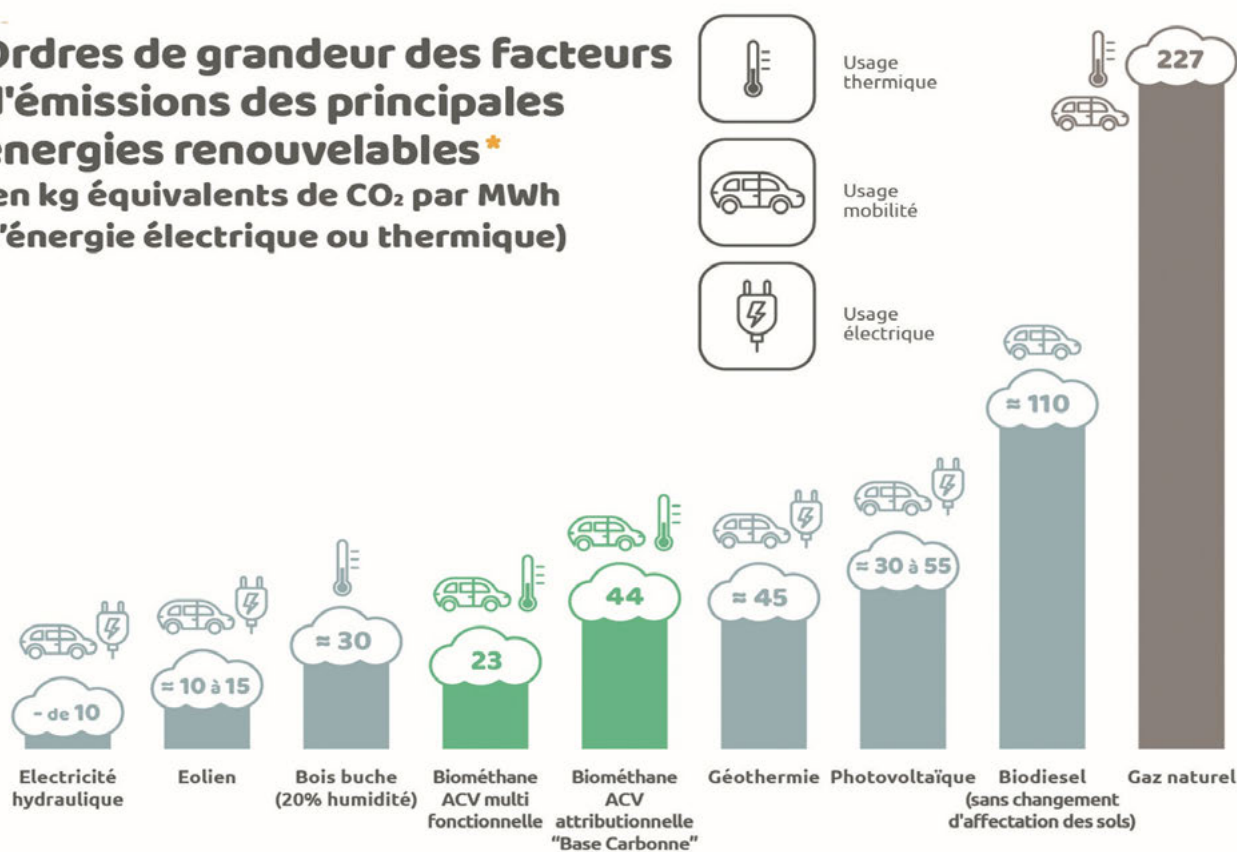


* Dégradation de la partie fermentescible des intrants, en l'absence d'oxygène, pour produire du biogaz.

Schéma : Les étapes clés de la méthanisation

Ordres de grandeur des facteurs d'émissions des principales énergies renouvelables*

(en kg équivalents de CO₂ par MWh d'énergie électrique ou thermique)



* Source : Base Carbone® et étude ENEA Consulting-Quantis

Figure 1 : Comparaison des facteurs d'émissions des énergies renouvelables

B. Biogaz et biométhane

Le **biogaz** et le **biométhane** sont tous les deux des gaz verts, ils n'ont cependant pas les mêmes caractéristiques, ni les mêmes usages.

Le biogaz est produit par le procédé de méthanisation, il se compose principalement de biométhane (environ 60 %) et de dioxyde de carbone biogénique (environ 35 %), ainsi que d'autres composés (H₂O, H₂S...) en proportion variable.

Le biogaz peut s'utiliser de deux manières :

- Après un léger traitement, il peut être valorisé directement comme combustible mais ne peut pas être injecté en l'état dans un réseau de gaz en raison de sa qualité différente de celle du gaz naturel. Il est notamment utilisé en cogénération pour produire de la chaleur et de l'électricité.
- Après épuration et odorisation, le biogaz est alors transformé en biométhane (composé de plus de 97 % de méthane) et a les mêmes propriétés que le gaz naturel. Il peut ainsi être injecté dans les réseaux de gaz (distribution ou transport) et permettre les mêmes usages que le gaz naturel : chauffage, production d'eau chaude sanitaire, cuisson et carburant (on parle de **BioGNV** pour la mobilité).

Si les installations de cogénération sont aujourd'hui majoritaires (environ 1 000 unités en France), la dynamique de développement du biogaz est aujourd'hui portée par les **unités**

d'injection de biométhane avec environ 25 % de production supplémentaire chaque année. A fin 2024, plus de 700 installations d'injection de biométhane sont en service pour une capacité totale installée de **14 TWh**, soit l'équivalent de la consommation de 3,5 millions de logements neufs

La production de biogaz génère également un coproduit appelé **digestat**, matière organique fertilisante naturelle, qui peut être épandue sur les terres agricoles se substituant aux engrais minéraux d'origine fossile.

C. Les avantages du biométhane

Le biométhane est reconnu comme une énergie renouvelable par législation française (article L.211-2 du Code de l'énergie) et européenne (article II Directive Énergie Renouvelable RED II). Il bénéficie à ce titre de plusieurs mécanismes soutenant son développement.

Produit localement en cycle court, avec un facteur d'émission de gaz à effet de serre réduit comparable aux autres énergies renouvelables, le biométhane contribue à la transition énergétique et à la valorisation des déchets organiques.

Précisions sur le facteur d'émission du biométhane et du bioGNV :

- **41,6 gCO₂eq/kWh** : méthodologie ACV de la base Empreinte Carbone de l'ADEME qui comptabilise uniquement les émissions induites par la production du



Figure 2 : Facteurs d'émission du biométhane, du bioGNV et du gaz naturel

biométhane. Cette valeur a été ajustée en mars 2025 (ancienne valeur 44,4 gCO_{2eq}/kWh). Il s'agit de la valeur de référence.

- **23,4 gCO_{2eq}/kWh** : méthodologie ACV réalisée par Enea/Quantis qui comptabilise les émissions induites ainsi que les réductions d'émissions apportées par la méthanisation.
- **47,5 gCO_{2eq}/kWh** : méthodologie ACV de la base Carbone ADEME qui comptabilise uniquement les émissions induites par la production du bioGNV et à sa compression.

D. Hydrogène renouvelable et méthane de synthèse

L'**hydrogène renouvelable** est produit à partir des énergies électriques renouvelables intermittentes (éolien, photovoltaïque). L'électricité excédentaire produite est convertie en hydrogène, par électrolyse de l'eau, qui peut ensuite être utilisé tel quel ou être transformé en **méthane de synthèse** (ou **e-methane**) en étant combiné à du CO₂ après une étape de **méthanation**.

Ce procédé dans son ensemble, appelé **power-to-me-**

thane, permet de valoriser sous une forme stockable le surplus des capacités de l'électricité renouvelable intermittente et possède de fortes synergies avec la filière du biométhane.

L'hydrogène renouvelable offre une solution de décarbonation complémentaire aux autres énergies renouvelables, notamment dans l'industrie et la mobilité.

Conclusion

Produits localement avec un faible contenu carbone, les gaz verts répondent à de nombreux enjeux, tels que la valorisation des déchets, la décarbonation de la production d'énergie, la résilience d'exploitations agricoles. Ils sont en outre un atout essentiel pour la souveraineté énergétique du pays et confortent le rôle essentiel que doivent jouer les infrastructures gazières dans la transition énergétique et la décarbonation de la France.

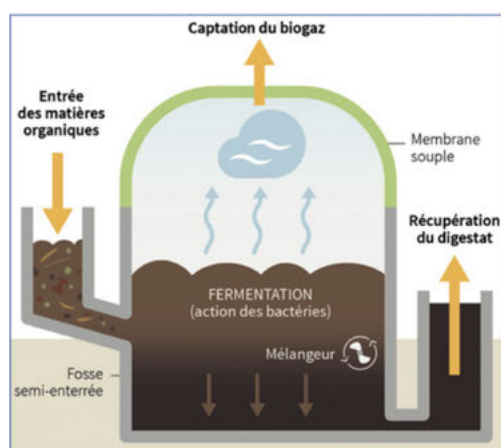
**Raphaël Lecomte, Responsable Efficacité
Énergétique Aménagement et Décarbonation -
Direction Prospective Expertise et Usages**



→ PRODUCTION → VALORISATION → TERRITOIRE

Les façons de le produire : la méthanisation

→ Processus biologique, la méthanisation permet de produire du biogaz à partir de matières organiques. Grâce à un processus naturel de fermentation au sein d'un digesteur, cette technologie valorise des déchets agricoles, industriels et ménagers pour générer, entre autres, une énergie renouvelable. Un levier clé pour la transition énergétique et l'économie circulaire dans les territoires !



BIOGAZ ISSU DU METHANISEUR

Cogénération

- Production d'électricité
- Production de chaleur sur site

Biométhane injecté

- Chauffage
- Cuisson et production d'eau chaude
- Carburant BioGNV
- Industrie

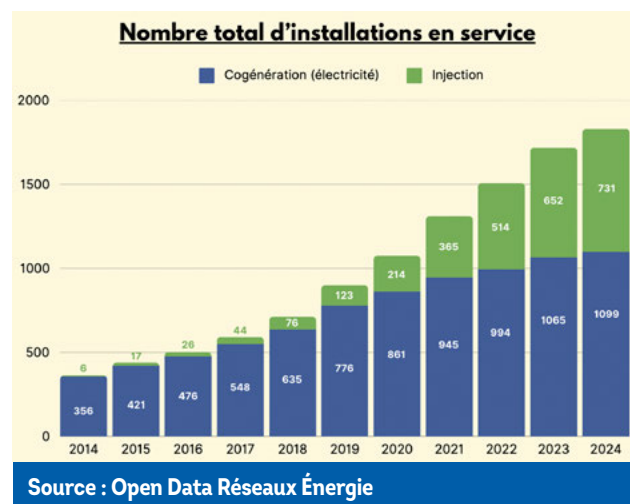
Informations générales sur la méthanisation

La méthanisation, processus naturel découvert à la fin du 19^{ème} siècle, repose sur la fermentation de déchets organiques et de biomasse dans un digesteur. Ceux-ci sont chauffés à 38 °C et brassés pendant plusieurs dizaines de jours sans oxygène. Sous l'action des bactéries, ils se transforment en biogaz et en digestat. Historiquement utilisée pour le traitement des eaux usées et des effluents agricoles, elle est aujourd'hui au cœur des stratégies énergétiques durables, valorisant des déchets en ressources renouvelables diverses.

État des lieux global : la méthanisation en chiffres

La capacité totale installée atteignait, en février 2025, 7TWh en cogénération et 14 TWh en injection - en progression de 15 % par rapport à fin 2023, soit l'alimentation en gaz de plus de 3 millions de foyer !

Au total en France, ce sont plus de 1800 installations qui participent à la production d'une énergie bas-carbone !



1. À partir de quoi ?

La méthanisation repose sur la valorisation de déchets organiques et de biomasse agricole¹ :

- Résidus agricoles (fumier, lisier, résidus de cultures...) et cultures intermédiaires à vocation énergétique,
- Déchets de l'industrie agroalimentaire (fruits et légumes, déchets d'abattoirs...),
- Déchets urbains (biodéchets ménagers triés, ou issus

1. Arrêté du 23 novembre 2011 (modifié par l'arrêté du 24 juin 2014)

Focus : les CIVE

Les Cultures Intermédiaires à Valorisation Énergétique (CIVE) sont cultivées entre deux cultures principales, offrant aux agriculteurs producteurs de biométhane une source de biomasse pour la méthanisation, sans compromettre la production alimentaire. Ces cultures (avoine, phacélie, ray-grass, pois fourrager, maïs, seigle, trèfle, moutarde, vesce...), possèdent un potentiel méthanogène variable selon l'espèce.

Au-delà de leur rôle énergétique, les CIVE apportent de nombreux bénéfices aux sols :

- Réduction du lessivage des nitrates, limitant la pollution des eaux souterraines
- Amélioration de la structure du sol, favorisant sa fertilité
- Lutte naturelle contre les adventices (mauvaises herbes), en prenant leur place et leurs ressources
- Diminution de certaines maladies des cultures principales, grâce à des associations bénéfiques
- Soutien à la biodiversité, notamment aux populations d'abeilles, avec des espèces mellifères.

Ces cultures jouent un rôle essentiel pour une agriculture durable, conciliant production d'énergie renouvelable et préservation des sols et écosystèmes. Elles doivent être opérées de façon raisonnée (peu ou pas d'irrigation, fertilisation par du digestat) pour assurer leur caractère durable.

de la restauration collective, des grandes et moyennes surfaces, déchets verts, boues de stations d'épuration...),

- Déchets industriels (eaux de lavage de procédés industriels, boues industrielles...).

En France, les intrants agricoles représentent 80 % de la matière organique utilisée pour produire du biogaz.

Ce modèle contribue à la gestion des déchets, à la transition énergétique et à l'autonomie des exploitations agricoles (énergie, engrais), tout en favorisant une économie circulaire et le développement de partenariats entre les acteurs des territoires.

2. Les différents types de méthanisation en injection

Différents modèles de méthanisation existent, en fonction de l'actionnariat de l'unité et des intrants majoritaires.

La méthanisation agricole

La méthanisation est dite agricole si un ou des exploitants agricoles détiennent plus de 50 % du capital et les intrants sont à plus de 50 % agricoles. La méthanisation agricole peut être « autonome » si plus de 90 % des intrants sont agricoles, ou « territoriale » dans le cas contraire. Dans ce cas les unités valorisent une plus forte proportion de déchets locaux du territoire.

La méthanisation territoriale

Ce type de méthanisation est portée (actionnariat à plus de 50 %) par un développeur de projets, ou par une collectivité, qui contractualise avec les agriculteurs locaux pour rassembler la biomasse nécessaire à l'unité, en complément de leurs propres déchets éventuels.

La méthanisation de boues de stations d'épuration (STEP)

Les boues issues du traitement des eaux usées sont un gisement organique exploitable pour la méthanisation. Ce procédé permet de réduire leur volume, de produire de l'énergie renouvelable et d'optimiser leur valorisation, notamment sous forme de digestat épandable sous contrôle agronomique. La méthanisation est alors un atelier de la station d'épuration.

La méthanisation des déchets en installation de stockage

Les déchets stockés en décharge génèrent naturellement du méthane qui, sans valorisation, contribue au réchauffement climatique. L'installation permet de capter et d'épurer ce gaz afin de l'injecter dans les réseaux, limitant ainsi les émissions polluantes et favorisant une utilisation énergétique.

La méthanisation industrielle

Certaines industries, notamment de l'agroalimentaire et de transformation des matières végétales, génèrent des résidus riches en matière organique. Ces déchets sont particulièrement adaptés à la méthanisation, offrant une solution efficace pour valoriser localement des flux souvent importants.

La méthanisation des déchets ménagers et biodéchets par les collectivités

Les collectivités peuvent méthaniser la fraction organique des déchets ménagers, qu'elle soit issue du tri sélectif ou d'un traitement spécifique en usine. Ce modèle permet de structurer une gestion circulaire des déchets au niveau local, en valorisant à la fois les biodéchets et d'autres résidus du territoire pour une production de biométhane optimisée.

3. Les produits

La méthanisation permet de générer trois produits principaux : du biogaz, du digestat et du bioCO₂.

Le biogaz, ressource au cœur de la transition énergétique

Il peut être exploité sous différentes formes.

Une valorisation énergétique locale et efficace

Lorsqu'il subit un traitement léger, le biogaz peut être utilisé directement sur son site de production :

- Production de chaleur *via* des chaudières,
- Production d'électricité grâce à des moteurs ou des turbines,
- Cogénération, qui associe production d'électricité et récupération de chaleur pour un rendement énergétique optimisé.

LE BIOMÉTHANE, UN SUBSTITUT AU GAZ NATUREL

Une épuration avancée permet de transformer le biogaz en biométhane, un gaz aux propriétés équivalentes à celles du gaz naturel, mais décarboné. Celui-ci peut être injecté dans les réseaux de transport et de distribution et être utilisé pour les mêmes usages : chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson, procédés industriels.

Injecté dans le réseau gazier, le biométhane contribue à renforcer l'autonomie énergétique des territoires, tout en réduisant l'empreinte carbone du secteur énergétique.

Un levier pour une mobilité plus propre

Le biométhane peut également être utilisé comme biocarburant sous forme de BioGNV (Gaz Naturel pour Véhicules). Cette solution permet en outre une réduction significative des émissions de polluants atmosphériques par rapport au diesel. Elle offre un bilan carbone optimisé et une alternative crédible aux carburants fossiles, particulièrement pour les flottes de transport et la mobilité urbaine.

Grâce à sa flexibilité et à son intégration dans une économie circulaire, le biogaz apparaît aujourd'hui comme un atout majeur pour une transition énergétique durable et résiliente !

Le digestat, une alternative naturelle aux engrais chimiques

Le digestat est le résidu issu du digesteur à la fin du processus de méthanisation, représentant 90 % de la masse initiale non transformée en biogaz. Sa composition varie selon les intrants et technologies utilisés, mais il contient toujours matière organique, minéraux (dont des nutriments) et eau. Utilisé en agriculture, il offre des propriétés fertilisantes et amendantes, permettant de réduire l'usage de fertilisants minéraux et de favoriser le retour au sol.

LE BIOCO₂, UN CO-PRODUIT VALORISABLE

Le bioCO₂ émis lors du processus de méthanisation n'est pas simplement rejeté dans l'atmosphère : il peut être capté et valorisé. Aujourd'hui, ce bioCO₂ est notamment utilisé dans l'industrie alimentaire ou pour enrichir l'atmosphère des serres. La récupération à la sortie des unités de méthanisation est en plein essor.

Un exemple récent et concret : du CO₂ issu de la méthanisation a été traité puis utilisé pour gazéifier la bière servie pendant les Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024 !

3. Des atouts multiples

La méthanisation est une solution clé pour la transition énergétique et l'économie circulaire. En transformant les déchets organiques en biogaz et digestat, elle réduit les émissions de gaz à effet de serre et la dépendance aux énergies fossiles. Répartie sur tout le territoire, elle favorise les circuits courts et répond à des besoins variés (chauffage, mobilité, industrie), tout en soutenant la transformation du modèle agricole : diversification des revenus, pratiques durables, pérennisation des exploitations. Moteur économique, elle crée 10 000 emplois² non délocalisables, stabilise l'activité agricole et renforce l'autonomie stratégique de la France. Innovante, elle répond aux enjeux climatiques et énergétiques de demain.

Cécile Frédéricq Déléguée générale France Gaz Renouvelables



2. Le Guide Emploi & Formations en Méthanisation 2024-2025



La pyrogazéification : une solution innovante pour la production de gaz renouvelable et bas carbone

➔ Parmi les nouvelles technologies de production de gaz renouvelable et bas-carbone, la pyrogazéification s'impose comme une filière stratégique. Elle permet la valorisation d'un large spectre de ressources, allant des résidus de biomasse aux déchets solides carbonés non recyclables, tout en produisant une énergie renouvelable locale. La pyrogazéification est une solution intéressante grâce à sa modularité qui sait s'adapter aux différentes configurations territoriales et se montre ainsi particulièrement propice au développement d'une économie circulaire.

