Francegaz

Perspectives gaz 2050

Édition 2026

Perspectives gaz 2050

Edito

A la veille d'échéances politiques majeures, dans une conjoncture économique nécessitant un usage raisonné des finances publiques, face aux besoins d'adaptation au changement climatique et dans un contexte de tensions internationales grandissantes, le rôle de l'énergie dans l'économie et dans notre société prend de plus en plus de place dans le débat public :

- Comment atteindre nos objectifs de décarbonation au moindre coût ?
- Quels impacts sur les consommations de gaz pour chaque segment de clients ?
- Quels impacts sur les infrastructures ?
- Quelle stratégie de verdissement des molécules ?
- Quels gisements et quelles technologies seront mobilisables pour verdir notre mix ?
- Quel coût pour les Français qu'ils soient clients, contribuables ou entreprises ?

L'ensemble de ces questions sont régulièrement posées, souvent avec passion, dans le débat public. De nombreux scénarios y répondent sans forcément tenir compte de toute rationalité technico-économique et des réalités vécues par les professionnels sur le terrain. Enfin, la transformation engagée par l'ensemble des acteurs du secteur gazier français pour un mix décarboné, fait aujourd'hui référence en Europe et s'inscrit chaque jour un peu plus dans les territoires.

Les Perspectives gaz synthétisent la vision du secteur gazier à la question de la transition énergétique.

Une vision pragmatique, inclusive, durable, et financièrement la plus optimisée possible pour réussir la décarbonation de l'économie française dans les meilleures conditions.

Ces travaux sont le fruit d'un travail approfondi, construit collectivement avec les adhérents de France gaz en bénéficiant de leurs outils de modélisation. Ces réflexions ont également été partagées avec un grand nombre de parties prenantes.

Cette autre voie de la décarbonation trace une ligne ambitieuse, souveraine, compétitive et moins coûteuse pour garantir une diversité de solutions aux Français, entreprises et particuliers, permettant l'atteinte des objectifs nationaux de lutte contre le changement climatique.

Résumé exécutif

A la suite de la parution de la Programmation pluriannuelle de l'énergie 3 en février 2026, qui fixe les objectifs de production d'énergies renouvelables d'ici 2035, et de la SNBC 3 qui propose une voie unique pour atteindre la neutralité carbone en 2050, France gaz a travaillé à une nouvelle édition des Perspectives gaz 2050.
Ce document a pour ambition d'enrichir le débat public sur l'énergie en proposant une autre voie de décarbonation à horizon 2050, qui, en utilisant au mieux les bénéfices du système gaz existant et de la production de gaz verts, permet une transition énergétique de la France **moins coûteuse en investissements, plus fiable, plus souveraine et plus acceptable**.

L'approche retenue est de tracer deux scénarios d'évolutions de consommation énergétique (en détaillant le gaz et la production de molécules décarbonées) construits à partir des fondamentaux, de la SNBC 3 notamment en termes de réduction des consommations énergétiques globales.
Les deux scénarios, décrits dans cette étude, montrent qu'il est possible d'atteindre la neutralité carbone en 2050 grâce à des niveaux de consommation de gaz compatibles avec un système énergétique décarboné, les consommations de gaz en 2050 étant couvertes en totalité par des gaz renouvelables et bas carbone produits localement (avec des possibilités d'importations dans certains cas).

Au-delà, **le travail d'analyse économique réalisé** avec le soutien du cabinet E-cube, **démontre que ces perspectives d'évolution du mix énergétique sont non seulement réalisables techniquement, mais aussi pertinentes économiquement pour l'ensemble de la société française** (industrie, entreprises, ménages) car nécessitant moins d'investissements que la vision portée par la SNBC 3.

Les grandes évolutions structurantes retenues dans les deux scénarios sont les suivantes.
Les perspectives de consommation de gaz sont en baisse, en adéquation avec la nécessité de poursuivre les efforts en matière d'efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs. Ainsi, entre 2025 et 2050, les évolutions attendues en matière de consommation se situent, pour le CH4 dans une fourchette de 278 à 221 TWh pour le gaz (soit environ –25%) et pour les gaz liquides de 21 TWh en 2025 à 14 TWh (–33%) en 2050 s'appuyant sur la sobriété, l'efficacité énergétique et les changements d'usages.
Cette baisse de volume d'énergie consommée s'explique par un maintien des efforts d'efficacité énergétique et des changements d'usages dans l'ensemble des secteurs, à l'exception de la mobilité qui monte en puissance dans le maritime.
De son côté, la consommation d'hydrogène décarboné poursuit sa progression pour atteindre entre 75 et 92 TWh PCS en 2050 selon les scénarios.

La décarbonation du système gazier est totale en 2050 grâce au déploiement massif de procédés de production de gaz verts à partir de ressources locales et principalement de déchets (agricoles, industriels, eaux usées). Les technologies de captage, stockage et transport de CO_2 (évaluées à 46 $MtCO_2$) sont également mobilisées pour les secteurs industriels qui sont dans l'incapacité d'abattre leurs émissions.

Surtout, cette édition 2026 des Perspectives gaz a, pour la première fois, choisi de quantifier le poids économique de ces scénarios conservant des usages gaz en 2050 au regard de la trajectoire officielle retenue dans la SNBC 3.

L'analyse, pour les deux scénarios, conduit à un niveau global d'investissements cumulés d'ici 2050 situé entre 3 510 Mrds et 3 555 Mrds€, soit une économie totale de 330 à 460 Mrds€ (soit 10% du total) sur tout le système énergétique **par rapport à la trajectoire proposée dans la SNBC 3**, qui vise une baisse plus rapide et plus importante des consommations de gaz et un recours plus important aux rénovations dans le secteur du bâtiment.

Les Perspectives gaz 2050 proposent donc une autre voie de décarbonation plus économe pour l'économie française à l'horizon 2050, sans chercher à opposer les différents leviers existants. **Ces deux scénarios démontrent qu'il est possible d'atteindre les objectifs climatiques en s'appuyant de façon équilibrée sur la sobriété, l'efficacité énergétique, une électrification pertinente des usages, et des molécules décarbonées**, distribuées massivement par un réseau d'infrastructures existant, déjà dimensionné, amorti et résilient à l'évolution du climat.

Outre la réduction des coûts de la transition, pour les ménages et les entreprises, en limitant fortement le remplacement des équipements, **cette autre voie garantit la sécurité du système énergétique** dans son ensemble grâce au maintien du système gaz et notamment aux capacités de stockage et à leur flexibilité lors des pics hivernaux.

Les Perspectives gaz 2050 démontrent la pertinence d'un système énergétique qui s'appuie sur la production énergétique locale issue de la valorisation optimale **des déchets des territoires tout en créant de nombreux co-bénéfices.**



© Luc Marechaux

Sommaire

1. Une ambition partagée : accélérer la décarbonation de la France dans des conditions économiques et technologiques optimales

- Les convictions structurantes des Perspectives gaz 2050
- Les hypothèses centrales au cœur des différents scénarios de prospectives du système gaz à 2050

2. Les Perspectives gaz 2050 : deux scénarios adossés aux évolutions de l'économie française

3. Quels besoins énergétiques pour la France de 2050 ? Évolutions, usages et secteurs

- Le secteur résidentiel
- Le secteur tertiaire
- Le secteur industriel
- Le secteur de la mobilité
- Le secteur production électrique

4. Le verdissement du système gaz : disponibilité du gisement et innovation technologique souveraine

- La méthanisation une technologie mature et éprouvée
- Les nouvelles filières de production seront au rendez-vous grâce à la mobilisation de l'innovation française et européenne
- La substitution totale du GPL par les biogaz liquides est atteignable en s'appuyant sur une diversité de filières françaises et européennes
- H2 et CO_2 : les évolutions attendues

5. Les Perspectives gaz : un gain économique pour la France

- Quel est le bilan économique des scénarios PG1 et PG2 ?