Principe et fonctionnement

La pyrogazéification repose sur deux technologies : la pyrolyse¹ et la gazéification². Elle consiste en un traitement thermochimique à haute température (entre 800 et 1500 °C), qui permet, en absence ou défaut d'oxygène, de convertir des matières organiques relativement sèches (biomasse ligneuse - connexes de scieries, bois en fin de vie, résidus de cultures, etc.) ou autres déchets carbonés solides non recyclables (DEA, CSR pneus usagés, plastiques non recyclables, etc.), actuellement peu ou mal valorisés, en composés énergétiques. Les produits de ce traitement se présentent selon les procédés sous forme gazeuse (gaz de synthèse ou syngaz - principalement composé d'H₂, CO, CO₂ et CH₄), liquide (huiles pyrolytiques) ou solide. En fonction des projets, le gaz de synthèse produit par pyrogazéification peut être valorisé en chaleur, en gaz renouvelables et bas-carbone, ou en carburants alternatifs. Le produit solide issu de la valorisation de biomasse est appelé biochar.

Un levier pour la gestion des déchets et la transition énergétique

La pyrogazéification représente une voie de valorisation pertinente pour traiter quantité de déchets solides, en complément des filières existantes basées sur la combustion, et permettant d'élargir les solutions de valorisation des déchets vers de nouveaux exutoires. La pyrogazéification ainsi joue un rôle clé dans l'atteinte des objectifs de **réduction des déchets enfouis**. Les intrants de la pyrogazéification sont variés : bois non-déchet, résidus agricoles, déchets verts, plastiques non-recyclables, pneus usagés, ou encore Combustibles Solides de Récupération (CSR). Cette filière est en effet en mesure d'apporter une **contribution**

notable pour atteindre l'objectif de diviser par quatre en 2050³ la quantité de déchets destinés au stockage (enfouissement). Ces intrants sont valorisés dans le respect de la hiérarchie de valorisation de la biomasse tel que stipulé par la [REDIII](#) ainsi que la hiérarchie de traitement des déchets. La pyrogazéification représente ainsi un levier majeur pour l'économie circulaire, en transformant des déchets en énergie durable locale.

Vers une production de gaz renouvelable et bas-carbone pour injection

Historiquement axée sur la production de chaleur et la cogénération, la pyrogazéification s'oriente, depuis ces dernières années vers la production de molécules telles que le biométhane. Cette valorisation de ressource biomasse et déchets pour la production de biométhane s'inscrit comme un complément aux ressources issues de la méthanisation, ciblant des déchets difficilement valorisables par d'autres filières.

La production de biométhane par pyrogazéification est une

➔➔➔

1. La pyrolyse est un process thermochimique qui transforme des matières organiques en absence d'oxygène (ou quasi absence) en une partie solide (biochar), une partie gazeuse (le gaz de synthèse) et une partie liquide (les huiles pyrolytiques). Contrairement à la combustion, la pyrolyse ne « brûle » pas mais transforme les entrants en d'autres produits matière et/ou vecteurs énergétiques.

2. La gazéification consiste à transformer en gaz les parties solides et liquides produites par une première phase de pyrolyse par un apport d'une faible quantité d'air, nettement inférieure à la stoechiométrie. En fonction du caractère plus ou moins complet de la gazéification, il peut rester une part plus ou moins conséquente de carbone solide, dont les caractéristiques peuvent s'apparenter à du biochar.

3. [Scénario volontariste FNADE, janvier 2023](#)

Le biochar

Les biochars pour un usage comme vecteur de séquestration sont la fraction solide obtenue par pyrolyse (température >500 °C en absence d'oxygène) des biomasses non-alimentaires d'origine agricole, agro-alimentaire et/ou connexes de l'utilisation ou de la transformation de la biomasse forestière.

voie prometteuse avec déjà des premiers démonstrateurs et références en Europe. La mise en place de ce procédé de production correspond à une première brique de pyrogazéification pour obtenir un gaz de synthèse. Ce dernier est ensuite traité afin d'atteindre la qualité souhaitée pour être converti en méthane via un réacteur de méthanation de sorte qu'il puisse être injecté sur le réseau gazier. C'est ce qu'on appelle **la filière pyrogazéification pour injection (voir schéma)**.

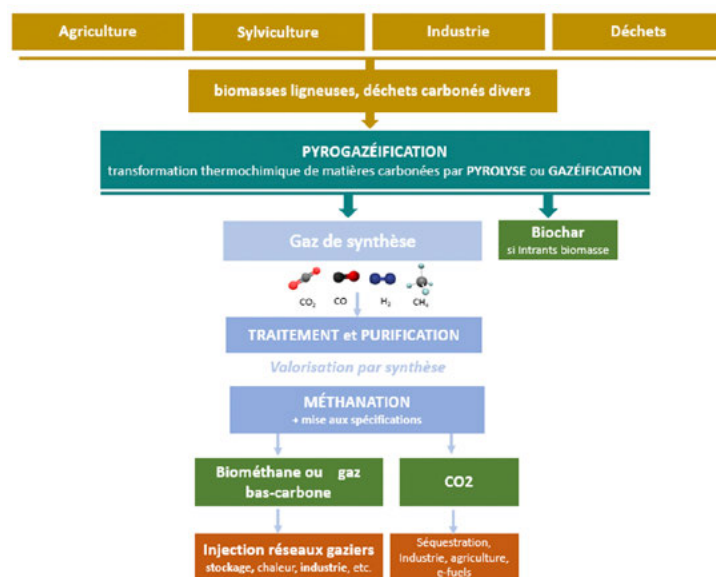
Le biométhane ou gaz bas-carbone produit est substituable au gaz naturel dans tous ses usages (mobilité, usage matière première, production de chaleur, etc.) stockable et accessible et disponible à tout moment grâce aux infrastructures gazières existantes.

La Pyrogazéification pour injection **offre ainsi un potentiel de production de biométhane et gaz bas-carbone** au même titre que l'ensemble des filières de gaz renouvelable telle que la filière méthanisation, sans concurrence sur les gisements biomasse utilisés.

L'industrialisation de cette filière s'accélère, portée par des enjeux de décarbonation, de souveraineté énergétique et de valorisation des déchets. Les projets actuels visent à exploiter des intrants locaux, renouvelables ou à base de carbone recyclé, dans des unités de taille adaptée. En 2022, en France, plusieurs dizaines de projets ont été identifiés par l'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) lancé à l'été 2022 par NaTran (ex-GRTgaz) sous l'égide du CSF NSE⁴. En mettant en évidence une capacité potentielle de production de 4,1 TWhPCS /an injectés dans les réseaux, cet AMI a ainsi confirmé l'existence d'un écosystème français prêt à passer à l'industrialisation. En Europe, la France n'est pas isolée : à titre d'exemple, les Pays-Bas, qui souhaitent également atteindre la neutralité carbone du gaz consommé en 2050, ont affiché une ambition de production de 4 TWh de biométhane par pyrogazéification d'ici 2030, de sorte à renforcer significativement la voie de production de biométhane par méthanisation.

Le **gaz de synthèse produit par pyrolyse ou gazéification** peut dans certains cas être utilisé en usage direct à défaut d'être injecté dans le réseau de gaz naturel après transfor-

[4. Restitution de l'Appel à Manifestation d'Intérêt \(AMI\) sur la pyrogazéification pour injection / grtgaz.com](#)



mation en méthane. Pour une valorisation en usage direct, le gaz de synthèse peut être utilisé dans certains procédés industriels (production de chaux, tuiles, briques, acier, etc.), permettant de substituer le gaz naturel dans des applications qui nécessitent absolument un vecteur gaz pour leurs besoins de chaleur haute température. Après épuration, le gaz de synthèse permet d'assurer une combustion propre et conforme aux exigences qualité produit des industries visées.

Enjeux réglementaires et perspectives de déploiement

Le cadre réglementaire évolue pour accompagner cette filière innovante. En mars 2023, la loi sur **l'accélération de la production des énergies renouvelables** a réaffirmé la volonté du gouvernement d'intégrer les gaz bas-carbone dans le mix énergétique.

Si la pyrogazéification offre un fort potentiel pour la production de gaz renouvelable et bas-carbone, son développement industriel doit encore relever plusieurs défis économique et technique en passant par la mise en service des premières unités commerciales. En valorisant une grande variété de déchets tout en limitant les émissions de CO₂ la pyrogazéification a toute sa place jouer un rôle clé dans l'indépendance énergétique et la transition vers un mix énergétique plus durable, à condition de bénéficier d'un cadre réglementaire adapté et d'un soutien politique renforcé nécessaire à l'émergence de toute filière innovante.

Chourouk NAIT-SAIDI
Déléguée Générale du [Club Pyrogazéification](#)



L'hydrogène, essentiel pour atteindre la neutralité carbone, stratégique pour l'avenir de l'industrie française

→ Identifié comme industrie stratégique en France, en Europe et dans plus de 70 pays dans le monde, incontournable pour atteindre les objectifs de neutralité carbone à 2050, l'hydrogène bénéficie depuis 2020 de soutien pour son développement au niveau national et européen. La France est partie en tête du peloton avec de nombreux atouts et grâce à la dynamique impulsée par l'Etat, la collaboration entre les industriels et les collectivités, la filière s'est structurée et plusieurs projets emblématiques ont vu le jour. Les progrès réalisés en 5 ans sont significatifs pour une jeune industrie, malgré des retards dans la mise en place de certains dispositifs de soutien annoncés et un cadre réglementaire encore flou.

Où en est le développement de l'hydrogène en France ?

Dans les territoires, une véritable dynamique industrielle est en marche. L'année 2024 a notamment été marquée par **l'ouverture de gigafactories¹** d'équipements clés, en Bourgogne-Franche-Comté pour des électrolyseurs qui permettent de produire de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone et en Nouvelle Aquitaine pour des piles de forte puissance répondant aux usages stationnaires, maritimes ou ferroviaires. **23 usines de fabrication d'équipement clefs² sont en activité sur le territoire**, témoignant ainsi des capacités manufacturières croissantes de la filière notamment pour la mobilité routière avec la fabrication de véhicules utilitaires légers à hydrogène, de réservoirs, de piles à combustible ou de stations de recharge.

Dans le même temps, les **premiers écosystèmes de production-utilisation d'hydrogène** ont permis de déployer des capacités de production et de distribution d'hydrogène, la plupart tournées vers des applications de mobilité lourde et/ou intensive. C'est ainsi qu'aujourd'hui, un peu plus d'une **cinquantaine de bus à hydrogène** sont en circulation à Pau, Auxerre, Le Mans, La Roche-sur-Yon, Toulouse ou Rouen et plus de 500 sont en cours de déploiement ou en commande par des collectivités qui souhaitent décarboner leurs flottes.

Des **benches** à ordures ménagères sont également déployées à Dijon, en Vendée et en Centre-Val de Loire satisfaisant aux profils des tournées longues ou à fort haut-le pied.

Dans la capitale, les flottes de taxis ont été renforcées par l'arrivée de 500 Toyota Mirai supplémentaires pour les Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024. **Ce sont 1000 berlines et fourgons qui circulent maintenant quotidiennement**, représentant 5 % de la flotte des taxis parisiens. Avec les premiers poids lourds de distribution régionale et les premiers autocars rétrofités homologués et mis à la route, ce sont **plus de 2000 véhicules** qui circulent en France s'approvisionnant auprès de stations de recharge qui dessinent un premier maillage du territoire national. Avec **80 stations de distribution³ opérationnelles dont 64 spécifiquement dédiées à la mobilité routière**, le réseau est plus particulièrement dense en Île-de-France, Normandie ou Auvergne-Rhône-Alpes avec 9 stations actuellement en service dans cette dernière.

Certaines stations produisent leur hydrogène sur site comme celle implantée à la Porte de Saint-Cloud pour les taxis de la flotte francilienne, celles d'Auxerre et de Dijon ou de la zone aéroportuaire de Toulouse-Blagnac qui alimentent des bus. En Vendée, grâce à la mise en service du premier site de production d'hydrogène renouvelable en 2021, 3 stations de recharge sont approvisionnées en hydrogène pour des bus ou des benches à ordures ménagères à La Roche-sur-Yon, Challans et Les Sables-d'Olonne.

Pour assurer le déploiement de ce maillage territo-

>>>

1. Usines pouvant produire l'équivalent d'1 GW de puissance par an pour des électrolyseurs ou des piles à combustible

2. Electrolyseurs, piles à combustible, stations de recharge, véhicules, réservoirs : McPhy, Genvia, Elogen, John Cockerill, Gen'Hy, Symbio, HDF, Helion Hydrogen Power, Inocel, Stellantis, Forvia, OP Mobility, HRS, Ataway, Madic, ...

3. Chiffres issus du [baromètre annuel](#) publié par France Hydrogène, janvier 2025



Hypster Etrez. © Storengy

rial essentiel pour la mobilité hydrogène, des dispositifs ont ainsi été mis en place au niveau législatif et réglementaire tel que le règlement européen AFIR qui prévoit la mise en place d'une station tous les 200 km sur le réseau central d'ici 2030 (68 stations en France), avec des exigences spécifiques en matière de capacité. Néanmoins certains dispositifs annoncés ne sont toujours pas complètement opérants. Par exemple, la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT), qui permettrait pourtant de diminuer le coût de l'hydrogène à la pompe de près de 5€ par kg d'hydrogène délivré, va faire l'objet d'une refonte complète dans les prochains mois.

Au-delà de la route, ce sont aussi des bateaux – un navire-école pour les jeunes marins pêcheurs corses, une barge mytilicole et un automoteur pour le transport de marchandises sur la Seine qui sont entrés en service. Des trains à hydrogène sont en commande auprès du constructeur Alstom par 4 régions françaises et les avions à hydrogène sont à l'étude, à pile à combustible pour de petits aéronefs de quelques passagers ou à turbine à hydrogène liquide pour les plus gros porteurs.

Autre enjeu majeur, **décarboner la production d'hydrogène industriel** qui représente actuellement plus de 900 000 tonnes par an pour la **désulfurisation de carburants pétroliers** (60 %), la synthèse d'ammoniac principalement **pour les engrais** (25 %) et la **chimie** (10 %). Il s'agit de produire massivement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone pour ces secteurs industriels mais également pour la **fabrication d'acier** grâce à de nouveaux procédés utilisant l'hydrogène, et la fabrication de carburants de synthèse pour la décarbonation des secteurs maritime et aérien. Ces projets qui s'inscrivent dans le temps long des cycles industriels vont

donner lieu à partir de 2026 au déploiement de capacités de plusieurs centaines de mégawatts ⁴comme les projets de GravitHy ou H2V à Fos pour la fabrication d'acier ou la production de méthanol ou encore le projet Normand'Hy à Port-Jérôme pour les raffineries alentours et la mobilité lourde le long de l'axe Seine.

Ces projets sont majoritairement basés sur des technologies de **production par électrolyse de l'eau mais d'autres voies sont possibles : il s'agit du vaporeformage de méthane avec capture du CO₂, de la thermolyse de biomasse ou de la plasmalyse de méthane** par exemple. Quel que soit le mode de production, l'hydrogène doit avoir un contenu carbone inférieur à 3,38 kilos de gaz carbonique par kilo d'hydrogène pour être qualifié de renouvelable ou bas-carbone. Pour rendre compétitif cet hydrogène décarboné, **un mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse** doit être mis en œuvre par l'Etat fonctionnant par appel d'offres. Le dialogue compétitif pour la première tranche de 200 MW a été lancé en fin d'année dernière pour les projets allant de 5 à 100 MW.

Pour relier les sites de production et de consommation d'hydrogène et fournir la nécessaire flexibilité au système énergétique, le **déploiement des infrastructures de transport et stockage d'hydrogène** doit être planifié dès maintenant au niveau territorial, national et européen. Plusieurs projets sont en cours avec la conversion de canalisations de gaz à

4. Hyd'Occ à Port la Nouvelle (Qair – 25 MW en 2025 puis 50 MW), Normand'hy à Port-Jérôme (Air Liquide – 200 MW d'ici 2026), Masshylia à Fos (Engie et TotalEnergies – 20 puis 50 MW), La Mède (Air Liquide et TotalEnergies – 20 MW en 2029), Lhyfe au Havre (100 MW en 2028), GH2 à Ambès (100 MW d'ici 2028), H2V Marseille-Fos (300 MW d'ici 2029) et GravitHy (700 MW en 2028).



Station H2- Saint Cloud. © AntoineMarceau

l'hydrogène et l'expérimentation de stockage en cavités salines comme à Etrez dans l'Ain. Il facilite le stockage et l'intégration de l'électricité issue des énergies renouvelables au réseau, contribue à l'alimentation de sites isolés, la fourniture d'électricité de secours ou temporaire grâce aux groupes électrogènes ou aux écosystèmes énergétiques complets. Utilisé dans des chaudières comme à Châteauneuf dans la Loire, l'hydrogène peut constituer une solution complémentaire de décarbonation pour satisfaire les différents usages des bâtiments (chaleur, eau chaude, électricité...) lorsque les solutions d'électrification directe sont inadéquates ou inaccessibles.

Véritable pont entre les réseaux électriques et gaziers, l'hydrogène permet également de valoriser des infrastructures déjà existantes et va contribuer à renforcer la flexibilité et la résilience de notre système énergétique.

La filière hydrogène crée de la valeur et de l'emploi dans les territoires

Au-delà d'une composante essentielle de notre mix énergétique décarboné, la filière hydrogène est déjà créatrice de valeur et d'emplois. Dans une étude récente réalisée avec le cabinet BDO⁵, nous avons montré qu'avec 8,8 GW de capacité d'électrolyse déployée en 2035, nous réduirons de 6 % notre consommation annuelle d'énergies fossiles et de 5,9 milliards d'euros notre facture énergétique extérieure. Aujourd'hui, **la filière génère déjà près d'un milliard d'euros de valeur ajoutée et soutient 16 400 emplois, avec 6 300 emplois directs, dont près de 50 % sont liés à la mobilité.**

La filière fait appel à plus de **80 métiers** avec des connais-

sances spécifiques à l'hydrogène et son écosystème mais aussi de nombreuses compétences communes à l'industrie, participant à la tension déjà ressentie. Le développement de compétences et des formations liées à l'hydrogène sont donc clés. Les acteurs de la formation et de l'emploi se mobilisent pour répondre à ces enjeux avec de nombreuses initiatives en formation initiale ou continue comme par exemple, les incubateurs de formation hydrogène développés par l'Afpa dans toutes les régions mais aussi des formations techniques initiées par les industriels comme la plateforme de 1000 m² dédiée à l'hydrogène inaugurée en décembre dernier par GRDF pour ses techniciens et ouverte à tous les acteurs de la filière.

Si toutes les conditions sont réunies, toujours selon les projections de l'étude réalisée avec BDO, à l'horizon 2035, **la filière pourrait contribuer au PIB français à hauteur de 13 milliards d'euros et compter 66 600 emplois**, un levier économique majeur pour la France, avec un impact direct dans les territoires. L'hydrogène jouera un rôle clé dans l'effort global de **réindustrialisation** du pays, contribuant à hauteur de **7 % de l'objectif national**. D'ici 2035, les investissements dans la filière hydrogène devraient générer 36 milliards d'euros en impôts, taxes et cotisations sociales, soit un retour de 4 euros pour chaque euro investi par l'État. En outre, les activités exportatrices de la filière permettront de **réduire de 8 % le déficit de la balance commerciale française**.

Cela illustre qu'investir dans l'hydrogène, c'est investir dans l'avenir industriel et économique du pays, renforçant ainsi la souveraineté énergétique et industrielle de la France, et plus largement celle de l'Europe.

Christelle Werquin, déléguée générale de France Hydrogène



5. [Etude France Hydrogène-BDO sur les impacts socio-économiques de la filière hydrogène, décembre 2024](#)

→ FLEXIBILITÉ → VALORISATION → ÉQUILIBRAGE

Le power-to-méthane, une technologie clé pour la valorisation du CO₂ biogénique et l'équilibrage du réseau électrique dans un système énergétique bas-carbone

→ La croissance des énergies renouvelables intermittentes en France et en Europe va accentuer les variations de la consommation résiduelle d'électricité et va engendrer de manière croissante des prix négatifs sur le marché de l'électricité. Cette consommation résiduelle, définie par RTE comme la consommation totale d'électricité diminuée de la production des énergies renouvelables non pilotables et à coût variable nul (solaire, éolien, hydraulique au fil de l'eau...), met en évidence la nécessité de développer des moyens de flexibilité. D'autre part, on observe une augmentation exponentielle du gisement de CO₂ biogénique porté par le développement des gaz renouvelables. Le potentiel de CO₂ biogénique issu des filières gaz renouvelable- méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale- est estimé à 19 MtCO₂/an en 2040, avec une projection à 30 MtCO₂/an à horizon 2050¹.

1. Club CO2 ATEE

La Power-to-méthane se positionne comme une solution clé pour valoriser à la fois les excédents d'électricité renouvelable et le CO₂ biogénique issu de filières telles que la production de gaz renouvelables. Elle permet ainsi de transformer ces ressources en méthane de synthèse (e-méthane) injectable dans les réseaux gaziers, contribuant à la décarbonation du mix énergétique et à la création de synergies entre les réseaux électriques et gaziers. Actuellement, en Europe, plus de 35 sites sont en opération et 20 sont en développement. La production de e-méthane est passée de 20 à 449 GWh/an en 8 ans, et les projections pour 2027 pourraient atteindre 3 000 GWh/an, selon l'Agence européenne du biogaz (EBA)¹.

Le principe

Le Power-to-Methane est un procédé qui repose sur la ré-

1. Mapping : e-methane plants and technologies, EBA, 2024.

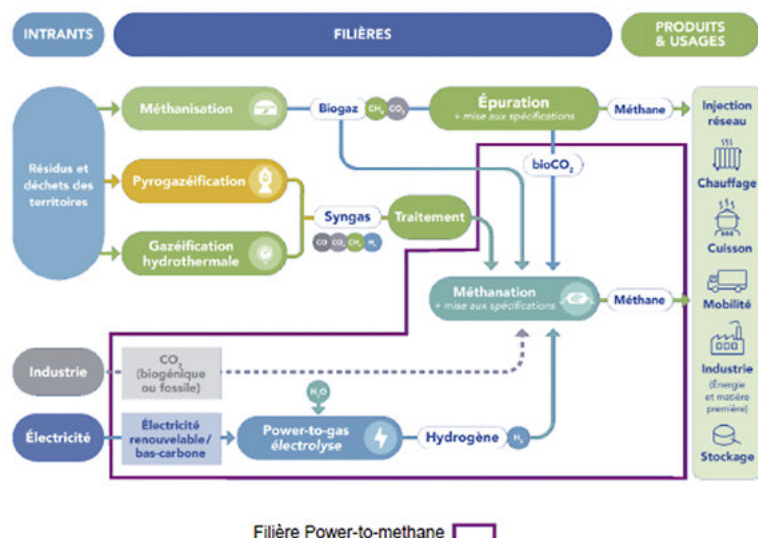


Figure 1 : Schéma du principe de fonctionnement de la brique Power-to-méthane dans la production de gaz verts (Source : GRDF)

Deux procédés de méthanation sont principalement envisagés : la méthanation biologique et la méthanation catalytique

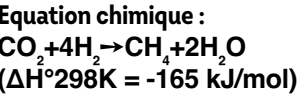
	MÉTHANATION BIOLOGIQUE	MÉTHANATION CATALYTIQUE
Catalyseur	Micro-organismes	Catalyseur généralement à base de nickel
Tolérances aux impuretés	Supérieure	Inférieure
Température	Basse (35-65 °C)	Haute (200-600 °C)
Récupération possible de chaleur	Oui (basse température)	Oui (vapeur haute pression)
Empreinte au sol	Supérieure	Inférieure

Tableau 1 : Comparaison des deux procédés de méthanation : biologique et catalytique.

action entre l'hydrogène (H₂), produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable ou bas carbone excédentaire, et le dioxyde de carbone (CO₂), en particulier biogénique, pouvant provenir d'autres filières de production de gaz verts.

Le gaz de synthèse (appelé e-methane) produit, peut être classé RFNBO2² (Renewable Fuel of Non-Biological Origin), à condition que l'hydrogène injecté soit d'origine renouvelable. À partir de 2041, le CO₂ devra aussi être d'origine biologique.

La réaction de méthanation est une réaction exothermique. Ainsi, ce procédé permet donc de valoriser le e-methane, mais aussi de la chaleur produite.



La méthanation biologique

Dans la méthanation biologique, du CO₂ – ou directement du biogaz ou du syngaz – ainsi que de l'hydrogène (H₂) sont injectés dans un réacteur de méthanation. Ce réacteur fonctionne à basse température (35 à 65 °C) et contient des micro-organismes spécifiques, capables de convertir le CO₂ et le H₂ en méthane (CH₄) dans des conditions optimales. Ces micro-organismes métabolisent le CO₂ et le H₂ via une série de réactions biochimiques, produisant du méthane et de l'eau (H₂O).

Ce procédé présente l'avantage de pouvoir être couplé facilement à la méthanisation, car le biogaz peut être traité directement, sans nécessiter de prétraitement. Deux approches sont envisageables :

- La méthanation biologique in situ, où l'hydrogène est in-

2. Renewable Fuels of Non-Biological Origin, ou carburants renouvelables d'origine non biologique.

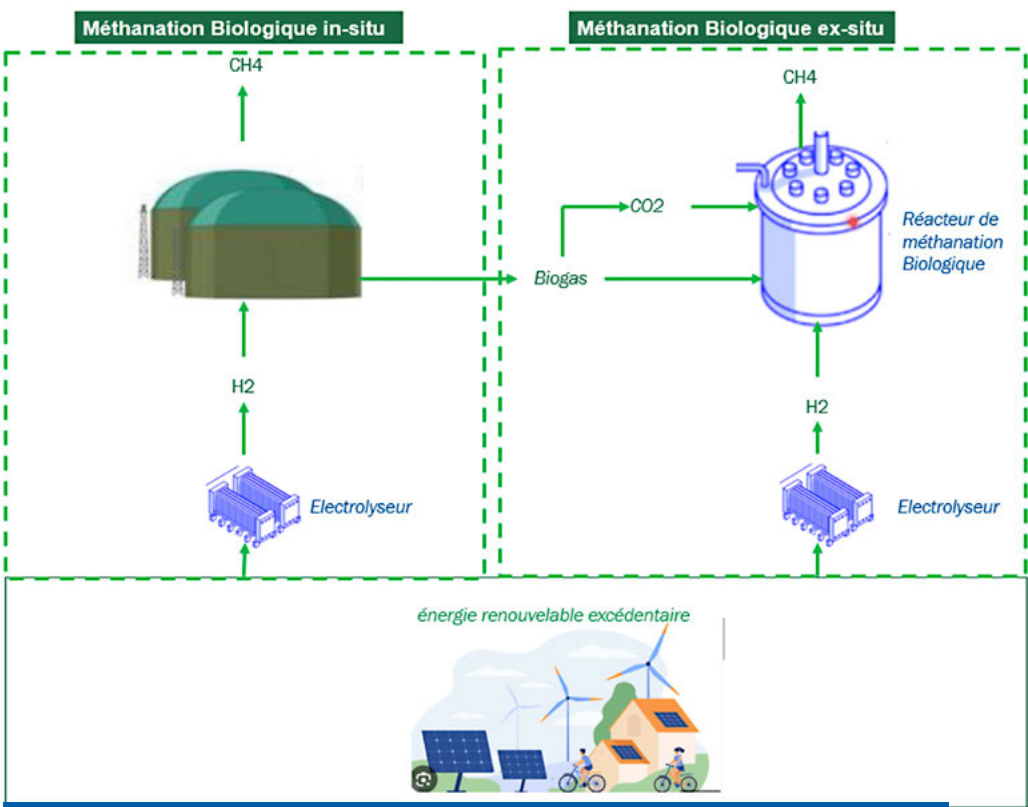


Figure 2 : Illustration de la méthanation biologique in situ et ex situ

jecté directement dans le digesteur de méthanisation,

- La méthanation biologique ex situ, réalisée dans un réacteur séparé, en aval de la production de biogaz.

Méthanation biologique in-situ

Dans la configuration in situ, applicable uniquement à la valorisation du CO₂ issu des unités de méthanisation, la réaction de méthanation se déroule directement dans le digesteur ; on obtient non seulement un e-méthane supplémentaire par conversion du CO₂ généré au cours de la digestion, mais également une augmentation de la concentration de CH₂ dans le biogaz grâce à la stimulation des voies métaboliques des micro-organismes présents dans le digesteur.

L'un des principaux avantages de la méthanation biologique in situ est qu'elle ne nécessite pas de réacteur supplémentaire, la réaction de méthanation ayant lieu directement dans le digesteur de méthanisation, ce qui permet d'optimiser les



Exemple d'unité de méthanation biologique en France et en Europe :

DIETIKON-SUISSE (KANADEVIA INOVA)

Type d'installation :

- Unité commerciale de méthanation biologique (capacité maximale : 270 Nm³/h de e-méthane) mise en service en 2022
- Exploite la totalité du biogaz produit par la méthanisation des boues issues de la station d'épuration.

Spécificités techniques :

- Boues digérées utilisées comme support biologique : elles circulent dans le réacteur pour fournir les micro-organismes nécessaires à la réaction de méthanation.
- Puissance de l'électrolyseur : 2.5 MWe
- Intégration territoriale intelligente :
 - > Connexion à une station d'épuration (fournisseur de CO₂ biogénique via le biogaz).
 - > Connexion à une usine d'incinération de déchets produisant de l'électricité (fourniture d'électricité pour l'électrolyse et récupération de chaleur).
 - > Valorisation énergétique locale : la chaleur produite par la méthanation est réutilisée pour chauffer les bâtiments alentours.
- Flexibilité opérationnelle :
 - > Modulation dynamique de la puissance de l'électrolyseur : participation aux mécanismes de flexibilité du réseau électrique.
 - > Capacité de fonctionnement adaptable : Réduction de puissance et mise à l'arrêt à chaud ou à froid avec redémarrage possible les jours suivants

GLANSAGER - DANEMARK (NATURE ENERGY)

Type d'installation

- Démonstrateur industriel (TRL 9), opérant sur un quart de la production de biogaz de méthanisation (contenant de nombreuses impuretés, notamment du H₂S) et produisant plus de 200 GWh/an, soit environ 2 300 Nm³/h en

moyenne.

Spécificités techniques :

- L'unité de méthanation biologique fonctionne en intermittence, en fonction des prix de l'électricité, afin de bénéficier d'un coût de production de l'hydrogène le plus bas possible. En moyenne, le site s'arrête et redémarre deux fois par jour. L'unité dispose donc d'un seuil de prix de l'électricité au-delà duquel elle interrompt sa production.
- La partie méthanation ne nécessite aucun pré- ni post-traitement supplémentaire en dehors de ceux déjà existants sur la chaîne de méthanisation.

PROJET DÉNOBIO - FRANCE (ENOSIS)

Type d'installation

- Démonstrateur préindustriel de méthanation biologique mis en service en mars 2025

Spécificités techniques :

- Le démonstrateur est couplé à une unité de méthanisation agricole d'Energia Thiérache, située en région Hauts-de-France, à Lesquielles-Saint-Germain (02).
- Fonctionnement en deux phases : méthanation du CO₂ et méthanation du biogaz.
- Capacité de production : 20 Nm³/h
- Durée d'exploitation : 18 mois

PROJET PAU'WER-TO-GAS - FRANCE (SUEZ)

Type d'installation

- premier projet commercial en France intégré à une STEP exploitée par SUEZ. Mise en service prévue fin 2025.

Spécificités techniques :

- Le projet vise à exploiter les synergies entre méthanation et méthanisation.
- Mise en service prévue : fin 2025
- Capacité de production de e-méthane : 70 Nm³/h

CAPEX de l'installation.

Le biogaz prélevé dans la partie supérieure du digesteur est réinjecté à sa base afin d'assurer un bon brassage du contenu du réacteur et de favoriser une conversion efficace de l'hydrogène et du dioxyde de carbone en méthane. Le débit d'injection d'hydrogène (H₂) doit être strictement contrôlé. En effet, la faible solubilité de l'hydrogène impose la mise en place d'un système assurant un transfert efficace du H₂. Par ailleurs, un surdosage en hydrogène peut entraîner une consommation excessive de CO₂, induisant une diminution du pH du milieu, pouvant atteindre des niveaux préjudiciables à la stabilité de la communauté microbienne. D'autres paramètres opératoires influencent également le bon déroulement du procédé, notamment le volume du réacteur, la température, charge organique appliquée...

Le niveau de maturité technologique (TRL) de la méthanation biologique varie selon les modalités de mise en œuvre, avec une plage généralement comprise entre TRL 6 et 8.

Méthanation biologique ex-situ

Dans la configuration ex situ, la réaction se déroule dans un réacteur de méthanation distinct, contenant les microorganismes nécessaires à la conversion. Le CO₂ peut être fourni soit sous forme de flux pur, soit intégré à un mélange gazeux (comme le biogaz ou le syngaz), et est injecté dans le réacteur selon un rapport stoechiométrique avec l'hydrogène (H₂). Dans ce procédé, la concentration finale en méthane (CH₄) est généralement comprise entre 79 et 98 % en volume. Cette configuration est considérée comme plus simple que l'in-situ, dans la mesure où l'étape de méthanation est séparée du digesteur, ce qui permet de préserver la stabilité du processus biologique principal.

Le niveau de maturité technologique (TRL) de la méthanation biologique ex situ varie en fonction du design du réacteur, avec une plage généralement comprise entre TRL 7 et TRL 9.

Exemple de projets en France et en Europe :

WERLTE – ALLEMAGNE (AUDI / ETOGAS / ZSW/ KANADEVIA INOVA)

Type d'installation :

- Unité industrielle de méthanation catalytique mise en service en 2013

Spécificités techniques :

- Première installation industrielle européenne de production de e-méthane
- Le CO₂ est récupéré à partir du biogaz produit sur site.
- L'hydrogène est produit grâce à un électrolyseur de 6.3 MW

GABERSDORF - DANEMARK (KANADEVIA INOVA),

Type d'installation :

- Démonstrateur industriel (TRL 9) opérant sur du biogaz avec un flux de 22 Nm³/h.

Spécificités techniques :

- La méthanation catalytique opérant à haute température (>200 °C), le site récupère facilement de la chaleur sous forme de vapeur et la valorise pour des clients industriels ou des réseaux de chaleur.
- L'unité est capable de varier sa puissance de fonctionnement et descendre jusqu'à 50 % de sa capacité

La méthanation catalytique

Ce procédé fonctionne à des températures comprises entre 200 °C et 600 °C, sous des pressions pouvant atteindre 40 bar. En raison de ces conditions de température et de pression élevées, le gaz alimentant le réacteur doit être purifié, avec un taux de H₂S inférieur à 1 ppm.

La réaction est généralement réalisée dans des réacteurs à lit fixe, où les gaz traversent un lit de catalyseur stationnaire. Alternativement, on peut utiliser des réacteurs à lit fluidisé, dans lesquels les catalyseurs solides sont maintenus en suspension dans un état pseudo-liquide grâce à un flux ascendant de gaz ou de liquide. Il s'agit d'une technologie mature, avec un niveau de maturité technologique (TRL) compris entre 7 et 9.

Conclusion :

Parmi les technologies mobilisées dans la transition vers un système énergétique bas carbone afin d'atteindre les objectifs climatiques de l'UE, les avancées dans les procédés de **méthanation** offrent des perspectives prometteuses pour la conversion du **CO₂ biogénique** en e-méthane, un vecteur énergétique polyvalent et un substitut au gaz naturel.

**Tibaut Fotso, Délégué général
Club Power-to-Gas**



➔ INNOVATION ➔ VALORISATION ➔ DÉCHETS

Gazeification hydrothermale : une filière innovante de valorisation de déchets produisant du gaz

➔ Une filière innovante de la production du gaz renouvelable et bas-carbone.

La gazeification hydrothermale est une technologie innovante qui convertit et valorise en gaz des déchets liquides, humides ou secs. Fonctionnant impérativement en présence d'eau à des conditions supercritiques – haute pression (210 à 350 bar) et haute température (360 à 700 °C) – la technologie produit un gaz de synthèse particulièrement riche en méthane et en hydrogène. Après un traitement adapté, il devient du méthane de synthèse substituable au gaz naturel, sans modification des infrastructures gazières ni des usages. En complément de la production de gaz, le procédé per-

met également en fonction de l'intrant valorisé de récupérer la quasi-totalité de son contenu en eau, en métaux, en minéraux (phosphore, potassium...) et en azote, ces derniers pouvant être transformés en fertilisants. Les conditions supercritiques du fluide provoquent également la destruction complète des polluants organiques, des pathogènes et aussi des PFAS¹, tout en réduisant drastiquement la quantité de déchets ultimes à traiter.

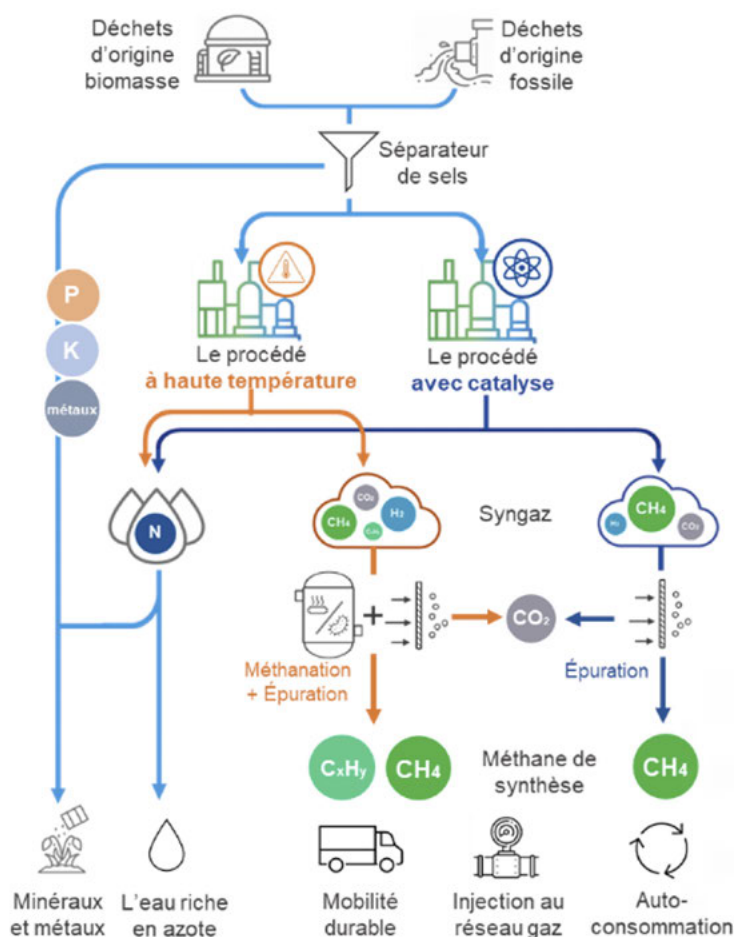
Une grande variété d'intrants valorisables

La gazeification hydrothermale est capable de valoriser une très grande diversité de déchets :

- Des déchets et effluents industriels issus d'activités agro-alimentaires et de nombreux autres secteurs d'activités (pétro-) chimie, pharma, papier-carton, automobile... : déchets de production de (bio-) carburants, de transformation ou de distillation de céréales, pommes de terre, betteraves, d'abattoirs, résidus plastiques et hydrocarbures...
- Des déchets d'activités urbaines : déchets alimentaires issus de la restauration, fraction organique souillée ou polluée des déchets municipaux, boues issues de stations d'épuration municipales ou industrielles, sciure, poussières et particules de bois, CSR...
- Des déchets et effluents agricoles : effluents d'élevage, pailles, biodéchets, résidus de fruits et légumes, digestats issus d'installations de méthanisation ne pouvant être épandues localement ou contenant des composants non épandables, etc...