1. Une ambition partagée : accélérer la décarbonation de la France dans des conditions économiques et technologiques optimales



Les trajectoires des Perspectives gaz 2050 ont été construites sur la base d'une série de convictions partagées par l'ensemble de la filière gazière et indispensables afin de tenir nos objectifs climatiques. Les scénarios Perspectives gaz 2050 s'inscrivent donc dans une volonté d'éclairer l'avenir énergétique de la France et offrent une alternative à un scénario unique qui ferait le choix d'une électrification déraisonnée.

LES CONVICTIONS STRUCTURANTES DES PERSPECTIVES GAZ 2050

Pour répondre aux enjeux du changement climatique, il est inévitable d'atteindre la neutralité carbone en 2050 à coût maîtrisé pour la collectivité. Dans ce contexte, le mix gazier doit lui-même atteindre la **neutralité carbone en 2050.**

Ainsi, la trajectoire de réduction des émissions passe conjointement par :

- **une baisse continue de la demande énergétique globale fondée sur des choix d'efficacité énergétique**
- **une meilleure utilisation de nos ressources et une meilleure complémentarité des énergies qui ne s'oppose pas à l'électrification mais à l'électrification massive et déraisonnée des usages**
- **le verdissement du gaz à l'horizon 2050 dans sa quasi-totalité et le développement de technologies de capture de carbone en complément**

Les scénarios Perspectives gaz partagent l'assurance que la **sécurité du système énergétique dans son ensemble ne soit jamais mise à risque pour répondre à une multitude d'évènements plus ou moins anticipables : effets saisonniers et pics de consommation, résilience face à des chocs systèmes, des chocs géopolitiques ou des aléas climatiques.**

Cette assurance repose aussi sur la conviction que l'utilisation optimale des gaz (biométhane / gaz naturel, GPL ou biogaz liquides, hydrogène, CO_2) peut contribuer fortement à renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique en complément d'autres solutions énergétiques et notamment l'électrification raisonnée.

LES HYPOTHÈSES CENTRALES AU CŒUR DES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS DE PROSPECTIVES DU SYSTÈME GAZ À 2050

Dans un premier temps, la demande de gaz en France poursuit une trajectoire de baisse jusqu'en 2050, portée par la recherche des efforts en matière de sobriété, d'efficacité énergétique, et l'adoption et la mise sur le marché d'équipements toujours plus performants. Cette tendance s'inscrit dans une trajectoire de demande énergétique globale en ligne avec celle décrite par la SNBC 3 [1].

La réduction des émissions de GES repose sur des incitations réglementaires en complément de démarches volontaires qui intègrent deux mouvements parallèles : la réduction des consommations et le verdissement des molécules.

Les scénarios proposés sont parfaitement alignés avec les objectifs de la PPE 3 qui prônent la diversité en matière de solutions énergétiques et portent des objectifs de biométhane ambitieux à savoir 44 TWh de biométhane injecté en 2030 (en décalage avec la SNBC 3 [2] et le plan d'électrification).

Les gaz verts produits localement à partir de déchets agricoles, urbains et industriels permettront de verdir l'ensemble des usages d'ici 2050.

Les biogaz liquides coproduits systématiques des bioraffineries européennes à partir de procédés dédiés, permettent d'offrir des solutions alternatives aux zones rurales caractérisées par leur faible densité industrielle et populationnelle.

Les scénarios décrits prennent en considération le développement de l'ensemble des molécules vertes nécessaires au système énergétique de demain : biométhane, bioGPL, hydrogène, CO_2 biogénique.

[1] La SNBC 3 prévoit de décarboner la France en réduisant globalement la consommation énergétique finale de la France de 43 % par rapport à 2012.

[2] La SNBC 3 identifie seulement 105 TWh PCS de biométhane à 2050 et une dizaine de TWh issue des nouvelles filières de production

Le périmètre des infrastructures gazières est globalement stable en lien avec les conclusions du rapport de la CRE [3]. Des ajustements à la marge ont été pris en compte ainsi que la reconversion de certaines infrastructures vers l'H2 (transport) ou d'autres molécules.

En matière de **production de gaz renouvelables et bas carbone**, les scénarios Perspectives gaz ont fait le choix de la neutralité technologique. L'ensemble des technologies ont été étudiées y compris les nouvelles technologies de production que sont la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le Power-to-methane [4]. Le recours à ces technologies est très faiblement mobilisé par la SNBC 3.

Les technologies de **CCUS seront indispensables pour décarboner certains secteurs industriels dont les procédés ne pourront pas être électrifiés** et capter le CO_2 fatal issu de leurs procédés [5].

Dans ce contexte, les scénarios sont une proposition en faveur d'une énergie compétitive, disponible dans les territoires et créatrice de valeur pour l'économie française.



© Thierry Duqueroix

[3] Dans les deux volets de son rapport (2023 et 2026) « Avenir des infrastructures de gaz », la CRE indique que la majorité des infrastructures de gaz seront maintenues à 2050 y compris dans un contexte de baisse des consommations, car nécessaires au maintien du système énergétique.

[4] Les Perspectives gaz édition 2026 ont pris en compte les récents travaux de l'ATEE sur les gisements disponibles pour les technologies de pyrogazéification et gazéification hydrothermale.

[5] Cf : Les contrats de transitions des 50 sites les plus émetteurs de CO_2 en France et Feuille de route de décarbonation du ciment.



© Grégory BRANDEL

2. Les Perspectives gaz 2050 : deux scénarios adossés aux évolutions de l'économie française

D'un point de vue méthodologique, les Perspectives gaz reposent sur deux scénarios qui projettent deux visions structurantes de l'évolution de l'économie française.



Le premier scénario, intitulé PG1 « Ecosystèmes locaux » se concentre à déployer tout le potentiel de l'économie circulaire et des écosystèmes locaux, impliquant une part plus importante du dynamisme de la petite industrie, des efforts en matière de rénovation et de sobriété et la mobilisation des déchets pour produire l'énergie décarbonée indispensable à l'économie. Il reposerait ainsi à 100% à l'horizon 2050 sur de la production locale de gaz vert via la méthanisation et les nouvelles filières de production, ainsi que les biogaz liquides. Le CCUS se développe plus faiblement, à hauteur de ce qui est nécessaire pour atteindre la neutralité carbone. Du gaz naturel transite sur les réseaux français afin d'alimenter le reste de l'Europe pouvant perdurer.