La filière gazeification hydrothermale s'inscrit dans un cadre compatible avec le respect de la hiérarchie du traitement des déchets tout en améliorant la valorisation matière et la production d'énergie. Elle se positionne comme alternative pertinente à l'incinération et à l'enfouissement pour un grand nombre de déchets et enrichit par ailleurs les filières de production de gaz comme la méthanisation, la pyrogazéification et le power to méthane.

1. PFAS ou les substances per- et polyfluoroalkylées représentent une vaste famille de plusieurs milliers de composés chimiques très persistants dans l'environnement.



Une alternative pertinente pour réduire l'impact environnemental du traitement de déchets et augmenter l'effet « économie circulaire »

Grâce aux conditions supercritiques, cette technologie est capable d'éliminer de nombreux pathogènes, polluants dont aussi les PFAS, ces molécules chimiquement très résistantes posant des problèmes environnementaux et de santé publique majeurs. Dans une publication récente², le développeur suisse TreaTech de la technologie affiche que son procédé à catalyse est capable de détruire plus que 99,8 % des PFAS contenu dans un effluent. Ce nouvel atout élargit encore la plage des plus-values générées à travers la mise en œuvre de cette solution prometteuse pour les acteurs publics et privés en quête de traitements efficaces. Il s'ajoute aux nombreux autres bénéfices environnementaux de la technologie : en l'absence d'émissions de gaz polluants et grâce à la conversion complète des (micro-) plastiques en gaz et des pathogènes, la gazéification hydrothermale s'impose comme une des meilleures solutions de valorisation de déchets pour réduire voire supprimer les impacts environnementaux et les déchets ultimes. Elle permet par ailleurs d'atteindre une réduction de l'empreinte carbone d'au moins 80 % pour des déchets d'origine biogénique (par rapport à la référence gaz naturel) rendant les futurs projets industriels capables de respecter la Directive Européenne RED III qui rentra en vigueur dès 2026 – tout en assurant une valorisation optimale des intrants³.

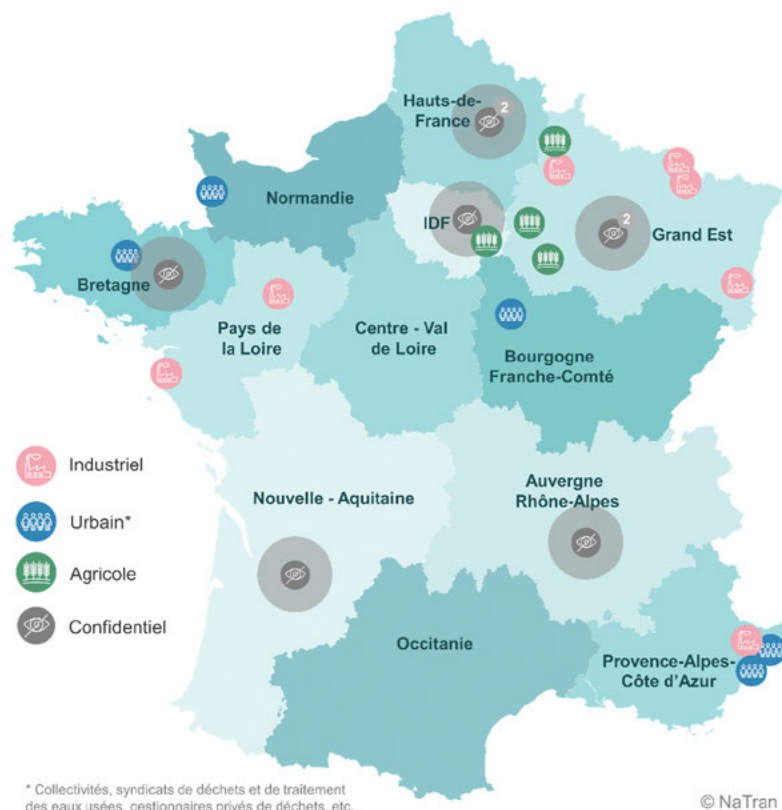
À ce titre, elle constitue une alternative particulièrement crédible et compétitive pour des déchets n'ayant pas d'autres alternatives de traitement que l'incinération ou l'enfouissement mais aussi pour de nombreux autres déchets organiques issus d'activités industrielles, urbaines et agricoles. Grâce à son taux de conversion du carbone particulièrement élevé (85 % à 99 %), la technologie augmente sensiblement sa capacité de production de gaz face aux autres technologies et peut même arriver, pour certains déchets (exemple boues de STEP ou digestats pollués), à produire jusqu'à 3 à 5 fois plus d'énergie utile que l'incinération. La gazéification hydrothermale offre une voie efficiente de valorisation des déchets en gaz stockable et transportable. Elle s'inscrit pleinement dans les objectifs nationaux de décarbonation et d'économie circulaire.

Quels potentiels pour la gazéification hydrothermale en France ?

Le 4 décembre 2024, NaTran, avec le soutien du Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes Énergétiques » (CSF NSE), a présenté les résultats de son Appel à Manifestation

2. [TreaTech \(LinkedIn\): son procédé GH à catalyse élimine les PFAS](#)

3. [Communiqué de presse de NaTran sur l'étude de l'empreinte carbone de gazéification hydrothermale : https://www.natransgroupe.com/sites/default/files/2024-06/communiqu%C3%A9-de-presse-5-juin-2024-etude-gaz%C3%A9ification-hydrothermale.pdf](https://www.natransgroupe.com/sites/default/files/2024-06/communiqu%C3%A9-de-presse-5-juin-2024-etude-gaz%C3%A9ification-hydrothermale.pdf)



d'Intérêt (AMI) pour la gazéification hydrothermale⁴. Organisé entre septembre et octobre 2024, l'AMI a identifié 24 projets industriels répartis dans 10 régions françaises. Portés par des acteurs issus des secteurs d'activité industriels, urbains et agricole, ces projets représentent une capacité de valorisation de déchets annuelle de 1,25 million de tonnes brutes et une production potentielle de 2 TWh/an de gaz injectable (couvrant les besoins de chauffage d'un équivalent de 175 000 foyers français) dont au moins 1,3 TWh/an de gaz renouvelable et bas-carbone.

Une majorité des projets sont portés par des acteurs industriels issus des secteurs agroalimentaires et de la chimie. Pour ces acteurs, la technologie permet de substituer une part significative de leurs achats de gaz fossile par du gaz produit à partir de leurs propres déchets, tout en évitant l'incinération. La gazéification hydrothermale contribue à la décarbonation de leurs usages énergétiques et à la forte réduction des impacts liés au traitement de leurs déchets, tout en renforçant la résilience et la logique d'économie circulaire des territoires.

Ces résultats encourageants vont faciliter la structuration de la filière et la mise en service des premiers pilotes et démonstrateurs dès 2026. L'objectif final est de déployer d'ici 2027/ 2028 les premiers projets de taille industrielle et d'atteindre une capacité de production de 2 TWh/an dès 2030.

**Robert Muhlke, Directeur produit
« Gazéification Hydrothermale » / Product
director « Hydrothermal Gasification »**



4. [Communiqué de presse de NaTran et du CSF NSE sur la restitution de l'AMI GH](#)

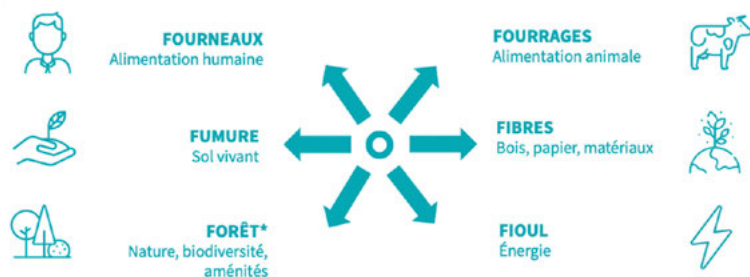
→ POTENTIEL → BIOMASSE → BIOÉNERGIES

Mobiliser la biomasse sans compromettre les priorités agricoles et écologiques

→ Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, il est nécessaire d'abandonner l'usage des énergies fossiles et de recourir uniquement à des sources d'énergie décarbonées. Toutefois le recours à l'électrification ne suffira pas. Les stratégies de décarbonation devront nécessairement intégrer un développement des bioénergies. En effet, certains secteurs et usages demeurent plus difficilement électrifiables que d'autres, que ce soit à cause de limites technologiques (besoin de chaleur haute température, transports terrestres lourds et/ou longue distance, transports maritimes, aériens), de contraintes pratiques (difficulté d'installation de pompes à chaleur électriques dans certains logements) ou pour des considérations d'efficacité énergétique.

En 2024, Solagro, co-financé, par GRDF, a produit un rapport, compilant les résultats des travaux antérieurs sur la ressource biomasse, complété par un état de l'art des technologies de valorisation. Ce document de référence a pour objectif de d'éclairer le débat sur les options pour mobiliser efficacement cette biomasse dans le contexte de transition énergétique, sans pénaliser les usages prioritaires de la biomasse que sont l'alimentation, le maintien de la fertilité des sols et la production de matériaux.

La répartition actuelle des usages de la biomasse est l'héritage d'un système anthropologique, résultat de contraintes biophysiques, de facteurs culturels, de choix politiques et socioéconomiques. En réponse aux enjeux actuels (climat, biodiversité, sécurité alimentaire...), il apparaît nécessaire d'inscrire les potentiels des bioénergies dans une nouvelle répartition des usages de la biomasse.



Les six «F» synthétisant les usages de la biomasse (*Forêt au sens de Foresta (VII^e siècle) : « territoire soustrait à l'usage général »)

Quelles ressources issues des sols agricoles et forestiers ?

Aujourd'hui sur 315 millions de tonnes de biomasse produite par les sols agricoles et forestiers de la France hexagonale, 40 millions de tonnes de MS (Matière Sèche) sont utilisées pour l'énergie avec la production de chaleur (bois) principalement mais également de carburant (blé/betterave pour l'éthanol et colza biodiesel) et de biométhane issu de la méthanisation (déjections animales, CIVE¹, biodéchets), soit environ 10 % du mix énergétique en France.

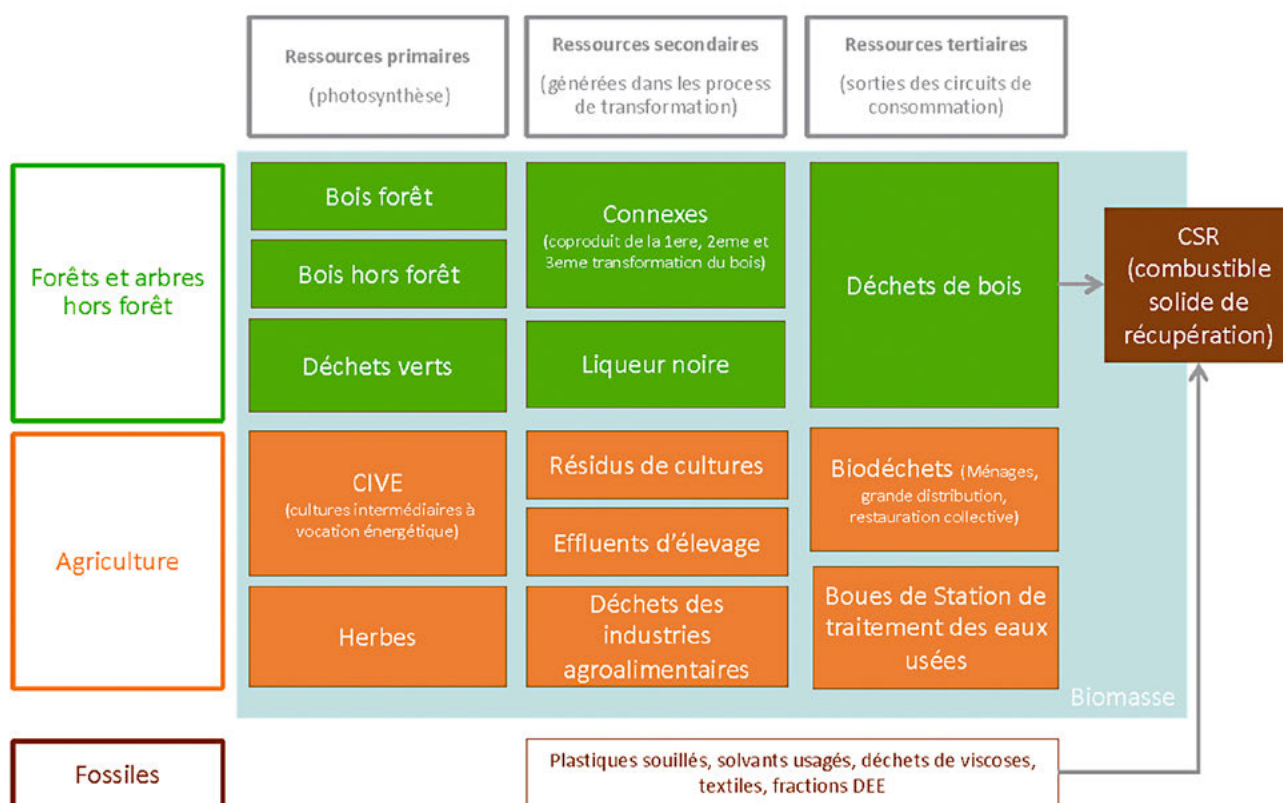
D'ici 2050, Solagro évalue un potentiel de 100 millions de tonnes de MS², majoritairement composés de ressources agricoles (déjections animales, CIVE, résidus de culture, herbes de fauches) mais également de bois forêt et hors forêts, connexes de la 1^{ère} et 2^{ème} transformation du bois, et de déchets (bois déchets, biodéchets, déchets des industries agro-alimentaires, boues urbaines, combustibles solides de récupération).

Des voies de valorisation de la biomasse pour quels vecteurs énergétiques ?

Ce travail se concentre sur les filières de valorisation énergétiques - matures et en cours de développement - qui permettent de produire, à partir de la biomasse, deux types de

1. CIVE : Cultures Intermédiaire à Vocation Énergétique

2. Hors carburant 1^{ère} génération, éthanol et biodiesel produit à partir de cultures alimentaires (blé, betterave, colza, maïs) dont la quantité est capée en Europe par les Directives européennes sur les énergies renouvelables (RED)



Les différentes ressources issues de la biomasse pour un usage énergie

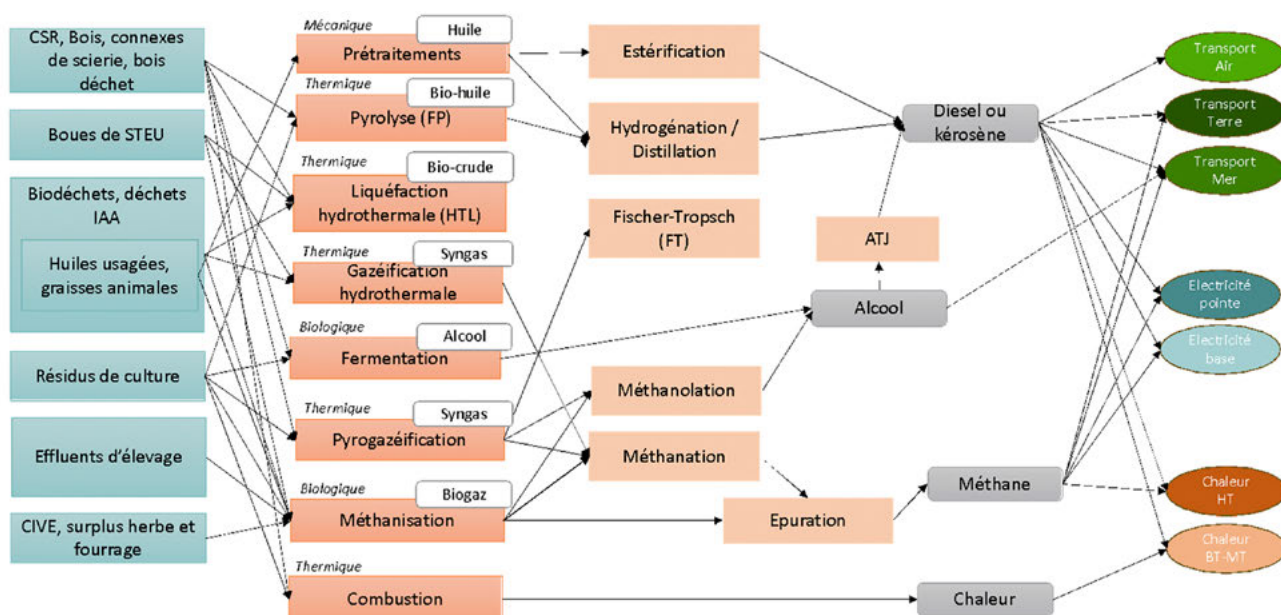
vecteurs énergétiques : des substituts au diesel et au kérosène, et du méthane. La combustion, principale voie de valorisation actuelle de la biomasse énergie, est aussi décrite. La filière biomasse-to-hydrogène n'est pas étudiée, la voie électrolyse semble préférable pour la production d'hydrogène du fait d'un potentiel important d'électricité renouvelable.

Le potentiel de 100 millions de tonnes de MS (100 MtMS) est

accessible si la ressource agricole, notamment les résidus de culture, est valorisée par méthanisation, seule filière permettant le maintien de la fertilité des sols par le retour au sol du carbone et des nutriments.

Ainsi, 60 MtMS (soit 160 TWh/an) (ressources agricoles et déchets organiques) pourraient être valorisés par méthanisation, technologie mature, permettant de répondre à

>>>



Filières possibles de conversion de la biomasse pour des usages énergétiques

une diversité d'usages (chaleur basse ou haute température, électricité de base et de pointe, carburant routier et maritime), en s'affranchissant, grâce aux infrastructures et réseaux existants, des contraintes temporelles et géographiques d'adéquation ressource/usage.

Environ 40 MtMS pourraient être valorisées par combustion (soit 200 TWh/an) et/ou par les voies de conversion thermo-chimiques - pyrogazéification, pyrolyse, liquéfaction hydro-thermale, gazéification hydrothermale (soit de 100 à 130 TWh/an).

La combustion reste un moyen techniquement et économiquement performant pour la valorisation de la biomasse mais son usage se réduit principalement à la chaleur basse et moyenne température et fait par ailleurs face à des enjeux de qualité de l'air.

Ce même potentiel de biomasse constitué de ressource ligneuse et déchets pourrait être valorisé par les voies de conversion thermo-chimique qui présentent de bons taux de retour énergétique et la possibilité de produire de multiples vecteurs énergétiques dont du carburant aérien. Ces procédés restent aujourd'hui moins avancés technologiquement (TRL 4 à 8 selon les filières).

La filière traitant les déchets d'huile et de graisse (par estérification ou hydrogénation) est la troisième filière mature, mais représente un potentiel extrêmement limité de 5 MtMS/an (soit 6TWh/an de carburant liquide). Elle reste la seule filière (hormis les filières de biocarburants 1G) mature à pouvoir produire du carburant aérien à partir de biomasse. Enfin, la filière fermentation éthanol 2G, même si elle expérimenterait ses premières unités commerciales, reste néanmoins pénalisée par de faibles performances énergétiques (rendement, facteur GES) et économiques.

Aller vers le déploiement pour atteindre les objectifs de neutralité carbone

La ressource globale de biomasse est une quantité finie : la réduction des besoins énergétiques (sobriété et efficacité) et la priorisation des usages sont donc nécessaires. L'alimentation, le maintien de la fertilité des sols par le retour au sol du

carbone et des nutriments doivent être prioritaires. Le développement des bioénergies, compatible avec ces priorités non énergétiques, est nécessaire et possible.

Il faut maintenant travailler à l'accompagnement de sa mobilisation et au déploiement des filières de valorisation énergétique les plus pertinentes.

Pour aller plus loin :



Quelles biomasses pour la transition énergétique ?

1 Rapport de synthèse

14 Fiches « Ressources » permettant de dresser l'inventaire des différents types de biomasses étudiées dans cette étude et de prendre la mesure de leurs enjeux propres que sont les produits issus de l'agriculture, les produits de la forêt et des arbres hors forêt, ainsi que la question des déchets.

12 fiches « Valorisation » permettant d'étudier les filières permettant de valoriser les différents types de biomasse en les soumettant à différents critères quantitatifs et qualitatifs.

<https://solagro.org/travaux-et-productions/publications/quelles-biomasses-pour-la-transition-energetique>

**Sylvaine Berger, Directrice Adjointe -
Responsable Activité Bioéconomie**



Perspectives gaz 2024 : consommer mieux, moins et renouvelable

➔ Plusieurs chemins existent pour réussir la décarbonation. Les Perspectives gaz démontrent l'importance du gaz et des gaz verts pour contribuer à décarboner tous les secteurs d'activité et pour assurer résilience et flexibilité au système énergétique. Cet exercice de prospective réalisé par GRDF, GRTgaz et Teréga, présente les prévisions de consommation de gaz et de production de gaz renouvelables et bas carbone à l'horizon 2030 et 2035.

Les Perspectives gaz dressent une trajectoire qui s'inscrit nécessairement dans la sobriété, l'efficacité et le verdissement de l'énergie gaz et montrent le rôle incontournable du gaz pour contribuer à décarboner tous les secteurs d'activité, pour assurer la résilience du système énergétique français et garantir sa flexibilité et pour améliorer l'indépendance énergétique du pays de manière durable.

Les Perspectives gaz, un scénario qui permet d'atteindre des objectifs de décarbonation

Afin de garantir la compatibilité du scénario de référence présenté avec l'objectif de la réduction des émissions de l'Union Européenne d'au moins 55% d'ici à 2030 (paquet climat fit for 55) par rapport au niveau de 1990, le scénario présenté a fait l'objet d'un audit externe par le cabinet indépendant spécialisé Enerdata. Celui-ci a construit un scénario multi-énergies sur la base des hypothèses gaz des Perspectives gaz 2024 qui respecte le seuil d'émissions de GES de 270 MtCO₂ en 2030.

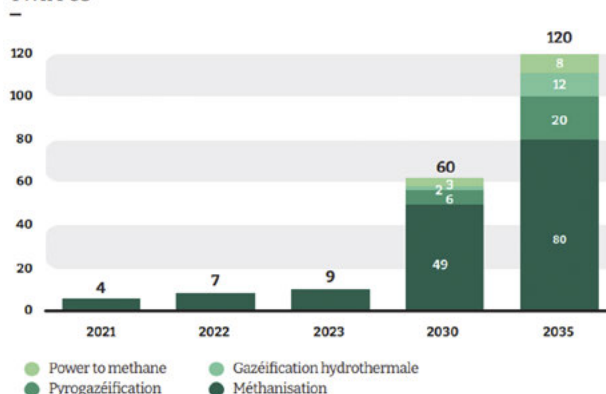
Une production de gaz vert multipliée par 5 entre aujourd'hui et 2030

La production de gaz renouvelables et bas carbone constitue l'un des principaux leviers de décarbonation de la filière. Celle-ci repose en premier lieu sur la méthanisation en injection dans le réseau de gaz, filière mature qui a démontré son dynamisme en étant la seule filière des énergies renouvelables à avoir atteint ses objectifs de développement fixés dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Cette filière, adossée au monde agricole, repose sur la valorisation énergétique de déchets agricoles et de Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE) qui apporte également un bénéfice agroécologique en préservant les sols du lessivage, enrichissant en azote et stockage du carbone. Dans l'édition 2024 des Perspectives gaz, l'association Solagro met ainsi en avant que les gisements de biomasse existent, ainsi que des solutions techniques permettant de

les valoriser¹. Certaines solutions sont compatibles avec les usages prioritaires de la biomasse (alimentation, maintien de la fertilité des sols, production de matériaux, biodiversité), en particulier la méthanisation, par le retour au sol du digestat. Il est donc temps de travailler à l'accompagnement de leur déploiement en s'assurant des meilleures conditions de mise en œuvre du point de vue social et environnemental. En complément, des filières innovantes de production de gaz renouvelable sont en voie d'industrialisation qui permettront la valorisation de déchets solides et liquides (tels que les combustibles solides de récupération ou les boues industrielles complexes à traiter) et ainsi d'offrir des exutoires à la fois pertinents d'un point de vue énergétique et environnemental.

Ainsi, la filière de production des gaz renouvelables et bas carbone est en mesure de mobiliser son potentiel afin d'accroître rapidement et significativement les volumes de gaz produits en France. Les perspectives gaz prévoient une production de 60 TWh de gaz renouvelables et bas carbone (hors hydrogène) dès 2030 et le double en 2035. ➔➔➔

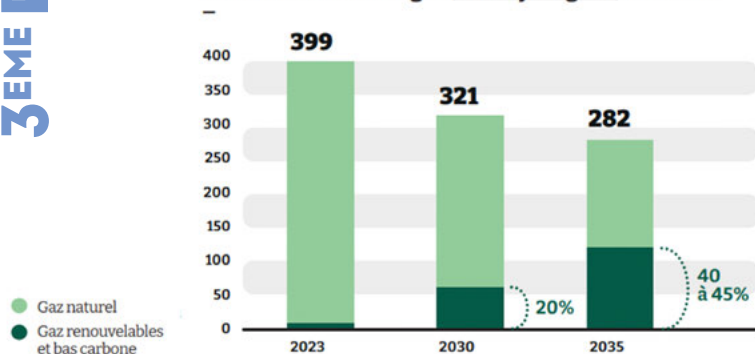
Trajectoire de production de gaz renouvelables / bas carbone
TWh PCS



1. Solagro, « Quelles biomasses pour la transition énergétique ? » 2024

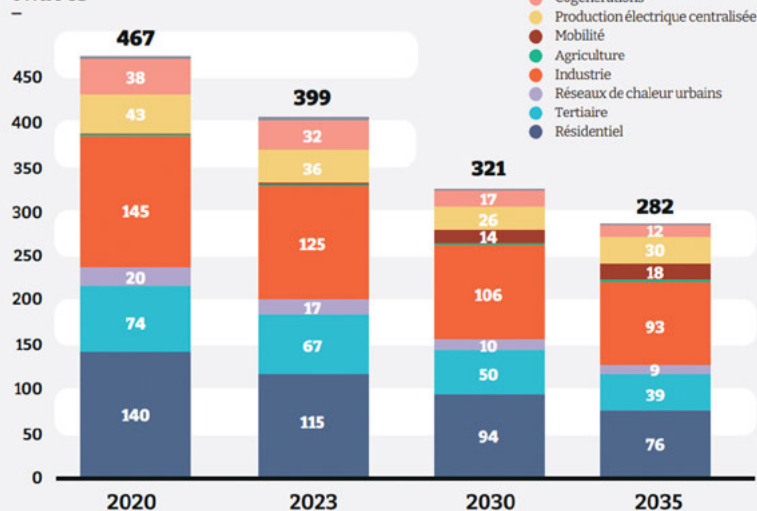
Plus de 40% de gaz renouvelables et bas carbone en 2035 c'est la conjugaison de l'essor de la production et de réductions de consommation

Part de gaz renouvelables et bas carbone dans la consommation de gaz (hors hydrogène) TWh PCS



La trajectoire présentée s'inscrit dans la continuité de la baisse de consommation constatée ces dernières années, qui devrait se poursuivre au rythme d'environ -3% par an en moyenne à l'horizon 2035. Grâce aux actions de sobriété et d'efficacité, en 2030, ce sont 10 millions de clients qui consomment mieux. Ce découplage de la réduction des consommations et de celle du nombre de clients permet, en limitant l'impact sur les réseaux, d'organiser la transition à un coût maîtrisé, au bénéfice du consommateur. En effet, l'adaptation des réseaux pour accueillir la production de gaz verts nécessitera des investissements compris entre 6 et 9,7 Md€ d'ici 2050², soit un investissement qui reste raisonnable et d'un ordre de grandeur, au TWh produit, largement en-deçà des investissements nécessaires pour adapter les réseaux d'électricité.

Consommation totale de méthane TWh PCS



Cette maîtrise des coûts d'adaptation à la transition et le maintien d'un socle de clients, dans le bâtiment comme dans l'industrie, assure la compétitivité du gaz dans le temps.

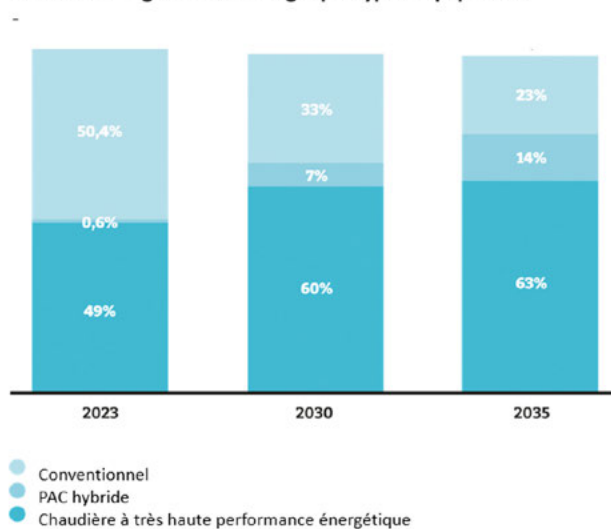
2. Commission de Régulation de l'Energie - 2023 - [Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone - CRE](#)

Dans le bâtiment, la sobriété, l'efficacité énergétique des nouveaux équipements et la rénovation garantissent la baisse des consommations énergétiques y compris celles du gaz.

Le réchauffement climatique va réduire significativement les besoins de chauffage, quelle que soit l'énergie utilisée, même si des capacités de chauffage résilientes resteront nécessaires pour répondre aux pics de froid.

Le déploiement d'équipements de chauffages performants (chaudières au gaz à très haute performance énergétique - THPE - ou de pompes à chaleur hybrides gaz-électricité - PAC hybrides-), en remplacement de chaudières conventionnelles, permettra des gains d'économie d'énergie. Ainsi, l'efficacité des nouveaux équipements jouera un rôle majeur pour une consommation de gaz toujours plus sobre (-3,5% par an). Ce levier permet de découpler la réduction des consommations et celle du nombre de clients (limitée à -0,3%/an dans le résidentiel et à -1%/an dans le tertiaire). L'hybridation des usages sécurise la transition, au bénéfice des ménages et du système énergétique. En effet, un ralentissement de certains chantiers de la transition énergétique,

Part des ménages chauffés au gaz par type d'équipement



qu'il s'agisse de retard dans la rénovation des bâtiments ou d'aléas dans le développement de capacités de production d'électricité bas carbone, pourrait nécessiter 18 TWh de consommations gaz supplémentaires entre aujourd'hui et 2030.

Une accélération de l'hybridation des usages, notamment dans le bâtiment, permet de maîtriser ces aléas. En effet, l'installation d'une PAC hybride gaz permet une diminution immédiate des consommations, à un coût maîtrisé pour les ménages (l'installation de PAC de faible puissance couplée à une chaudière gaz est une solution accessible) tout en préservant la sécurité d'approvisionnement.

Dans l'édition 2024 des Perspectives gaz, une variante « Développement accéléré des équipements énergétiques hybrides » évalue l'impact de parts de marché accrues pour deux équipements hybrides à faible consommation énergétique, peu mis en avant aujourd'hui : la pompe à chaleur hybride et un chauffe-eau solaire, associé à un chauffe-bain

gaz ou une chaudière gaz.

Ainsi, le déploiement accéléré des systèmes hybrides gaz permet de diminuer le besoin d'électricité lors des pointes de froid et de réduire les consommations de gaz de 7 TWh à horizon 2035.

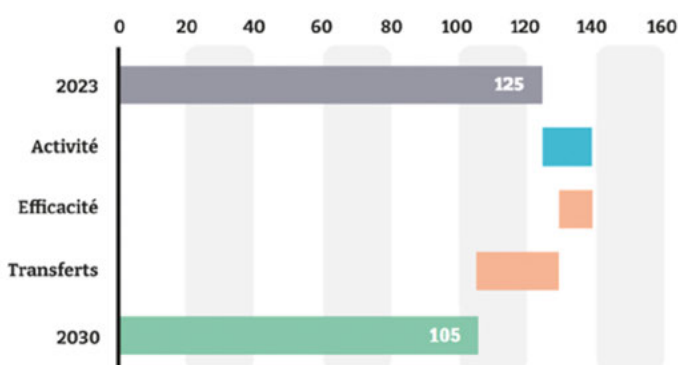
La consommation de gaz reste incontournable dans l'industrie

Malgré les baisses conjoncturelles dues à la crise énergétique de 2022, le gaz représente toujours 34% de la consommation d'énergie : le gaz demeure et demeurera indispensable pour la chaleur haute température ou comme matière première.

Durant la décennie à venir, de nouvelles baisses de consommation sont attendues, principalement du fait de nouveaux gains d'efficacité (équipements gaz performants) et du transfert vers d'autres énergies (hydrogène, électrification pour les usages basse température, biomasse solide), dans des proportions qui dépendront de la dynamique de reprise économique.

La trajectoire modélisée dans les Perspectives Gaz combine ces différents effets :

Estimation des effets des différents leviers sur les consommations de gaz dans l'industrie TWh PCS



Dans certains secteurs industriels, la consommation de gaz projetée en 2030 et 2035 dépend d'évolutions spécifiques à ces secteurs. En particulier :

- Une hausse de la part de marché du gaz dans la sidérurgie à 2030 pour les premiers projets de DRI (procédé de réduction directe du fer) au gaz naturel,
- La mise en œuvre de premiers investissements d'électrification dans le secteur de la chimie un peu avant 2030 compensée par un développement de l'activité,
- Des perspectives de décroissance fortes dans le raffinage, en lien à la fois avec la baisse de l'activité traditionnelle et la bascule d'une partie des consommations de gaz naturel pour la production d'hydrogène vers de l'hydrogène décarboné.

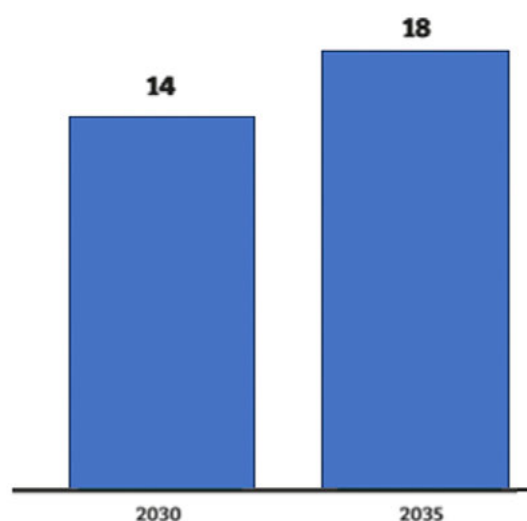
Le bioGNV toujours plébiscité comme solution de décarbonation du transport

En 2023, les consommations de GNV et de bioGNV acheminées par le réseau de gaz ont progressé de 16% par rapport à 2022. Cette solution continue ainsi d'être plébiscitée pour décarboner le transport routier lourd, que ce soit par les entreprises de transport de marchandises ou par les collectivités pour les transports en commun des personnes. Elle constitue aujourd'hui la première alternative au diesel pour les immatriculations de nouveaux bus, cars et poids lourds. Malgré un contexte européen peu favorable, le bioGNV reste une solution pertinente pour décarboner ce secteur.

La consommation de gaz pour la mobilité lourde devrait donc continuer à croître, y compris au-delà du secteur routier, avec l'émergence des filières maritime, fluviale et ferroviaire. En lien avec le règlement européen encadrant les émissions de CO₂ du transport routier lourd, la trajectoire projette une croissance plus modérée que les perspectives précédentes. Celle-ci pourrait être réhaussée si le bioGNV est finalement reconnu officiellement comme solution de décarbonation de ce secteur.

Concrètement, la trajectoire de consommation de GNV et

Consommation de gaz dans la mobilité TWh PCS



bioGNV retenue pour les Perspectives gaz 2024 repose sur une hypothèse de 10 % du parc de poids lourds équipé de motorisation GNV en 2035, de 15 % de part de marché pour les bus et cars GNV et le développement de la consommation de GNV et BioGNV en 2035 pour les autres mobilités (maritime, ferroviaire et fluviale).

Emilie Mallard, Déléguée affaires publiques France et prospective



→ CERTIFICAT → TRAÇABILITÉ → FINANCEMENT

Les perspectives : C/ Mécanisme & Dispositifs de Financement (Tarifs d'achat, CPB et autres mécanismes) et traçabilité associée

→ La filière méthanisation, qui permet la production de biométhane, est une filière dont le développement est strictement encadré par la réglementation. Les dispositifs réglementaires pour la production de biométhane ont fait l'objet de nombreuses évolutions depuis le premier dispositif en 2010.

Portée depuis près de 15 ans par l'Etat via un dispositif de tarif d'achat, la filière française du biométhane injecté s'est fortement développée et devrait devenir la plus productrice d'Europe en 2025. Pour autant, répondant à de nouvelles réglementations et de nouvelles typologies de demandes de la part des consommateurs, les voies de production du biométhane tendent à se diversifier hors du modèle classique du tarif d'achat.

Il existe ainsi plusieurs dispositifs de financement selon le type de soutien envisagé :

Soutien à la production : le tarif d'achat

Depuis 2011, les pouvoirs publics ont mis en place un tarif d'achat en soutien au développement de la filière méthanisation en injection dans les réseaux de gaz en France. Ce tarif d'achat est garanti par l'Etat pendant 15 années, à partir de la date de mise en service de l'installation.

La dernière version du tarif d'achat est portée par le décret et l'arrêté du 10 juin 2023. Ce dispositif vise à atteindre les objectifs fixés par la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en avril 2020.

En fonction de la production annuelle prévisionnelle déclarée, le producteur peut bénéficier du tarif d'achat en « guichet ouvert » pour les sites <25 GWh/an.

Les installations > 25 GWh pouvaient jusqu'en 2025 candidater aux Appels d'Offres organisés par la CRE. Toutefois, la DGEC a annoncé la non-reconduction des appels d'offres

en incitant ces installations à se tourner vers des schémas extra-budgétaires tels que les Certificats de Production de Biogaz (CPB).

Soutien à la demande : plusieurs dispositifs extra-budgétaires existent

Les Certificats de Production de Biogaz (CPB) :

Le dispositif des Certificats de production de biogaz (CPB) a été créé par l'article 95 de la loi « Climat et résilience » d'août 2021 et vise à encourager la production de biogaz injecté dans les réseaux de gaz et contribuer aux ambitions énergétiques fixées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). A partir de 2026, les fournisseurs de gaz en France seront tenus de restituer un nombre de Certificats de Production de Biogaz (CPB) proportionnel au niveau de consommation de leurs clients (résidentiels et tertiaires uniquement).

Ce mécanisme des CPB est un dispositif extra-budgétaire qui vise à développer la production de gaz renouvelable dans le réseau français sans le soutien financier de l'Etat et repose exclusivement sur un financement des fournisseurs.