Le deuxième scénario, appelé PG2 « Industriel et ouvert » est en phase avec l'ambition de réindustrialisation du gouvernement et par conséquent **basé sur la vitalité des échanges internationaux (commerce, services, matières premières)**, le développement de nouveaux usages/secteurs (comme la climatisation pour s'adapter au changement climatique) et l'essor de nouvelles technologies (H2). Ce scénario n'abandonne pas les efforts d'efficacité énergétique et de sobriété mais repose sur un élan industriel, qui déploie des nouvelles capacités de production industrielle et des usages supplémentaires et positionne ainsi la consommation de gaz de façon plus soutenue (même si toujours en retrait) grâce à un recours partiel à des importations de molécules, au développement des molécules décarbonées (biométhane, bioGPL, e-méthane, H2) et à un développement significatif du CCUS pour atteindre la neutralité carbone. Les technologies de production de gaz verts que sont la digestion anaérobie et les nouvelles filières (pyrogazéification, gazéification hydrothermale et méthanation) contribuent majoritairement au mix de demain.



© Philippe Dureuil

3. Quels besoins énergétiques pour la France de 2050 ? Évolutions, usages et secteurs



Comme évoqué précédemment, l'ambition des perspectives gaz est de proposer une trajectoire qui repose sur une demande énergétique maîtrisée qui répond aux besoins de l'économie tant sur le plan de la neutralité carbone qu'en termes d'acceptabilité et ce pour l'ensemble des usages.

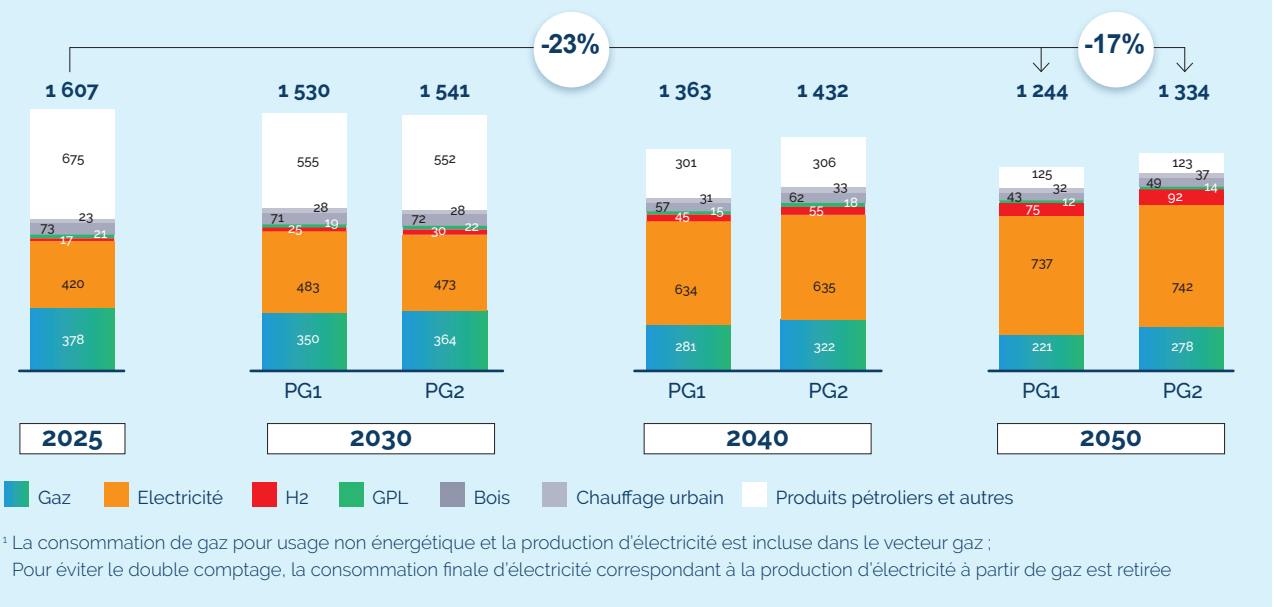
Dans une trajectoire globale d'énergie en forte baisse, la diminution des consommations de gaz en France provient pour une partie de l'efficacité énergétique (et en particulier des travaux de rénovation performante du bâtiment) mais aussi d'autres effets : réchauffement climatique (périodes de chauffe hivernale différentes), électrification et progrès dans le rendement des systèmes (PAC électrique vs convecteur, PAC hybride, THPE vs conventionnel).

Ainsi, entre 2025 et 2050, les évolutions attendues en matière de consommation se situent, pour le CH4 entre 378 TWh en 2025 et une fourchette allant de 221 à 278 TWh PCS pour le CH4 (soit environ –25%) et de 21 TWh en 2025 à 12-14 TWh PCS (–33%) en 2050 pour les gaz liquides en s'appuyant sur la sobriété, l'efficacité énergétique et les changements d'usages.

Cette baisse de volume d'énergie consommée s'applique de manière assez hétérogène à l'ensemble des secteurs, à l'exception de la mobilité qui voit monter en puissance les usages gaz (y compris décarboné) pour le transport maritime.

De son côté, la consommation d'hydrogène décarboné poursuit une forte progression pour atteindre entre 75 à 92 TWh en 2050 selon les scénarios.

Consommation finale [1] par produit - scénario France gaz - (TWh PCS, 2025-2050)



[1] La consommation de gaz pour usage non énergétique et la production d'électricité est incluse dans le vecteur gaz ; Pour éviter le double comptage, la consommation finale d'électricité correspondant à la production d'électricité à partir de gaz est retirée

LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

Le secteur résidentiel reste l'un des principaux secteurs en termes de consommation de gaz en France. En 2025, la consommation était de 120 TWh pour le gaz naturel et 7,2 TWh pour le GPL (présent dans les zones rurales là où le réseau de distribution de gaz n'existe pas) [6].

Les consommations dans le secteur résidentiel sont à la baisse en volumes et se concentrent dans les usages où les contraintes rendent difficiles l'électrification par les PAC et où l'hybridation se révèle plus compétitive.

L'analyse prend en compte les coûts de conversion vers l'électricité dans les décisions de changements d'équipements par les ménages et les donneurs d'ordres, nécessitant un engagement financier conséquent.

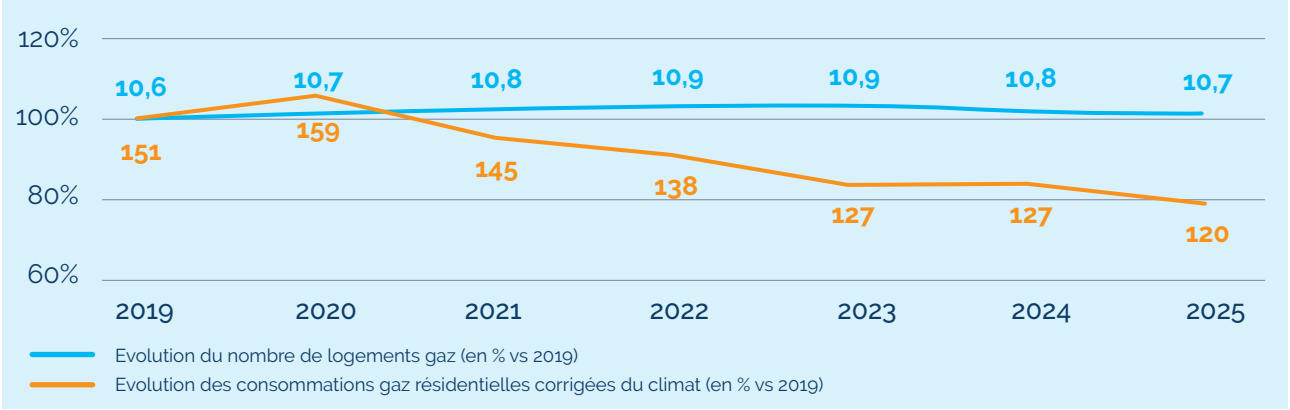
Les consommations de gaz et biométhane dans le résidentiel devraient atteindre entre 56 (PG1) et 65 TWh (PG2) selon les deux scénarios. Les gaz liquides décroissent à 4 TWh (PG1) ou 5 TWh (PG2).