Pour s'acquitter de cette obligation, les fournisseurs de gaz naturel peuvent produire eux-mêmes du gaz renouvelable injecté dans les réseaux de gaz naturel ou acquérir des certificats auprès de producteurs (hors tarif d'achat).

A noter : les fournisseurs dont les livraisons annuelles de gaz sont inférieures à 400 GWh sont exemptés (une diminution de ce seuil de 100 GWh chaque année est prévue).

Ce dispositif devrait principalement bénéficier aux nouvelles grandes installations (>25 GWh/an) et aux installations de

cogénération se convertissant à l'injection, sous réserve de disposer, pour ses dernières, d'adaptations (pénalités, coefficient de modulation...) au dispositif actuel afin d'en faciliter sa mise en œuvre. Par ailleurs, le biométhane doit respecter toutes les obligations réglementaires, y compris celle de la directive européenne sur les énergies renouvelables, dite « RED » afin de pouvoir bénéficier de CPB.

La première période d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz s'étend du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028. L'obligation de chaque fournisseur de gaz est de fournir :

- en 2026 : 0,0041 certificat de production de biogaz par mégawattheure de pouvoir calorifique supérieur de gaz consommé par les clients dudit fournisseur ;
- en 2027 : 0,0182 certificat de production de biogaz par MWh PCS ;
- en 2028 : 0,0415 certificat de production de biogaz par MWh PCS.

Selon les consommations prévisionnelles de gaz de l'assiette concernée, cette obligation correspondrait à la trajectoire suivante de biogaz injecté dans le réseau :

- en 2026 : 0,8 TWh PCS,
 - en 2027 : 3,1 TWh PCS,
 - en 2028 : 6,5 TWh PCS,
- soit un total de 10,4 TWh PCS sur 3 ans.

Un garde-fou est inséré pour garantir un montant suffisant du CPB, prenant la forme d'une pénalité applicable aux fournisseurs d'énergie en cas de certificats manquants (comme prévu par l'article L. 446-46 du code de l'énergie). Le montant de cette pénalité s'élève à 100 euros par certificat manquant.

Les Biogas Purchase Agreement (BPA) :

Le contrat d'achat long-terme est un contrat d'approvisionnement de biométhane signé entre un consommateur de gaz et un producteur de biométhane sur le long-terme. Les BPA sont des contrats conclus de gré à gré et ne sont pas réglementés.

Les deux parties se mettent ainsi d'accord sur un prix (généralement fixe, avec une part d'inflation, ou un prix de marché + un premium), une durée (généralement longue, de 5 à 15 ans), les quantités, les flexibilités éventuelles, les intrants autorisés et le score maximal de l'intensité carbone acceptée, et de nombreuses conditions opérationnelles et juridiques. Le biométhane doit respecter toutes les obligations réglementaires, y compris celle de la directive RED.

Ce dispositif est notamment adapté pour les grands industriels mais nécessitera des soutiens complémentaires afin

de faciliter la décarbonation de tout ce secteur.

Traçabilité des gaz renouvelables dans les réseaux :

Une fois injecté dans le réseau, le biométhane se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Les garanties d'origine sont des attestations électroniques. Elles sont émises au moment de l'injection de chaque MWh de gaz produit. Les garanties d'origine contiennent un certain nombre d'informations afin d'assurer la complète transparence de la traçabilité de cette énergie renouvelable.

Les garanties d'origine (GO) permettent ainsi d'assurer la traçabilité du biométhane injecté pour répondre aux attentes de tous les utilisateurs soucieux de consommer un gaz plus respectueux de l'environnement. Le registre national des GO, instauré en 2012, est l'outil qui enregistre les quantités injectées, échangées, vendues et trace ainsi chaque molécule de biométhane produite. La société EEX est actuellement le gestionnaire de ce registre dans le cadre d'une Délégation de Service Public (DSP).

A noter : selon la date de signature du contrat d'achat entre le producteur de biométhane et le fournisseur de gaz, les garanties d'origine sont la propriété du fournisseur de gaz ou de l'État.

Le décret du 4 juillet 2024 encadre l'attribution des GO de biogaz aux collectivités territoriales et instaure un droit préférentiel d'achat pour les producteurs de biométhane sous contrat d'obligation d'achat conformément à l'article L. 446-22 du code de l'énergie. Il précise les modalités de transfert des GO vers les communes, groupements de communes et métropoles où le biométhane est produit, ainsi que les règles d'achat avant ou après les mises aux enchères.

Les premières enchères de garanties d'origine (GO) de biométhane ont eu lieu en décembre 2024, avec un prix de référence moyen fixé à 9,50 €/MWh, selon EEX.

L'arrivée du mécanisme des CPB offre également un nouvel outil de traçabilité, complémentaire à celui des Garanties d'Origine. La création des CPB passe par un registre dédié, également géré par EEX dans le cadre de sa DSP, fonctionnant de manière similaire au registre des GO. Si un fournisseur produit son propre biométhane, il peut demander la création des CPB via son compte utilisateur. Dans le cas où il s'approvisionne auprès d'un producteur, ce dernier se charge de la création des CPB, puis les transfère au fournisseur. Ces certificats permettent ainsi de prouver la consommation de gaz renouvelable certifié durable, selon les critères de la directive RED.

Sabrina Dupuis - Déléguee Stratégie - GRDF



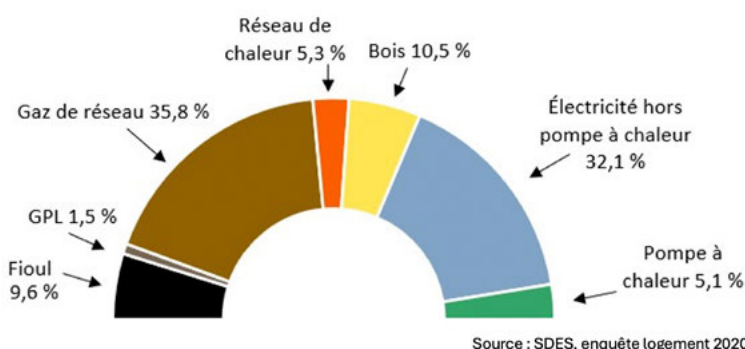
→ USAGE → BÂTIMENT → THERMOSENSIBILITÉ

Les gaz verts : une énergie incontournable pour décarboner le secteur du bâtiment résidentiel et tertiaire

→ En France, le gaz est l'énergie de chauffage d'un peu moins d'un appartement sur deux et d'une maison sur trois – il chauffe 10,8 millions de résidences principales et dans le tertiaire, de l'ordre de 500 000 bâtiments, soit approximativement un mètre carré sur deux.

1. La place du gaz dans le chauffage du bâtiment en France

Les chaudières à gaz ont une place importante dans le mix des solutions de chauffage, mais elles n'ont pas une place dominante comme ce peut être le cas dans d'autres pays européens : au global, elles chauffent environ 36 % du parc de logement, le chauffage électrique ayant une part de marché comparable (de l'ordre de 37 %, avec en majeure des radiateurs électriques à effet Joule, en mineur des pompes à chaleur air-eau ou air-air), et d'autres solutions comme les réseaux de chaleur, le chauffage au bois, au propane ou au fioul, se partageant les 27 % restants.



2. La valeur de la diversification des solutions et des solutions gaz pour le mix énergétique du bâtiment

Rappelons que ce mix diversifié a une valeur, tout d'abord pour les clients résidentiel - tertiaire et les professionnels de l'installation et la conception des systèmes climatiques : il permet en effet d'avoir un choix parmi des gammes d'offres variées, avec des répartitions diverses entre coûts d'investissement et des coûts d'exploitation ; il donne aussi la possibilité d'une optimisation des solutions énergétiques en fonc-

tion des situations – lesquelles sont toujours très variées, avec des jeux de contraintes toujours spécifiques...

Dans le mix, les solutions gaz ont des qualités reconnues :

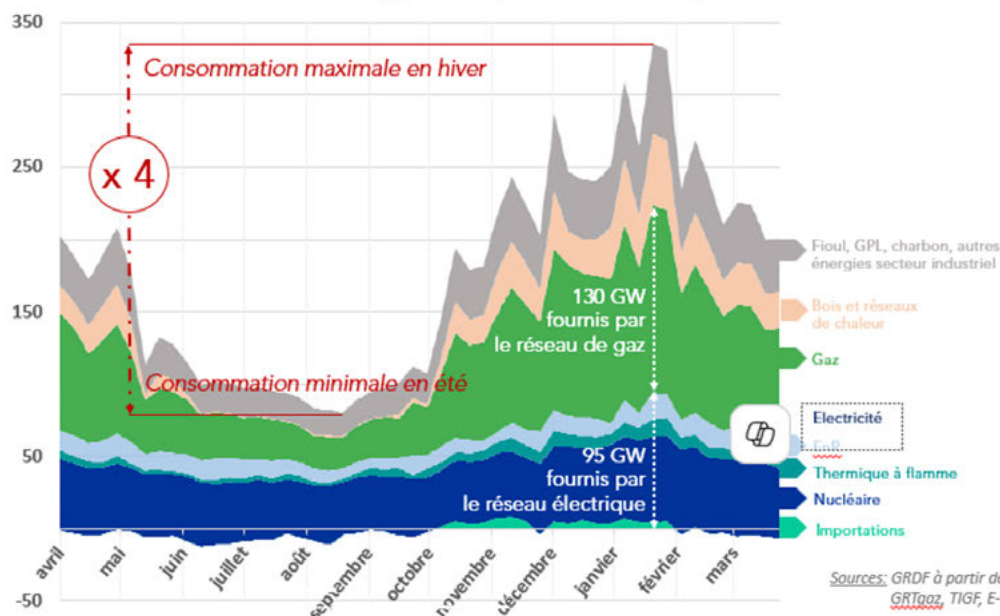
- elles sont sûres (avec une filière d'installation et d'entretien bien formée et bien en place),
- elles sont efficaces (le rendement d'une grande majorité des chaudières vendues est supérieur à 92 % : on parle de chaudières THPE, c'est-à-dire à Très Haute Performance Énergétique),
- elles sont abordables (avec un coût d'investissement pour les ménages 3 à 4 fois inférieur au coût d'une pompe à chaleur air/eau ou d'une chaudières bois).

Ensuite, la diversification du mix de chauffage a de la valeur pour l'optimisation et la résilience du système énergétique français dans son ensemble : le fait qu'un usage thermosensible comme le chauffage des locaux soit couvert en bonne partie par des énergies thermiques (gaz mais aussi fioul, bois, réseau de chaleur urbain, comme en témoigne le schéma ci-dessous) permet en effet d'éviter au système électrique des pointes hivernales trop importantes. L'identification de sources décarbonées présentant les mêmes caractéristiques contribuera à préserver la résilience du système.

Le mix énergétique français repose sur deux piliers : l'électricité (historiquement à forte dominante nucléaire, et de plus en plus ENR également : hydraulique + éolien, solaire) répond en majeure à un bandeau de besoins assez peu variable sur l'année, alors que les énergies thermiques (gaz, fioul, bois, RCU...) répondent à des pics liés aux usages thermosensibles.

Les pointes hivernales nécessitent, on le sait, un surdimensionnement coûteux du réseau et du parc de production électriques pour pouvoir répondre à des épisodes limités à quelques jours par an, et elles obligent à produire, sur ces périodes, de manière peu performante (du fait du mauvais rendement des centrales thermiques classiques mobilisées)

Pointe de puissance hebdomadaire à 8h du matin (en GW) sur une année-type comportant une vague de froid hivernale*



* La période illustrée par le graphique est celle du 1^{er} avril 2016 au 31 mars 2017, marquée par un épisode de froid relativement intense, mais nettement en-deçà des conditions climatiques pour lesquelles la sécurité d'approvisionnement en énergie n'a plus à être garantie par les opérateurs (risque 10% en électricité, et 2% en gaz)

une électricité très carbonée¹.

Elles induisent en outre une fragilité du système, et des risques de délestages en cas d'épisode long de froid intense... Rappelons à cet égard que le dérèglement climatique ne se manifeste pas seulement par un réchauffement des températures moyennes, mais également et surtout par une multiplication et une intensification d'épisodes climatiques extrêmes : canicule, sécheresse, inondations, mais aussi épisodes de froid.

3. Les leviers de décarbonation du parc de bâtiments chauffés au gaz

Toutefois ce mix diversifié, quelles que soient sa valeur et les externalités positives liées à son existence, a aussi aujourd'hui un coût environnemental du fait du caractère très majoritairement fossile du gaz (ainsi que du propane et du fioul) consommé par les chaudières², d'où un bilan gaz à effet de serre défavorable de ces modes de chauffage par rapport à l'électricité, au bois ou aux réseaux de chaleur urbain³.

Les solutions gaz n'ont donc de place, à moyen / long terme, dans les bâtiments, que pour autant qu'il soit possible de réduire progressivement l'empreinte carbone du parc des bâtiments qu'elles chauffent.

1. Le poids carbone d'1 kWh d'électricité est de 730 gCO₂, quand elle est produite à partir de fioul, de 418 gCO₂, quand elle est produite à partir de gaz, pour seulement 44 gCO₂, quand elle est produite à partir de Photovoltaïque, 16 gCO₂, quand elle est produite à partir d'éolien, et 6 gCO₂, quand elle est produite à partir d'hydraulique ou de nucléaire.

2. A fin 2023, les gaz verts ne représentaient encore que 3 % de la consommation de gaz totale en France (400 TWh)

3. Le poids carbone d'1 kWh de gaz brûlé est de 227 gCO₂, celui d'1 kWh de propane 270 gCO₂, et celui d'1 kWh de fioul 330 gCO₂, alors que le facteur d'émission moyen annuel de l'électricité est de 79 gCO₂, cette valeur moyenne ne rendant toutefois pas compte de l'impact marginal du développement du chauffage électrique.

Plusieurs leviers sont actionnables (et déjà actionnés) pour ce faire :

Sobriété et efficacité énergétique

Il peut tout d'abord s'agir de limiter la consommation de gaz de ces bâtiments, soit en jouant sur le besoin de chauffage du bâtiment – par un effort de sobriété des occupants et/ou des travaux d'isolation du bâti –, soit en jouant sur la performance énergétique de l'appareil gaz : en France, encore près de la moitié du parc gaz est équipé de chaudières d'ancienne génération, dites « atmosphériques », et il y a donc un gisement d'économie d'énergie important, en remplaçant ces anciennes chaudières par des chaudières plus performantes (chaudières dites THPE, comme évoqué ci-dessus, qui permettent de faire 20 à 30 % d'économie d'énergie), voire en les remplaçant par des systèmes de chauffage au gaz encore plus performants comme les pompes à chaleur au gaz, ou par des pompes à chaleur hybrides.

Rappelons que ce levier de limitation de la consommation de gaz, dont les effets sont observables en France depuis la mise en place des dispositifs incitatifs dans les années 2000 (avec notamment les certificats d'économie d'énergie et les crédits d'impôt), a eu depuis 2022 des résultats particulièrement manifestes, avec deux années de suite (en 2022 et en 2023) des baisses très significatives de -6,5 % des consommations de gaz annuelles corrigées du climat⁴. Il est estimé, dans les visions prospectives des opérateurs de réseau de gaz en France, que cet effort peut être maintenu dans la durée, et alors qu'en 2020, la consommation française de gaz dans les bâtiments (pour le chauffage des locaux, mais aussi les autres usages comme la production d'eau chaude

>>>

4. au périmètre du réseau de distribution. A ces baisses corrigées du climat s'est ajouté un effet climatique avec une baisse de 12 TWh supplémentaires du fait que les deux hivers en question ont été particulièrement doux.

sanitaire et la cuisson) représentait 243 TWh, cette consommation pourrait être portée à 167 TWh en 2030, et à 95 TWh en 2050.

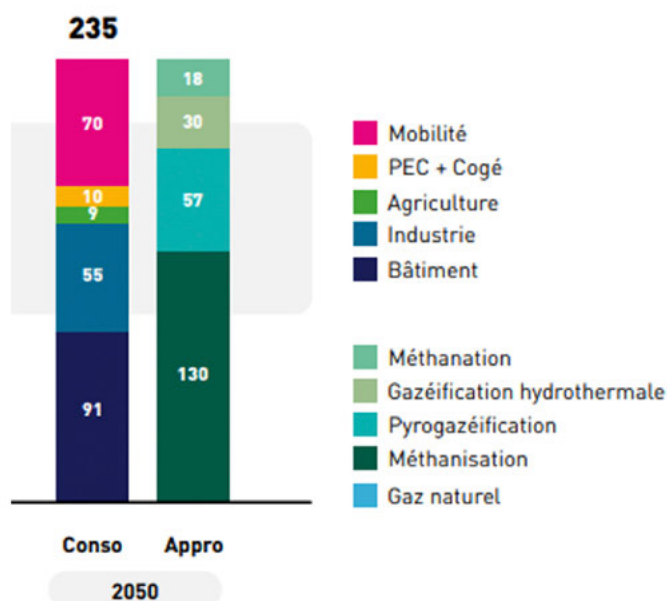
Alimentation des bâtiments par des gaz verts

Le second levier qui peut être activé pour décarboner les bâtiments gaz consiste à couvrir le besoin de gaz restant pour le chauffage des bâtiments par du gaz vert, ce qui permet de diviser par plus de 5 l'empreinte carbone du chauffage.

Notons que, si l'on prend en compte l'ensemble des technologies de production de gaz vert (méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation) conjugué à la baisse des consommations résultant des actions de sobriété et d'efficacité, les quantités de gaz vert dont il est envisageable de disposer à l'horizon 2050 sont cohérentes avec une décarbonation complète des consommations de gaz de 2050 : il est donc possible que la consommation française de gaz soit 100 % de gaz vert en 2050 – et ce non seulement dans le secteur du bâtiment (dont il est question dans cet article), mais aussi dans les secteurs de la mobilité et de l'industrie.

Substitution des chaudières par d'autres

Adéquation de l'offre et la demande en biométhane à horizon 2050



systèmes de chauffage

Bien entendu, on peut également invoquer un autre levier pour décarboner le chauffage des logements gaz – le levier consistant à substituer la chaudière par un autre système de chauffage, soit (dans les situations de chauffage individuel) en installant une PAC électrique ou un chauffage au bois, soit (dans les situations de chauffage collectif) en se raccordant à un Réseau de chaleur urbain vertueux...

Toutefois ce dernier levier, également déjà activé aujourd'hui, est limité pour des raisons qui peuvent être techniques⁵, ou

5. On citera par exemple les logements équipés de chaudières murales

économiques⁶ : la décarbonation par substitution ne peut donc être que partielle⁷ et de fait, dans tous les scénarii prospectifs publics ou parapublics, il reste plusieurs millions de chaudières et autres systèmes de chauffage gaz hybridés dans le parc des bâtiments à l'horizon 2050⁸.

4. Les possibilités offertes par la Directive Performance Énergétique des Bâtiments

Dans ce contexte, la Directive Performance Énergétique des Bâtiments (DPEB), adoptée en mai 2024, est un texte intéressant car elle différencie la technologie de chauffage, du vecteur énergétique qui l'alimente : elle donne un champ de contrainte pour forcer la sortie progressive des énergies fossiles du secteur du bâtiment, tout en laissant la porte ouverte à l'utilisation de systèmes de chauffage gaz – pour autant qu'ils soient performants et à terme totalement décarbonés par des gaz verts :

L'objectif de la DPEB : disposer d'un parc européen au niveau Bâtiment Zéro Emission » en 2050

Rappelons tout d'abord que la DPEB définit le niveau de performance « Bâtiment Zéro Emission » (BZE), avec notamment comme exigences :

- un bas niveau de consommation et d'émissions de gaz à effet de serre (il est laissé aux Etats-membres de définir les niveaux de consommation) ;
- une alimentation du bâtiment, soit par de l'énergie renouvelable produite sur site, soit à travers une communauté d'énergie renouvelable, soit à travers un réseau de chaleur vertueux, soit à travers un réseau d'énergie de source décarbonée.
- La DPEB impose par ailleurs aux BZE de ne pas avoir d'émission de CO₂ issue de la combustion d'une énergie fossile sur site.

individuelles pour lesquels l'installation de pompes à chaleur se heurte en pratique à un grand nombre de difficultés techniques, liées aussi bien à des problèmes d'installation des unités extérieures (place insuffisante en façade ou en toiture, contraintes de voisinage en zones urbaines denses, contraintes architecturales, etc.) qu'à des problèmes liés à l'intégration intérieure des bâtiments (place pour installer un ballon d'eau chaude de taille importante), les limites du réseau de distribution d'électricité notamment lorsque les bâtiments sont situés en bout de ligne ou lorsque le réseau local est en limite de capacité, ou même la durée des chantiers rendant difficile l'installation immédiate de solutions alternatives en cas de panne en période hivernale. Ces contraintes concernant aussi bien les immeubles collectifs que les maisons individuelles.

6. La substitution de la chaudière par un autre système représente un surcoût pour le client et la collectivité (subventions, développement d'infrastructures alternatives...) qui serait à comparer avec le surcoût que représente le développement des gaz verts et sa substitution progressive au gaz fossile

7. Il n'est du reste pas souhaitable qu'elle soit totale, si l'on garde à l'esprit les valeurs de résilience d'un mix de solutions de chauffage le plus large possible pointé ci-avant.

8. SNBC2 (40-108 TWh), RTE - Futurs énergétiques 2050 (4 millions de chaudières au gaz + 2,5 millions de PAC hybrides + 80 millions de m² chauffés au gaz dans le tertiaire), Ademe - Transitions 2050 (entre 25 et 100 TWh PCS pour le bâtiment selon les scénarios), Perspectives gaz 2022 (entre 76 et 100 TWh PCS pour le bâtiment)... Ces scénarii sont repris et analysés par la CRE dans son rapport d'avril 2023 : Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone.

L'article 1^{er} de la DPEB donne l'objectif général du texte : avoir un parc européen de bâtiments au niveau BZE à horizon 2050. Cet objectif 2050 est jalonné :

- d'une première étape pour la construction neuve, avec une exigence BZE dès 2028 pour les bâtiments publics et en 2030 pour les bâtiments privés – cette étape sera détaillée à la fin de cette analyse ;
- d'un certain nombre de contraintes portant sur une accélération de la rénovation du parc – ce point ne sera pas détaillé spécifiquement dans le cadre de cette analyse ;
- de contraintes sur les « chaudières alimentées en combustibles fossiles », incompatibles avec le BZE – ce point sera traité ci-après...

...mais avant tout il faut mentionner un point important pour la place des gaz verts dans les bâtiments :

Les gaz verts sont reconnus comme pouvant alimenter les « Bâtiments Zéro Emission »

Les gaz verts sont reconnus comme équivalents à une énergie produite sur place à partir d'énergie renouvelable⁹ : ils sont à ce titre éligibles pour alimenter les BZE. La DPEB impose par ailleurs aux BZE, comme vu ci-avant, de ne pas avoir d'émission de CO₂ issue de la combustion d'une énergie fossile sur site.

La DPEB impose que le parc de bâtiments chauffé par des solutions de chauffage au gaz en 2050 soit alimenté à 100 % en gaz verts (ce qui est, comme vu ci-avant, possible en France du fait des importants gisements de gaz verts).

L'extinction progressive des « chaudières autonomes utilisant des combustibles fossiles »

Si rien n'empêche donc que des chaudières alimentées à 100 % par des combustibles renouvelables comme les gaz verts fassent partie des solutions de chauffage du parc de bâtiments en 2050, la DPEB fixe en parallèle un objectif d'élimination progressive des « chaudières autonomes alimentées en combustibles fossiles ». Ces systèmes de chauffage ne doivent plus pouvoir recevoir des aides dès le 1^{er} janvier 2025, et la DPEB mentionne l'échéance de 2040 pour leur extinction. A noter tout d'abord que le terme « autonome » renvoie à des chaudières qui ne sont pas hybridées (ni avec un système thermodynamique, ni avec du solaire thermique). Les systèmes hybridés ne font donc pas partie du champ de la contrainte d'extinction progressive, ils sont même fortement promus par le texte de la DPEB par ce qu'ils apportent de flexibilité au bâtiment.

A noter ensuite qu'en ne pointant pas les chaudières en tant que telles, mais seulement les « chaudières utilisant des combustibles fossiles », la DPEB différencie la technologie de chauffage, du vecteur énergétique qui l'alimente. Plusieurs considérations s'imposent à cet égard :

- Tout d'abord, la définition de ce qu'est une « chaudière autonome alimentée en combustibles fossiles » n'est pas

donnée dans le texte, mais une « guidance » publiée par la Commission Européenne fin 2024 explicite ce qu'il faut entendre par ce terme en vue de la suppression des aides au 1^{er} janvier 2025. Cette guidance suggère qu'une chaudière ne doit plus être considérée « alimentée en combustible fossile » dès lors qu'elle est alimentée majoritairement (> 50 %) en combustibles renouvelables.

- Une autre « guidance » est en cours d'élaboration, pour expliciter ce qu'il faut entendre par ce terme en vue de l'extinction progressive de ce type de système de chauffage d'ici 2040. Celle-ci ne devrait pas donner de % minimum d'alimentation en combustible renouvelable pour qu'une chaudière sorte du statut de « chaudière alimentée en combustible fossile » à cette échéance. Chaque état-membre pourra ainsi déterminer, en fonction de l'avancement du développement de la production des gaz verts sur son territoire, le niveau qui peut être atteint en 2040, et adopter un % minimal d'incorporation de gaz vert cohérent avec ce niveau.

La DPEB précise les conditions du maintien des chaudières en 2040 – pour autant qu'elles soient progressivement alimentées en combustibles renouvelables d'ici là, et que la production déduits combustibles renouvelables soit sur une trajectoire cohérente avec une alimentation 100 % renouvelable du parc des chaudières en 2050.

En France, une piste pour transposer cette contrainte d'extinction progressive des « chaudières utilisant des combustibles fossiles » pourrait être l'utilisation du dispositif des Certificats de Production de Biogaz, dits CPB. Introduit par la loi Climat et Résilience et calculé en % des consommations gaz des bâtiments, ce dispositif permet une incorporation progressive du gaz vert dans les réseaux de gaz via les offres des fournisseurs à leurs clients.

Les derniers textes réglementaires permettant sa mise en œuvre ont été publiés au JORF le 7 juillet 2024. Ils définissent notamment la première trajectoire d'obligation pour la période 2026-2028. L'obligation pour les années suivantes reste à préciser, et pourrait matérialiser une trajectoire croissante de gaz renouvelable dans la consommation nationale de gaz, en vue d'atteindre un taux suffisant pour acter la sortie des « chaudières utilisant des combustibles fossiles » en 2040.

Tout en contribuant au développement du biométhane, cette approche pragmatique permettrait des ajustements selon sa dynamique de croissance, et le niveau d'exigence que la puissance publique souhaite imposer pour l'horizon 2040 – l'objectif final restant celui d'une alimentation des chaudières du parc à 100 % en gaz verts en 2050...

A partir de 2030 (2028 en bâtiments publics), la construction neuve doit répondre aux critères BZE

Une autre contrainte importante de la DPEB est que les bâtiments neufs doivent répondre aux exigences du BZE dès 2028 en secteur public, et dès 2030 pour l'ensemble du marché de la construction. Cette contrainte pèse donc sur ce que sera la prochaine réglementation environnementale, et notamment sur le fait que pourront continuer à y répondre (ou pas) les solutions hybridées gaz qui permettent au-

>>>

9. « l'énergie issue de la combustion de combustibles renouvelables est considérée comme étant de l'énergie produite sur place à partir de sources renouvelables lorsque la combustion du combustible renouvelable a lieu sur place. » (considérant 22 de la Directive Performance Énergétique des Bâtiments)

aujourd'hui de répondre à la RE 2020.

Si les solutions hybridées gaz sont reconnues utiles aux maîtres d'ouvrages pour disposer d'une gamme de solutions abordables, et qu'il semble pertinent et souhaitable de les maintenir parmi les solutions répondant à la future RE 2030, il faudra en effet qu'elles s'acquittent des exigences du Bâtiment Zéro Emission – et notamment de celle d'être alimentées à 100 % en gaz vert.

Or à l'horizon 2030 ne transiteront vraisemblablement dans le réseau de gaz que 15 à 20 % de gaz vert¹⁰ : il faudra donc « compléter » cette part de gaz vert dans le réseau pour atteindre 100 % de gaz vert pour les bâtiments concernés.

Pour ce faire, des offres de fourniture existent d'ores et déjà : certains fournisseurs proposent en effet à leurs clients des offres 100 % gaz vert, basées sur les garanties d'origine¹¹.

Mais ces offres n'engagent pas le client sur la durée – aussi nécessitent-elles, en complément, des mesures permettant de vérifier que l'occupant du bâtiment neuf s'acquittera bien de l'exigence sur les temps longs...

Notons que des mesures de cette nature sont déjà mises en œuvre en Allemagne : dans la loi GEG (Gebäudeenergiegesetz), une obligation de couverture minimale par 65 % de gaz

renouvelable est requise dans certaines configurations, et cette obligation peut être respectée en alimentant le logement auprès d'un fournisseur d'énergie proposant des offres 65 % gaz renouvelable – le client doit conserver ses factures mentionnant le taux de gaz vert de l'offre et pouvoir les produire en cas de contrôle...

A voir comment pourrait, en France, s'organiser le contrôle autour d'une obligation de gaz renouvelable dans les contrats de fourniture des bâtiments neufs, à un taux de 100 %... Le gestionnaire de réseau de distribution de gaz (GRD), qui est en mesure d'identifier et tracer les points de comptage concernés, pourrait y avoir sa place¹² : des propositions de mécanisme allant en ce sens sont d'ores et déjà portées par la filière – et elles continueront à être enrichies et développées, dans une logique de facilitation de l'appropriation des réglementations à venir pour le bâtiment, au bénéfice de l'ensemble des parties.

Benoît Magneux, délégué Relations Institutionnelles à la Direction Prospective et Expertise usages de GRDF



10. En moyenne sur le territoire, 15 % étant la cible des pouvoirs publics mentionnée dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie ; 20 % étant l'ambition de GRDF

11. Dispositif défini dans la directive européenne sur les énergies renouvelables, qui permet de tracer l'adéquation entre la production d'énergies renouvelables et leur consommation.

12. Le GRD gère l'intégralité des points de comptage figurant dans sa zone de desserte, en toute impartialité et quel que soit le fournisseur d'énergie choisi par le consommateur ; de même en cas de changement de fournisseur à l'initiative du consommateur, le GRD reste le même.





Ravitaillement de poids lourd en bioGNV (crédit GRDF)

→ USAGE ► MOBILITÉ ► BIOGNV

Le biométhane carburant ou bioGNV : un levier pour décarboner le transport lourd

→ Le bioGNV réunit toutes les qualités pour figurer parmi les carburants d'avenir de la mobilité lourde. Mais pour se développer, il doit bénéficier d'un cadre réglementaire plus favorable en France et en Europe.

Tout comme le gaz fossile, auquel il est chimiquement identique, le biométhane est une source d'énergie tout à fait adaptée à la mobilité. En 2025, on estime le nombre de véhicules fonctionnant avec une motorisation gaz à plus de 30 millions dans le monde. Techniquement, à l'exception de l'aviation, le biométhane est capable de servir la totalité des modes de transport : routier, ferroviaire, fluvial et maritime. En France, c'est cependant sur le segment de la mobilité routière lourde qu'il est le plus employé, tant pour le transport de voyageurs (bus et cars) que pour le transport de marchandises (camions et VUL), sans oublier les engins de propreté urbaine.

Le GNV ne manque pas d'atouts...

Le gaz naturel pour véhicules (GNV), qu'il soit d'origine fossile ou biogénique, est d'abord un carburant qui présente des propriétés intéressantes en termes d'émissions locales. Par rapport aux carburants pétroliers traditionnels, le gaz émet au roulage sensiblement moins de particules fines nocives pour la santé et nettement moins d'oxydes d'azote (NOx), en particulier de NO2, le plus toxique d'entre eux. De plus, les émissions sonores sont divisées par deux par rapport aux véhicules diesel, une qualité appréciable en ville. Ces caractéristiques

ont valu à l'ensemble des véhicules gaz l'octroi de la vignette Crit'Air 1, qui leur permet, contrairement aux véhicules diesels standards, de circuler dans les zones dites à faibles émissions mobilité, ou ZFE-m.

Concernant l'autonomie, les véhicules à gaz soutiennent la comparaison avec leurs concurrents roulant aux produits pétroliers. Les modèles actuels de véhicules lourds roulant au GNC (gaz comprimé) roulent sans problème 500 à 600 kilomètres, voire plus, sans ravitailler. Quant aux modèles GNL (gaz naturel liquéfié), bénéficiant d'une plus grande densité énergétique, ils atteignent des autonomies de l'ordre de 1 700 kilomètres, bien supérieures à celle d'autres énergies alternatives aux carburants pétroliers, dont l'électricité.

S'agissant du coût des véhicules gaz, s'il y a un surplus à l'achat de l'ordre de 25 % par rapport aux modèles diesel équivalents, ils restent bien plus abordables que les alternatives électriques ou hydrogène, dont le coût peut être deux à trois fois supérieur.

Cela dit, le coût d'un véhicule ne doit pas être regardé uniquement à l'achat, mais sur sa durée de vie globale. On parle de coût total de possession (TCO - Total Cost of Ownership). Longtemps, les véhicules gaz ont pu se prévaloir d'un TCO compétitif par rapport au diesel, car le coût inférieur du >>>

Les Garanties d'Origine (GO) : un mécanisme pour aider à développer le bioGNV

Si toute molécule de biométhane devait cheminer « physiquement » de son lieu de production au réservoir d'un véhicule, il serait difficile pour les clients de se procurer des volumes de bioGNV loin des lieux de production.

Pour fluidifier le marché et favoriser l'essor de la demande, un système de GO a été mis en place. Ce système assure que les volumes de biométhane vendus sous forme de bioGNV soient bien équivalents aux volumes de biométhane produits.

Lorsque le biométhane est injecté dans un réseau de gaz, la molécule est dissociée de sa caractéristique bio. Elle devient indifférenciée au milieu des molécules de méthane « gris » provenant de champs fossiles.

Toutefois, son origine « verte » ou bio n'est pas perdue, elle est « (dé)placée » dans une GO qui peut être achetée par un client en plus d'un volume de méthane pour obtenir du bioGNV. Dissociée de la molécule bio lors de l'injection, la caractéristique verte est alors réunie à une autre molécule au moment de la vente.

C'est un système de « mass balance » (équilibre de masse) : autant de gaz vert produit, autant de gaz vert vendu. Ce système est aussi utilisé pour la vente d'électricité verte (renouvelable).

GNV par rapport au gazole faisait plus que compenser, dans la durée, le surcoût à l'achat du véhicule. Cette situation favorable a été bouleversée avec l'éclatement de la guerre russo-ukrainienne, qui a provoqué une envolée du marché international du gaz. Toutefois, les prix sont revenus à un niveau bien plus raisonnable depuis 2023, rendant une compétitivité au gaz carburant.

... et le bioGNV en a encore plus !

Pour le bioGNV, la clé de la compétitivité réside dans sa future déconnexion des prix du gaz fossile. En France, le biométhane est aujourd'hui soutenu à la production par l'Etat au travers du mécanisme des « tarifs d'achats » qui assure le producteur-méthaniseur d'un revenu suffisant pour couvrir ses coûts. L'Etat paie la différence entre le prix garanti au producteur et le prix du gaz fossile auquel le marché valorise la molécule de méthane. De sorte que le prix du gaz fossile détermine celui du bioGNV, au coût des garanties d'origine près (voir encadré ci-dessous).

Demain, le système de l'Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants (IRICC) qui doit entrer en vigueur changera la donne. Avec l'IRICC, forme de taxe carbone, les distributeurs de carburant pourront acheter à ceux qui vendent du bioGNV des certificats pour éviter la pénalité. Ces certificats représenteront un surcroît de valeur qui permettra aux vendeurs de bioGNV d'acheter le biométhane à son vrai coût et de le vendre comme carburant à un prix compétitif pour le client. La filière bioGNV, fondée sur une

énergie renouvelable et bas-carbone produite localement, sera alors affranchie des aléas de prix du marché international du gaz fossile.

Le bioGNV favorise l'économie circulaire et plus largement l'économie nationale : il permet de valoriser des déchets agricoles et ménagers, crée des boucles locales d'énergie et contribue à préserver le tissu industriel français lié aux véhicules à moteur thermique.

Surtout, le bioGNV est une énergie très efficace pour décarboner, puisqu'il réduit en moyenne de 77 % les émissions de CO₂ sur le cycle de vie, comparé au gazole routier¹.

Des défis réglementaires

Toutes ses qualités font du bioGNV une énergie d'avenir plébiscitée par les acteurs du transport de marchandises et les collectivités chargées d'organiser les transports collectifs de voyageurs.

Hélas, la réglementation européenne envoie à la filière des signaux contradictoires peu propices à l'essor des investissements qui assureraient la poursuite de son développement. Si la directive sur les énergies renouvelables « RED » reconnaît les vertus de décarbonation du bioGNV dues à son caractère biogénique, tel n'est pas le cas de la réglementation sur les émissions de CO₂ du transport lourd adoptée en juin 2024 par l'Union européenne. Celle-ci ne regarde en effet que les émissions au pot d'échappement (Tank-to-Wheel) et ignore l'Analyse en Cycle de Vie (ACV) des énergies et des véhicules. Ainsi, elle ne prend pas en compte le fait que les biocarburants, liquides ou gazeux, captent dans leur processus de production du carbone absorbé par des plantes. Ni le fait que l'électricité génère des émissions « amont » lorsqu'elle est produite à partir de charbon ou de gaz fossile. De même, la fabrication des véhicules – électriques ou thermiques – et la gestion de leur fin de vie ne sont pas neutres d'un point de vue climatique.

France Mobilité Biogaz et d'autres filières comme celle des biodiesels EMAG2 dénoncent le biais de méthode inhérent à ce règlement CO₂ et appellent à l'adoption d'ici 2027 de clauses de revoyure pour le corriger. Parmi les évolutions recommandées, figurent la reconnaissance des autres émissions des véhicules (via l'ACV) et la possibilité d'homologuer des véhicules à moteur thermique « 100 % bio » dont on puisse s'assurer qu'ils n'utilisent jamais de carburants fossiles.

L'enjeu européen se double d'un enjeu français. Les pouvoirs publics envoient des signaux contrastés à cette filière pourtant vertueuse. L'inclusion du bioGNV dans l'IRICC montre une conscience de son intérêt pour contribuer à l'atteinte des objectifs européens de la France en matière de décarbonation du transport lourd. A l'inverse, une place réduite est dévolue au bioGNV dans le volet transport de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, ou Stratégie de développement de la mobilité propre. Le parti-pris sous-jacent est de donner toute la priorité possible à une énergie particulière, à savoir l'électricité, au rebours d'une approche visant

1. Rapport de Carbone 4 « Quelles motorisations alternatives pour le climat ? », novembre 2020.

2. Esters méthyliques d'acides gras.



Le méthaniseur de la ferme d'Arcy (77) par Patricia Lecomte

un mix énergétique décarboné fondé sur la neutralité technologique. Ce parti-pris en faveur du « tout-électrique » apparaît aussi dans des mesures de surtransposition par la France d'une directive européenne touchant au transport de voyageurs, avec pour résultat d'imposer une bascule accélérée des flottes de bus vers la solution électrique, aux dépens de la solution bioGNV privilégiée à la base par de nombreux opérateurs pour ses qualités intrinsèques.