[6] Sources : Bilan gaz 2025 Natran - France gaz liquides

Dans un premier temps, ces chiffres sont le reflet de la nécessaire poursuite des efforts en matière d'efficacité énergétique obtenue grâce aux travaux de rénovation performante qui s'accompagnent d'une forte décorrélation entre les volumes consommés et le nombre de logements chauffés au gaz.

Dans ces conditions, le nombre de logements chauffés au gaz et au biométhane se maintiennent en 2050 avec entre 9,3 M et 9,8 M (en comptabilisant les solutions hybrides) contre 10,8 M en 2025.

Evolution relative des consommations résidentielles (TWh PCS) **vs le nombre de logements chauffés au gaz (millions)**



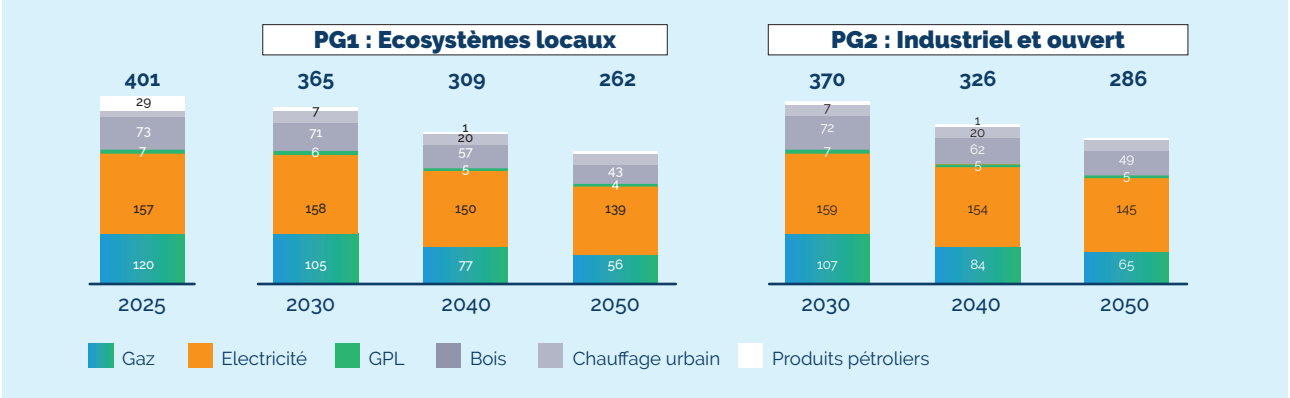
Sources : GRDF sur référentiels CEREN/SDES

De son côté, l'évolution du parc d'équipements au GPL, présent en zone rurale hors réseaux de gaz naturel, évoluera plus lentement que la moyenne des logements, du fait des contraintes économiques pesant sur le bâti rural, les réseaux électriques et les ménages.

Un recours croissant aux solutions hybrides sera mobilisé car elles contribuent à l'efficacité énergétique (3,3 M de logements en 2050 pour PG1 et 2,3 M pour PG2 **qui s'appuie sur un recours accru à l'hybridation pour réduire les besoins énergétiques)**, avec plusieurs solutions et configurations possibles : PAC hybride intégrée en logement collectif, en maison individuelle rurale et tertiaire, couplage de chaudières THPE avec appoint PAC air/air réversible répondant à un besoin accru de confort estival (avec l'apport de la climatisation).

Enfin, la mise en place du dispositif des Certificats de production de biométhane (CPB) va accompagner les besoins du secteur du bâtiment. Cela va se traduire par une **augmentation progressive du nombre de contrats gaz verts** (biométhane) pour assurer leurs besoins de chauffage (cf enquête Coenove / IFOP), ainsi qu'un mouvement similaire pour les biogaz liquides. Par conséquent, les chaudières restent des équipements utiles utilisant des combustibles décarbonés.

Table 1 : Evolutions des consommations du secteur résidentiel (en TWh PCS)



Sources : SNBC 3, GRDF, SDES, France gaz

Les hypothèses retenues

PG1 : écosystèmes locaux

- **Rénovation accélérée** : rythme soutenu à ~300 000 rénovations performantes par an après 2030 pour se rapprocher des objectifs réglementaires (EPBD)
- **Hybridation plus poussée** : 3,4 millions de solutions PAC + gaz en 2050 et parc résiduel de logements équipés de chaudières réduit à 6,2 millions (gaz et GPL)
- **Transformation du parc existant plutôt que construction neuve** : croissance démographique plus modérée, effort porté sur la rénovation des logements dans les villes moyennes plutôt que sur la construction neuve en métropole
- **Sortie du fioul accélérée en zones rurales** : développement des PAC hybrides GPL entre 2030 et 2040, à moindre CAPEX pour les ménages

PG2 : industriel et ouvert

- **Rythme de rénovation tendanciel** : poursuite de la trajectoire actuelle à partir de 2030
- **Construction neuve plus dynamique** : croissance démographique plus soutenue, concentrée sur les grandes métropoles, générant un besoin de logements neufs plus important
- **Hybridation moins développée** : 2,4 millions de solutions PAC + gaz en 2050 avec un parc résiduel de 7,8 millions de logements chauffés avec des chaudières performantes (gaz et GPL)
- **Sortie du fioul via la PAC hybride en zones rurales** : la PAC hybride GPL et les contrats biogaz liquides soutiennent l'objectif de sortie du fioul, sur un rythme accéléré de celui de PG1

LE SECTEUR TERTIAIRE

De manière globale, les analyses prospectives montrent que les consommations de gaz baissent plus vite dans le tertiaire que dans le résidentiel avec une proportion plus importante du parc ayant une capacité d'arbitrage sur le système de chauffage, et un besoin de climatisation conjoint qui favorise l'électrification pour certains types d'établissements (bureaux, hôtellerie...).

En 2050, la consommation de gaz oscille entre 21 et 27 TWh pour le seul segment du tertiaire. Les consommations de GPL avoisinent 2 TWh du fait des contraintes d'électrification (délais et coût) du bâti diffus.

Les efforts en matière d'efficacité énergétique et les exigences réglementaires associées sont au cœur des évolutions du secteur ainsi que les nouveaux besoins en froid de ses bâtiments pour faire face aux épisodes de chaleurs extrêmes [7].

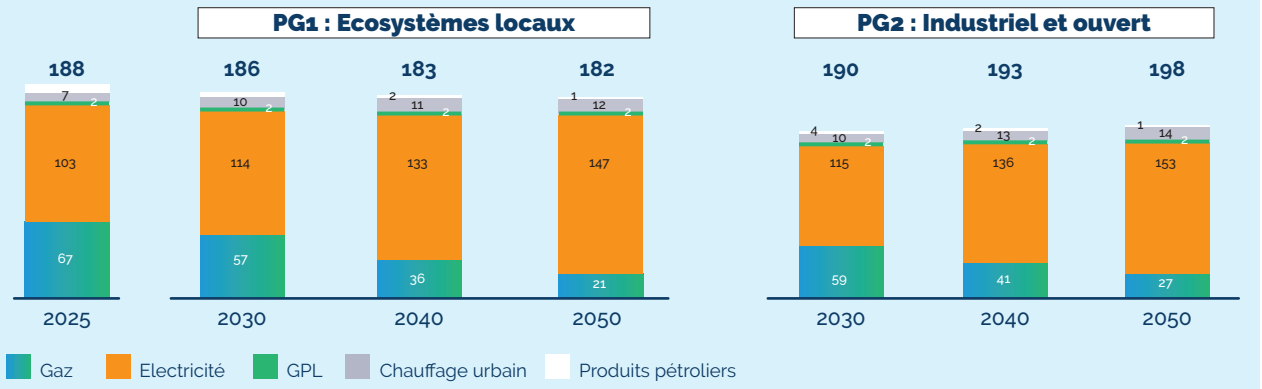
Cependant, les deux scénarios **prennent acte du retard actuel** des effets et de la mise en œuvre du décret tertiaire pour un certain nombre d'établissements. Pour rappel, le décret tertiaire prévoit une réduction de -40% en 2030 des consommations énergétiques par rapport à une année de référence choisie.

De même que dans le secteur résidentiel, les solutions hybrides se développent jusqu'à représenter 20 à 30% du parc tertiaire gaz en 2050 (permettant de bénéficier des gains d'efficacité de la PAC sur une part prépondérante du besoin thermique, tout en optimisant le coût d'investissement par rapport à une PAC 100% électrique qui devrait couvrir le besoin de pointe).

Pour le GPL, où les surfaces par bâtiment sont plus faibles en moyenne, les gains d'efficacité énergétique s'appuient sur les objectifs du décret tertiaire pour les grandes surfaces, et sur le rythme tendanciel constaté ces dernières années pour les plus petites. La majeure partie de la baisse des consommations est attendue d'ici 2030.

[7] Ces besoins sont pris en compte de façon cohérente avec les hypothèses inscrites dans le dernier exercice prospectif Futurs énergétiques de RTE publié en 2021 (soit 15 à 18 TWh en 2050)

Tertiaire - Synthèse en termes de consommations dans les deux scénarios (TWh PCS)



Sources : SNBC3, GRDF, SDES, France gaz

Les hypothèses retenues

PG 1

- **Rénovation accélérée** : rythme de rénovation des surfaces existantes multiplié par 3, en cohérence avec l'enjeu de couvrir les besoins par des boucles d'approvisionnement locales
- **Stabilisation des surfaces (en m²) après 2035** : les gains sur certains segments compensent les nouveaux besoins (e.g. santé…)
- **Rattrapage partiel du retard réglementaire** : respecte la trajectoire de baisse de consommation d'énergie finale annuelle visée par le décret tertiaire
- **Hybridation** : solutions PAC + gaz représentant jusqu'à 35% du parc tertiaire gaz en 2050

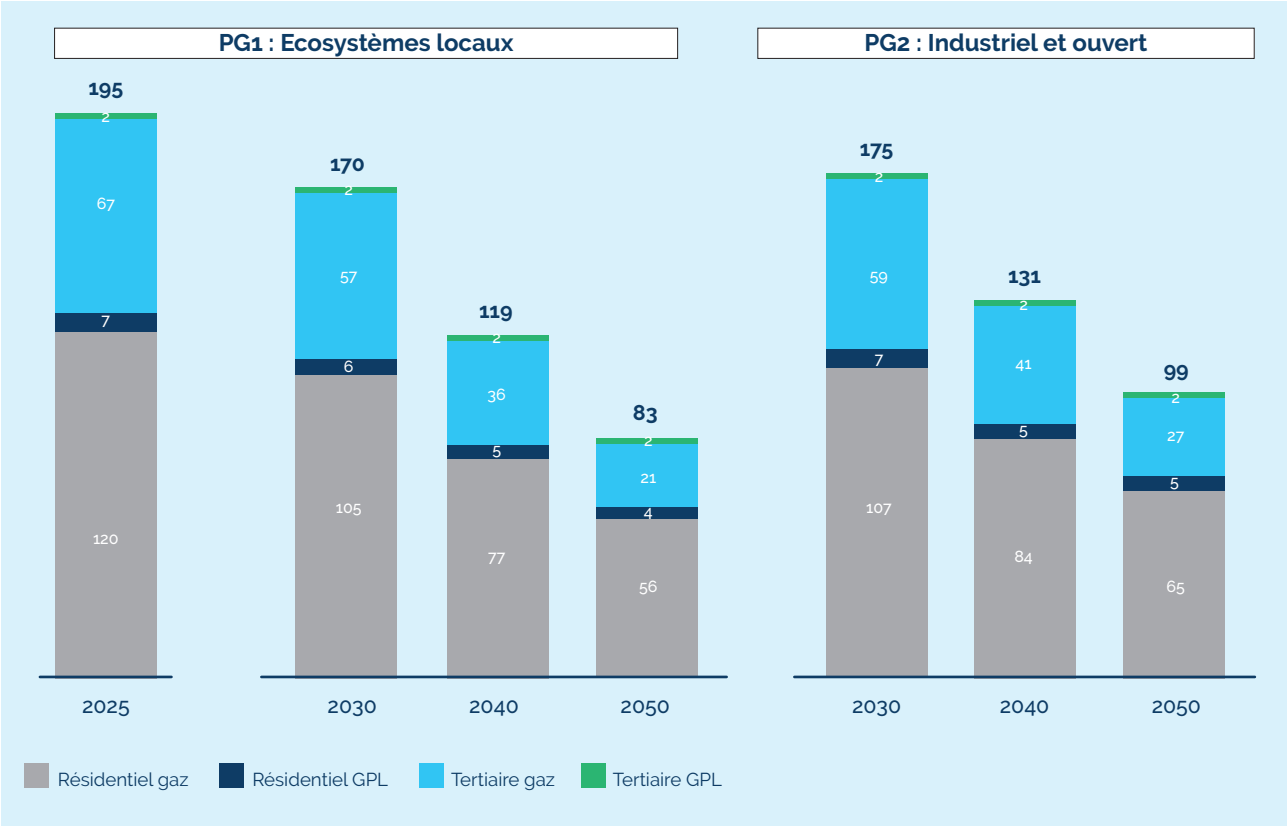
PG2

- **Rénovation dans la tendance actuelle** : pas d'accélération volontariste, associée à une part accrue d'établissements neufs
- **Croissance dynamique des surfaces tertiaires** : accroissement lié à une population plus importante (e.g. établissements publics, restaurants…) et augmentation des besoins dans certains domaines comme la santé
- **Hybridation** : ambition un peu plus limitée que le scénario PG1 (25% du parc tertiaire gaz en 2050), mais sur un parc plus large du fait de la croissance des surfaces



Total Résidentiel tertiaire

Consommations gaz totales dans le secteur du bâtiment (TWh PCS)



LE SECTEUR INDUSTRIEL

La place de l'industrie est centrale dans la vision de l'évolution des consommations énergétiques telle que portée par les Perspectives gaz.

Le secteur industriel est observé dans sa plus grande diversité allant des grands sites de production raccordés au réseau de transport, aux sites plus petits localisés dans des zones urbaines ou rurales moins denses raccordés au réseau de distribution ou faisant appel au GPL.