Une filière dynamique à défendre

La filière bioGNV représente pourtant une brique précieuse pour atteindre les objectifs de décarbonation français et européen dans le transport lourd.

Sa limite de développement doit être celle de ses ressources et de son « ordre de mérite » parmi les solutions disponibles, non les angles morts d'une solution tierce définie comme préférentielle. En d'autres termes, limiter le recours au bioGNV aux cas d'usage inaccessibles à l'électricité dans le transport lourd risquerait de tuer la filière, car sa logique de croissance et d'investissement ne dépendra pas de tels paramètres exogènes. Les ressources en biométhane vont fortement croître en France au cours des prochaines années et décennies sous

l'impulsion conjuguée des acteurs de cette filière et de l'Etat, avec déjà un objectif de passer de 12 TWh produits en 2024 à 44 TWh dès 2030. Cet essor – destiné à se poursuivre au-delà – permettra au bioGNV, de se développer sans jamais capter une part de biomasse gaz supérieure à celle qu'il utilise aujourd'hui, soit environ 20 %. Il n'y a donc pas de risque de cannibalisation des autres usages.

La filière (bio)gaz carburant, aujourd'hui pleinement opérationnelle, a su construire son écosystème vertueux grâce à l'initiative d'acteurs pionniers de la transition dans le transport : constructeurs, énergéticiens, utilisateurs, et avec l'encouragement initial de l'Etat. Cette filière qui, malgré des obstacles, poursuit sa croissance et accélère son verdissement (44 % de bio dans le GNV vendu en France en 2024 et un objectif de 100 % avant 2033) mérite d'être défendue. Parce que le bio-GNV est à même d'apporter une contribution nécessaire à la décarbonation. Et parce que cesser de soutenir des acteurs moteurs de la transition pourrait en décourager d'autres qui voudraient s'y engager.

**Régis Gagnault, Secrétaire Général de
France Mobilité Biogaz**



→ USAGE → INDUSTRIE → DÉCARBONATION

Les usages et intérêts des gaz verts pour les clients industriels

→ Le secteur de l'industrie manufacturière en France a fortement diminué ses émissions de GES depuis 1990 (-40 %) et est passé de la première à la quatrième place en termes d'émissions (18 %) loin derrière les transports (>30 %). Il n'en demeure pas moins que ce secteur émet encore aujourd'hui environ 80 MteqCO₂ par an en France

L'industrie a, par nature, une propension à concentrer les émissions quelles qu'elles soient. Cette caractéristique la rend très intéressante dans le cadre de la lutte contre le changement climatique car cette concentration permet d'envisager des solutions à la fois d'abattement mais aussi potentiellement de capture rentable car portant sur des quantités très vite conséquentes.

L'usage des ENR et notamment du biométhane dans les usages de type « procédés industriels » vient compléter de manière très efficace les différentes solutions à mater en œuvre pour diminuer encore les émissions de ce secteur et ainsi atteindre les objectifs annoncés de la SNBC.

Le schéma ci-dessous montre les étapes nécessaires pour aboutir à une réduction sensible des émissions de GES de ce secteur.

Avant toute chose il faudra mesurer pour pouvoir quantifier les gains, mais ensuite le premier levier, sur lequel de nombreux gisements existent encore, reste l'efficacité énergétique auquel succède l'ensemble des solutions de récupération de chaleur fatale (la chaleur qui n'est pas utilisée directement et transmise au produit).

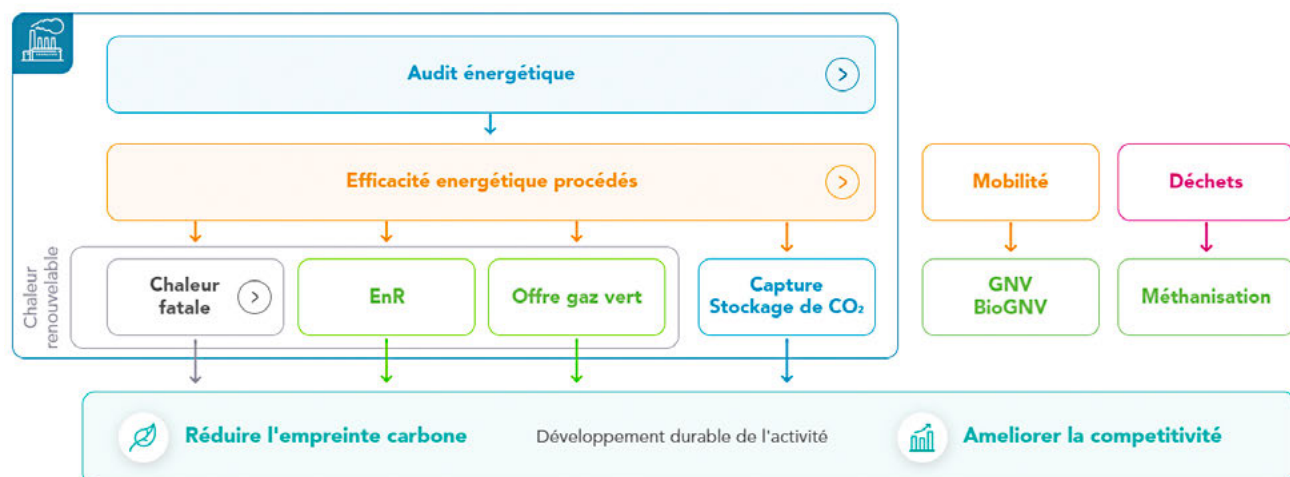
Ces deux étapes qui entrent dans la thématique de l'optimisation énergétique sont indispensables AVANT d'envisager l'usage d'ENR et notamment de biométhane car la meilleure énergie restera toujours celle que l'on n'utilise pas ! Il est donc indispensable d'avoir minimiser les consommations

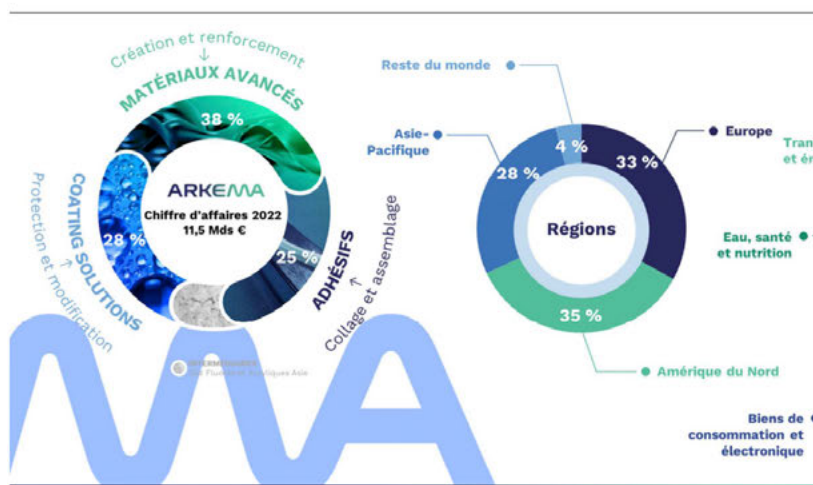
d'énergie avant d'envisager d'en substituer tout ou partie par des ENR.

Une fois ce point traité qui parfois peut être le moyen de faire des économies allant jusqu'à 40 % des consommations d'une usine ayant pour conséquence positive une amélioration sensible de la compétitivité du site, il est temps de se pencher sur l'intégration des ENR. Nous ferons un focus aujourd'hui sur l'usage du biométhane chez les industriels.

L'avantage premier de ce combustible, en dehors du fait qu'il soit d'origine biogénique donc avec un contenu carbone très faible, c'est sa compatibilité avec les procédés thermiques industriels. En effet, le principal composant du biométhane (CH₄) étant le même que celui du gaz naturel, il ne nécessite aucun réglage de la part de l'industriel. L'ensemble des procédés fonctionnant au gaz naturel sont compatibles avec un usage biométhane. Cette particularité est essentielle dans une démarche de décarbonation compétitive car il n'y a pas nécessité de remplacer l'outil de production. L'industriel n'a « rien à faire », le biométhane qui entre sur son site en remplacement du gaz naturel sera consommé de la même manière et sans impact sur le produit fini.

Le nombre de sites raccordés au réseau de distribution ou de transport de gaz qui a bien saisi ce principe s'accroît de jour en jour. Les exemples sont nombreux d'industriels qui font le choix du biométhane pour concrétiser leurs feuilles de route de décarbonation comme les deux page suivante :





Loïc de Bergh,
Directeur Énergie Arkema France



« Nos procédés sont énergivores, avec une consommation de près de 8 TWh d'énergie par an, répartie en 1/3 d'électricité et 2/3 de chaleur. Nous avons élaboré un programme d'efficacité énergétique très structuré dans le cadre de la démarche ISO. Notre stratégie de décarbonation intègre notre scope 3, au travers d'une offre de produit bas carbone. Pour tenir cette promesse à nos clients dans la durée, nous avons signé un contrat de fourniture de gaz vert avec Engie, qui est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2023. C'est une solution qui s'est imposée naturellement, car elle ne nécessite pas d'investissements spécifiques. Nous utilisons toujours les mêmes chaudières. Nous sommes très contents de cette opération, et d'avoir pu donner un signal fort au marché du biométhane à travers ce contrat qui a la réputation d'être l'un des plus gros d'Europe avec 300 GWh/an. »

OLVEA: Le choix du biométhane

- Le gaz naturel en 2023
 - 80 % de l'énergie consommée
 - 54 % des émissions de CO₂e du Groupe
 - **0,16 tonnes de CO₂ / tonne d'huile** (scope 1&2)
 - Trajectoire de décarbonation
 - **-50 % de réduction de nos émissions directes** en 2029 (Scope 1&2, comparé à 2022)
 - Accompagnement des fournisseurs (Scope 3)
 - Étude décarbonation en 2022
 - **Solaire** : pas de débouché sur les PPA pour les ETI
 - **Eolienne** : trop de contraintes de temps d'installation et de réglementation
 - **Thermique** : contraintes importantes pour l'installation d'une chaudière biomasse pour la taille d'OGT
- ➔ Choix d'achat de **gaz avec garanties d'origines** : progressivement, jusqu'à couvrir 100 % en 2029.

Apolline Boullaire,
Chargée de mission RSE, groupe Olvéa*

« Notre stratégie « All for the climate » s'appuie sur le bilan carbone que nous réalisons depuis 2015. Nous avons pris 2022 comme année de référence pour définir notre trajectoire de décarbonation, sur nos scopes 1, 2 et 3 – ce dernier représentant assez classiquement 90 % de nos émissions. Sur les scopes 1 et 2, l'objectif de réduction est de 50 % d'ici à 2029, année où nous célébrerons le centenaire d'Olvéa. Nous avons étudié pas moins de 30 scénarios, de l'éolien au solaire en passant par la biomasse.

Le gaz représentant 80% de nos consommations d'énergie, la solution qui nous a paru la plus simple, parce qu'elle nous permet vraiment d'atteindre nos objectifs de décarbonation, a été d'aller vers l'achat de biométhane avec des garanties d'origine. Cela nous permet de monter en puissance, jusqu'à atteindre 100 % de gaz vert dans notre consommation en 2029 et donc d'atteindre notre objectif de réduction des émissions de CO₂. Cela a d'autant plus de sens que juste à côté de notre unité de raffinage, il y a une unité de méthanisation. Cela fait vivre le territoire. »

* Entreprise familiale, producteur d'huiles végétales et de poisson.

On peut classer les dizaines de milliers de sites industriels utilisant du gaz pour cuire, fondre, sécher, griller, chauffer, traiter, etc., en deux groupes. Les entreprises soumises à la directive européenne EU-ETS et les autres. La première catégorie regroupe environ un millier de sites en France qui sont de gros consommateurs d'énergies et qui doivent respecter des quotas d'émission de CO₂ qui iront en décroissant jusqu'à devenir nuls en 2036. Or la directive stipule que si l'énergie utilisée pour la combustion est biogénique et durable, alors il est possible de déduire de ses émissions une quantité parfois très importante de CO₂. En effet, si les conditions d'obtention et d'usage de cette ENR sont conformes à une autre directive européenne (RED II) alors les émissions de CO₂ sont considérées comme étant nulles.

Il est donc extrêmement intéressant pour des industriels soumis à cette réglementation de souscrire des achats de gaz vert en ayant notamment recours au système des Garanties d'Origine (G.O.) s'appuyant sur une traçabilité de la production de gaz renouvelable comme pour l'électricité verte) ou bien à ce que l'on appelle des BPA (Biogaz Purchase Agreement) qui est un contrat de gré à gré permettant à un industriel d'acheter sur une durée longue des quantités parfois très importantes de gaz vert. Les autres entreprises qui ne sont pas soumises à l'EU ETS peuvent aussi avoir un intérêt à consommer du gaz vert dans le cadre d'action volontaire de décarbonation qui s'appuie sur des référentiels de type SBTi eux même s'appuyant sur des méthodologies de comptabilisation des émissions >>>

carbone comme le GHG protocole, une méthode internationale et déployée de plus en plus en France.

La réglementation européenne étant en plein évolution sur ce domaine, nous verrons apparaître d'ici à 2027 une ETS2 qui touchera l'ensemble des industries non soumises à ce jour à l'UE ETS1 et qui, par un mécanisme un peu différent, pourra aussi bénéficier d'une reconnaissance totale des consommations de biométhane au travers du mécanisme des garanties d'origine notamment.

L'ensemble de ses entreprises a des émissions de GES qui se séparent en 3 « scopes ». Le scope 1 concerne toutes les émissions directes de GES comme celles liées à la combustion des procédés de l'usine ou aux émissions des flottes de véhicules en propre. Le scope 2 relatif aux émissions indirectes notamment liées à la consommation d'électricité et le scope 3, tout le reste, entre autres la mobilité des sous-traitants et les emballages par exemple. Il est à noter que le scope 3 est pour la plupart des entreprises bien supérieur aux deux autres.

Nous l'avons vu, les émissions directes liées au process peuvent être réduites fortement par l'usage de biométhane, mais de nombreux industriels possèdent ou sous traitent une chaîne logistique importante et centrale dans leur business. Or, cette mobilité indispensable à leur fonctionnement peut aussi (scope 1 ou 3) être décarbonée grâce à un usage biométhane au travers du BioGNV utilisés dans les poids lourds et réduisant de plus de 80 % les émissions de CO₂.

Le biométhane, on vient de le voir, est un atout puissant pour les industriels qui cherchent à diminuer leur émission de CO₂, mais au-delà de l'usage même de ce combustible biogénique, certaines industries peuvent devenir des « fournisseurs » d'unité de méthanisation.

En effet, le très important et multiforme secteur des Industries de l'agroalimentaire (IAA) est par nature un secteur qui génère des biodéchets et des effluents industriels ayant parfois un fort pouvoir méthanogène. Il est donc très impor-

tant de regarder pour ces industriels s'il est envisageable de flécher tout ou partie de ces « déchets » vers des unités de méthanisation et pourquoi pas coupler ça avec un usage biométhane ce qui insère l'industriel dans une boucle vertueuse et locale d'économie circulaire.

Cet aspect synergique entre le tissu industriel et la production de cette ENR locale est de plus en plus intéressant dans un objectif de réindustrialisation et de regain de souveraineté énergétique. Une seule ombre au tableau, le système réglementaire français actuel qui oblige les entreprises de plus de 500 salariés à réaliser leur Bilan de Gaz à Effet de Serre (BEGES), ne reconnaît pas le mécanisme des garanties d'Origine (pas plus que pour l'électricité d'ailleurs). Ce manque de reconnaissance dissuade certains industriels de mettre en place ce schéma alors même que la traçabilité en France et en Europe est garantie notamment par un système complexe et organisé (EEX : [Registre des Garanties d'Origine](#)). Afin de permettre à cette ENR et à ces mécanismes de marché contrôlé de remplir leur rôle dans la nécessaire décarbonation de notre industrie, l'EBA a lancé un appel à signature pour faire en sorte que ce mécanisme vertueux soit mieux reconnu ([Major companies advocate for biomethane rollout to support decarbonisation pathways | European Biogas Association](#)).

Pour finir, il faut savoir que depuis peu les industriels qui sont engagés dans une démarche visant à utiliser du biométhane ou à favoriser son développement peuvent bénéficier d'une marque apposable dans leur communication et leurs sites au travers de laquelle ils sont en mesure de montrer à leur partie prenante leur engagement pour le déploiement d'une énergie locale et renouvelable. Cette marque est la mention Gaz Vert

**Laurent Lantoine, responsable national
marché Industrie - GRDF**



Bibliographie

THÉMATIQUES	TYPE DE CONTENU	LIEN
Gazéification Hydrothermale	vidéo	https://www.youtube.com/watch?v=mSRYzpLOTqo
Biogaz avec Jamy	vidéo	https://www.youtube.com/watch?v=wwl05u5U9vo
Le biométhane - « C'est pas compliqué si c'est bien expliqué »	vidéo	https://www.youtube.com/watch?v=fxYFnBMWH7o
[JT] Tout comprendre sur la chaîne gazière !	vidéo	https://www.youtube.com/watch?v=SIJt2v-j4Yc
L'itinéraire de vie d'une pomme : de trognon à gaz renouvelable	vidéo	https://www.youtube.com/watch?v=gV4XLc2h6kY
Visite virtuelle d'un site de méthanisation	vidéo	https://www.youtube.com/watch?v=l2VVM3toqe4
Comment est organisé le marché du gaz naturel en France?	vidéo	https://www.youtube.com/watch?v=LEIuHXwGCzk
Open Data Réseau Energies L'Observatoire de la filière Biométhane	site	https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-biomethane-V2/#implantation-des-sites
Le portail « Compétences Energies » vous permet de mieux connaître la filière des gaz, de la chaleur et des solutions énergétiques associées.	site	Compétences Énergies
Connect, expérience pédagogique autour des réseaux de gaz	site	https://connect.natrangroupe.com/#/publication?type=desktop
Ce site d'information collaboratif vise à rassembler les connaissances scientifiques à jour sur la méthanisation et ses effets.	site	https://www.infometha.org/
Portail National de la méthanisation	site	https://www.methafrance.fr/
Cluster de la Méthanisation	site	https://www.biogazvallee.eu/
ATEE Biogaz Méthanisation	site	https://atee.fr/energies-renouvelables/club-biogaz/missions-objectifs
ATEE Pyrogazéification	site	https://atee.fr/energies-renouvelables/club-pyrogazeification
Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France	site	https://aamf.fr/
ATEE CTBM Centre Technique national du Biogaz et de la Méthanisation	site	https://atee.fr/energies-renouvelables/club-biogaz/ctbm
Association FRANCE GAZ RENOUELE	site	https://www.francegaz.fr/
Association FRANCE GAZ	site	https://gazrenouvelables.fr/
think tank réunissant entre autres producteurs et exploitants	site	https://france-biomethane.fr/
Principal gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel en France	site	https://www.grdf.fr/
NaTran (ex-GRTgaz) est l'un des leaders européens du transport de gaz naturel	site	https://www.natrangroupe.com/
Grand Sud-Ouest, Teréga = développement d'infrastructures de transport et de stockage de gaz	site	https://www.terega.fr/
association rassemblant les acteurs majeurs de l'efficacité énergétique dans le bâtiment - industriels, énergéticiens et professionnels	site	https://www.coenove.fr/
syndicat professionnel qui rassemble toutes les entreprises locales gazières	site	https://www.gaz-et-territoires.fr/
Association Loi 1901 «Une expertise innovante au service des transitions énergétique, climatique, agroécologique et alimentaire»	site	http://www.solagro.org
ADEME guide-sur-les-usages-des-gaz-renouvelables	livre	162_guide-sur-les-usages-de-gaz-renouvelable-2023.pdf
Perspective Gaz 2024	livre	https://www.francegaz.fr/perspectives-gaz-2024/