La relance industrielle reposera également sur le maintien d'une petite industrie intégrée aux écosystèmes locaux sur l'ensemble du territoire français. Cela nécessite donc de conserver une offre technologique diversifiée et compétitive qui combinera usages gaz, offre décarbonée ou combinée au CCS, recours accru à l'hydrogène et recours à des boucles d'approvisionnement plus locales (cf biométhane).

Cela s'ajoute à d'autres leviers déjà fortement déployés par l'industrie comme la performance énergétique ou la récupération de chaleur fatale.

L'hybridation avec le gaz est un autre levier émergent qui peut offrir de nouvelles opportunités de décarbonation au secteur industriel au travers des stratégies d'électrification partielles qui permettent des synergies, une meilleure rentabilité économique en jouant sur la flexibilité des marchés et en conservant des équipements qui ont une longue durée de vie (fours industriels).

En outre, le tissu industriel français étant localisé pour un tiers dans des zones rurales, ces stratégies d'hybridation facilitent l'atténuation des impacts sur le réseau de pics de consommation électriques aux heures de pointe.

L'ambition de la réindustrialisation et sa réalisation est un facteur différenciant entre les deux scénarios des Perspectives gaz.

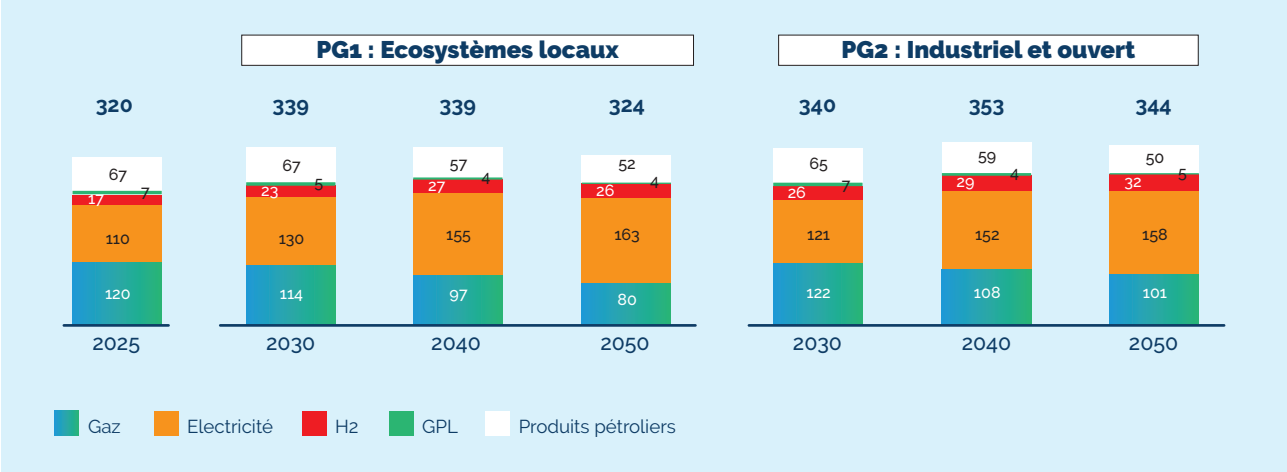
Pour le scénario PG1, l'industrie qui se développe est plus locale en réponse aux besoins de souveraineté, d'économie circulaire, notamment dans les secteurs de l'agroalimentaire, biens de consommation avec un calage sur un mix d'hypothèses inscrites dans la SNBC 3 (pour la partie production) et les travaux du CEREN / RTE (sur la partie mix énergétique et efficacité énergétique).

Le scénario PG2 prévoit une véritable relance de l'industrie en France et dans les territoires, avec une augmentation de la part de l'industrie dans le PIB, le développement de certaines industries exportatrices, et les efforts en matière de décarbonation montrent un retard de 5 ans par rapport aux ambitions nationales.

Dans ce contexte les consommations de gaz attendues pour 2050 sont estimées entre 80 TWh (PG1) à 101 TWh (PG2) sur la base d'une consommation de référence de 120 TWh PCS en 2025.

Le GPL se positionne entre 6 et 3 TWh PCS. Il est particulièrement présent dans le secteur agricole pour des activités diverses et avec en général un appel en puissance saisonnier (maintien de température dans les bâtiments d'élevage en période hivernale, séchage des céréales…).

Synthèse des consommations dans le secteur industriel (en TWh PCS)



Sources : SNBC 3, SDES, Natran, France gaz

Les hypothèses structurantes retenues pour construire les deux scénarios sont les suivantes :

PG 1

- **Développement d'une industrie plus locale**, orientée souveraineté (agroalimentaire, biens de consommation), calée sur les hypothèses SNBC (production) et CEREN/RTE (mix énergétique, efficacité)
- **Priorité de raccordement** (électrique) **donnée aux grands pôles industriels** : les sites diffus sont raccordés plus tardivement
- **Décarbonation des petits sites industriels en milieu diffus traité par recours aux gaz verts (biométhane et biogaz liquides) autant que par l'électrification**
- **CCS développé plus faiblement**, à hauteur du strict nécessaire pour tenir la neutralité carbone

PG2

- **Réindustrialisation forte** : hausse de la part de l'industrie dans le PIB, essor d'industries exportatrices et de nouveaux usages, avec toutefois un retard de 5 ans sur l'ambition de décarbonation initiale
- **Dynamique concentrée sur les grandes industries** en milieu dense, raccordables au réseau où le biométhane peut être injecté
- **CCS déployé à grande échelle**, en priorité sur le ciment et la chimie (secteurs les plus captifs de CO_2 process)
- **Décarbonation du tissu industriel diffus** (1/3 des sites industriels) via la valorisation du biopropane (GPL) et du biométhane

LE SECTEUR DE LA MOBILITÉ

Seule la mobilité lourde (bus, poids lourds et transport maritime par navires et bateaux) utilisera des molécules de CH4 (GNL de façon transitoire, BioGNV [8], BioGNL, e-méthane et H2).

De son côté, le GPL est aujourd'hui exclusivement présent sur le segment des véhicules légers.

Les usages fossiles vont progressivement disparaître à l'horizon 2050 pour la mobilité terrestre et maritime **(hors soutes internationales)** sous la double influence de la montée en puissance de l'offre en matière de mobilité électrique et l'effet (positif) de la mise en place du dispositif IRICC dès 2028 [9] qui a pour objectif de poser des objectifs en matière d'incorporation de carburant durables.

Concernant la mobilité légère, les scénarios Perspectives gaz s'alignent avec les ambitions de la SNBC 3, l'électrification des véhicules particuliers va s'imposer progressivement avec l'amélioration des technologies de batteries et la réduction de l'écart de prix comparé aux solutions thermiques.

En revanche, la mobilité lourde et les contraintes professionnelles associées sont moins adaptées à la généralisation des solutions électriques (notamment sur de longues distances), en imposant des surcoûts à l'achat des véhicules, des batteries et des temps de recharge pénalisants.

Avec une reconnaissance attendue des gaz verts dans les bilans carbone qui les rendraient compatibles avec les objectifs de baisse des émissions de CO_2 du secteur à l'horizon 2040, le GNV/GNC développera une place pérenne parmi le parc de camions et bus et préservera la compétitivité économique des flottes de transport routier. En particulier dans le scénario PG1 « Écosystèmes locaux » qui mise sur une économie autocentrée, le transport routier à base de molécules décarbonées produites localement se développe avec une multiplication de la flotte et des consommations par 3 environ d'ici 2040 (avec une stabilisation ensuite à l'horizon 2050), couvrant environ 10% des besoins énergétiques du secteur en cible. De son côté, le scénario PG2 « Industriel et ouvert » prévoit une croissance plus modérée sur le secteur routier (d'un facteur 2 environ, principalement d'ici 2035) mais développe davantage l'utilisation du gaz décarboné pour le transport maritime nécessaire au commerce international, tout en permettant aussi l'émergence accrue de solutions hydrogène en complément du GNV.

Dans les scénarios Perspectives gaz la mobilité est le seul segment où les consommations de gaz progressent, principalement tirées par l'essor du bioGNL, du GNL et de l'e-méthane pour le transport maritime de marchandises et de voyageurs (croisières, cabotage, traversée).

> *Le GNL s'impose comme le premier carburant alternatif (au fioul lourd) du transport maritime, avec une trajectoire de croissance confirmée.*

La demande mondiale en GNL marin devrait être multipliée par 11 entre 2025 et 2050 (de 4 à 45 mtpa), accompagnée par une croissance de la flotte propulsée au GNL (x3 entre 2020 et 2025). Les scénarios de référence (ABS, DNV, Bureau Veritas) projettent une part du GNL de 24 à 35 % du mix maritime mondial d'ici 2040. La France dispose d'atouts structurels uniques pour capter cette valeur : leadership européen en biométhane, champions industriels mondiaux (GTT, CMA CGM), réseau de grands ports sur deux façades maritimes, et tissu d'équipementiers navals compétitifs (GICAN).

L'essor du bioGNL et du e-méthane sous l'impulsion en France et en Europe de la réglementation (FuelEU Maritime, déclinée en France par le mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants - IRICC) vont plus spécifiquement jouer un rôle croissant pour décarboner le transport maritime.

France gaz maritime [10] estime que le potentiel du bioGNL pour la mobilité maritime soutée en France peut atteindre jusqu'à 24 TWh.

Cependant, le rythme de sortie des fossiles pourra être différent selon les deux scénarios des Perspectives gaz 2050.

[8] La part du BioGNV a d'ores et déjà atteint 56% du gaz consommé pour la mobilité lourde terrestre en 2025 – panorama du BioGNV – France Mobilité Biogaz.

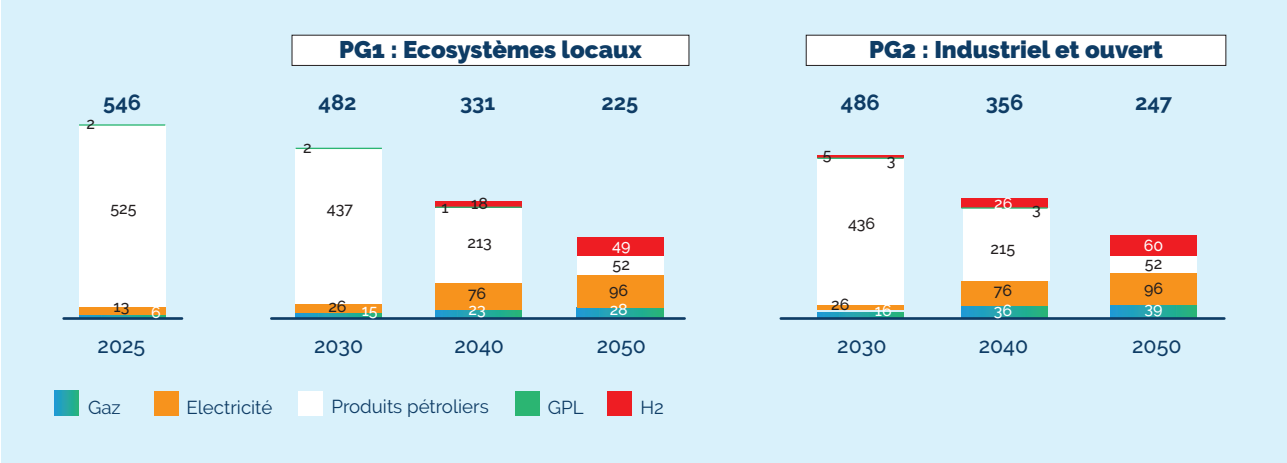
[9] La loi qui doit créer l'IRICC est toujours en attente d'examen au Parlement avant publication.

[10] France gaz maritime est la plateforme d'échange qui réunit les acteurs du monde maritime et les énergéticiens en charge du soutage de carburants durables.

Pour le transport routier, le bioGNV reste une option de décarbonation sur le long terme dépendante de la réglementation notamment européenne relative aux véhicules lourds thermiques.

En 2050, entre 28 et 39 TWh PCS de gaz totalement décarboné (bioGNL, e-méthane, bioGNV) seront dédiés à la mobilité lourde terrestre et maritime qui s'ajoutent à part conséquente d'hydrogène (entre 49 et 60 TWh).

Consommation finale par vecteur énergétique pour le secteur du transport (TWh PCS, 2025-2050)



Hypothèses retenues

Dans le cadre du scénario PG1, l'échéance de la réglementation CO_2 à 2040 est légèrement décalée dans le temps avec des effets intervenant réellement à l'horizon 2050. Le bioGNV reste ainsi une alternative de très long terme y compris pour la mobilité terrestre. En 2050, 55 % des bus et 45 % de camions lourds utilisent du BioGNV. Par conséquent, la part d'hydrogène mobilisée pour la mobilité lourde y est moins importante.

De son côté le scénario PG2 voit le point haut de la consommation de bioGNV en 2040 avec un léger décalage quant à l'arrivée sur le marché du développement massif de l'offre (compétitive) de poids lourds électriques

Les deux scénarios PG1 et PG2 intègrent le développement du gaz dans le maritime au travers de la mise en œuvre des capacités de soutage au gaz dans les ports français comme levier central. L'offre bioGNL (virtuelle ou ravitaillement physique) se développe plus rapidement dans le scénario PG2 dans les terminaux français grâce à des capacités de soutage plus importantes. Une partie des carburants dédiés à la décarbonation du transport maritime proviennent également de la production d'e-carburant (e-méthane produit à partir d'hydrogène renouvelable et de CO_2 recyclé).

Ainsi les deux scénarios conservent une part d'hydrogène (e-fuels) pour la mobilité.

La consommation de GPL dans le transport présente une dynamique propre. La flotte de véhicules GPL est actuellement en croissance et cette dynamique devrait continuer dans les prochaines années. Mais, il s'agit principalement de véhicules légers dont l'usage est voué à disparaître entre 2035 et 2050 au bénéfice des VE, en lien avec l'arrêt des ventes de moteurs thermiques en 2035. Pour la consommation de GPL dans la mobilité, les deux scénarios se distinguent donc principalement par la croissance du parc GPL atteinte d'ici à 2035, et qui dépend de la compétitivité du GPL à la pompe par rapport au diesel et à l'essence, et donc de la capacité d'amortissement pour l'utilisateur d'une bimotorisation essence et GPL.

LE SECTEUR PRODUCTION ÉLECTRIQUE

La production thermique sera décarbonée par les molécules renouvelables et bas carbone dont le biométhane.

Le gaz restera une énergie de modulation indispensable pour le système électrique y compris à l'horizon 2050 (comme le montre le scénario « gaz + » proposé par RTE dans le cadre de la mise à jour (en cours) de ses Futurs Energétiques).

Les batteries ne peuvent en effet apporter à date la flexibilité saisonnière répondant aux usages thermosensibles comme le chauffage. Les centrales à gaz sont ainsi le moyen de flexibilité qui reste le moins cher coté offre.

A noter, que l'appui des CCGT sera renforcé par le fait que la flexibilité apportée par le parc nucléaire sera mécaniquement réduite en 2050 par rapport à aujourd'hui, en proportion avec la baisse de la capacité du parc nucléaire. La capacité installée en centrale à gaz est de 9 GW en 2050.

Le besoin total en 2050 ressort à un peu plus de 30 TWh de CH_4 dans le scénario PG2 et 20 TWh dans le scénario PG1 en 2050. D'un point de vue méthodologique, cette consommation n'est pas dans la catégorie électricité.

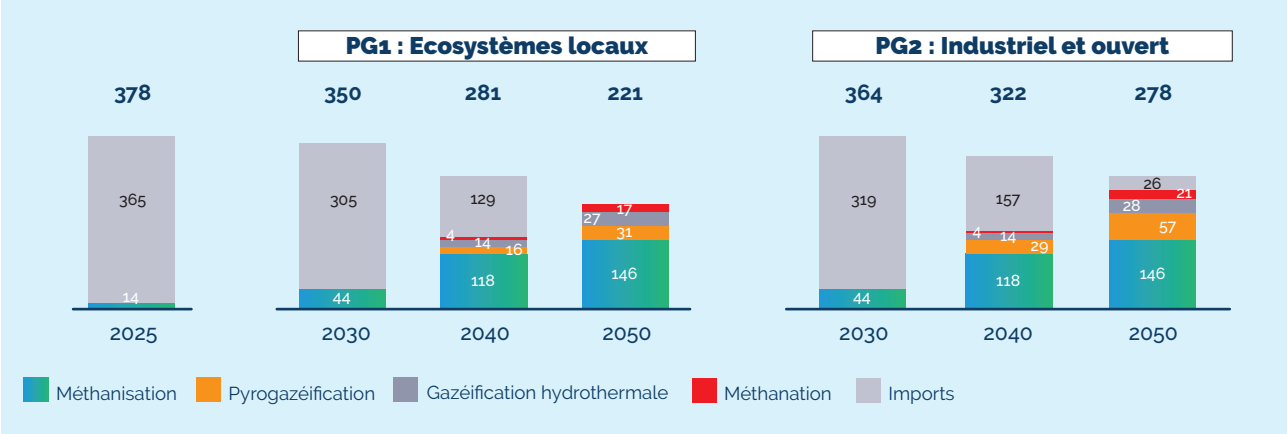


4. Le verdissement du système gaz : disponibilité du gisement et innovation technologique souveraine

Le verdissement du mix gazier sera complet à l'horizon 2050 et reposera sur une production locale de bioCH4, d'H2 et de biogaz liquides.



Trajectoire de production de CH4 en France métropolitaine (TWh PCS / an, 2025-2050)



L'atterrissage à 2050 entre les deux scénarios est différent, plus bas dans le cas du scénario PG1.

Dans les deux cas l'ensemble des gisements de méthanisation, pyrogazéification et gazéification hydrothermale sont utilisés.

Pour la méthanation, la capacité est estimée au regard de la trajectoire de volume en H2.

LA MÉTHANISATION UNE TECHNOLOGIE MATURE ET ÉPROUVÉE

La méthanisation est la filière de production de gaz renouvelable et bas carbone la plus mature en France. En juin 2026, **837 sites** de production du biométhane injectent dans les réseaux gaziers en France avec une capacité totale de 16,2 TWh/an. 151 nouveaux projets représentant 3,5 TWh/an sont entrés dans le registre ODRé lors du 2ème trimestre 2026, qui atteint ainsi une **capacité totale de 40 TWh/an en lien avec les objectifs de la PPE3**.

La méthanisation repose aujourd'hui sur la mobilisation de déchets agricoles, qui seront complétés demain par d'autres sources compatibles avec le retour au sol et les usages prioritaires (élevage, alimentation).

Les différents gisements mobilisables :

- **CIVE**
- **Résidus de culture**
- **Déchets méthanisables (STEP, décharges, déchets lipidiques, déchets alimentaires, autres déchets industriels, déchets verts)**

Le potentiel technique est désormais bien connu et largement documenté par des analyses publiques fortes en expertise.

Le scénario AFTERRES 2050 [11] récemment révisé (en mars 2026) estime ainsi que le potentiel méthanisable en France est de 172 TWh. Ce potentiel est réévalué par rapport aux dernières éditions 2022 et 2024 des Perspectives gaz.

Ressources	MtMS	TWh
CIVE	20.0	66.3
Résidus de culture	19,8	43,0
Effluents d'élevage	11.0	21,5
Herbes	11,1	27,7
Biodéchets	1,1	2,8
Déchet IAA	1.3	4.4
Boues de STEP	1.4	3,2
Déchets verts et fauches bord de route	1,6	3,5
TOTAL	67,3	172,4

Tableau 1. Récapitulatif des potentiels de ressources méthanisables en France, à l'horizon 2050

Source: Solagro

[11] Solagro-Afterres

Ce potentiel de 146 TWh permet donc de couvrir les besoins identifiés dans les deux scénarios PG1 et PG2.

Le développement de la filière méthanisation est soutenu à 2030 par la trajectoire d'injection dans les réseaux de distribution telle que définie par la PPE 3, à savoir 44 TWh. Pour 2035, la filière des gaz renouvelables et bas carbone estime que la fourchette haute indiquée dans la PPE 3, à savoir 85 TWh PCS est largement atteignable au regard des projets inscrits dans les registres et du potentiel de la filière, à condition que les pouvoirs publics prolongent et alignent les trajectoires des dispositifs de soutien avec cette cible [12].

Le dispositif extra budgétaire des Certificats de biogaz (CPB) mis en œuvre depuis le 01/01/2026 va permettre le financement des projets sur le long terme.

Au-delà de la production de gaz renouvelables la méthanisation permet de :

- **Rendre plus résilientes nos exploitations agricoles en leur garantissant des revenus complémentaires (et avec création d'emplois locaux)**
- **Réduire notre dépendance aux engrais importés grâce à la production du digestat**
- Produire une énergie renouvelables locale en valorisant les déchets du territoire
- Améliorer la souveraineté du pays (cf Baromètres des entreprises des gaz renouvelable et bas carbone)
- Développer une production de CO_2 biogénique utile pour des usages directs (agroalimentaire, boisson gazeuse), la méthanation et la production de e-carburants.

Grâce à un modèle agroécologique réfléchi associé au retour au sol, la méthanisation permet d'optimiser les quantités énergétiques issues de la biomasse agricole sans dégrader sa fonction essentielle pour couvrir les besoins alimentaires.

LES NOUVELLES FILIÈRES DE PRODUCTION SERONT AU RENDEZ-VOUS GRÂCE À LA MOBILISATION DE L'INNOVATION FRANÇAISE ET EUROPÉENNE

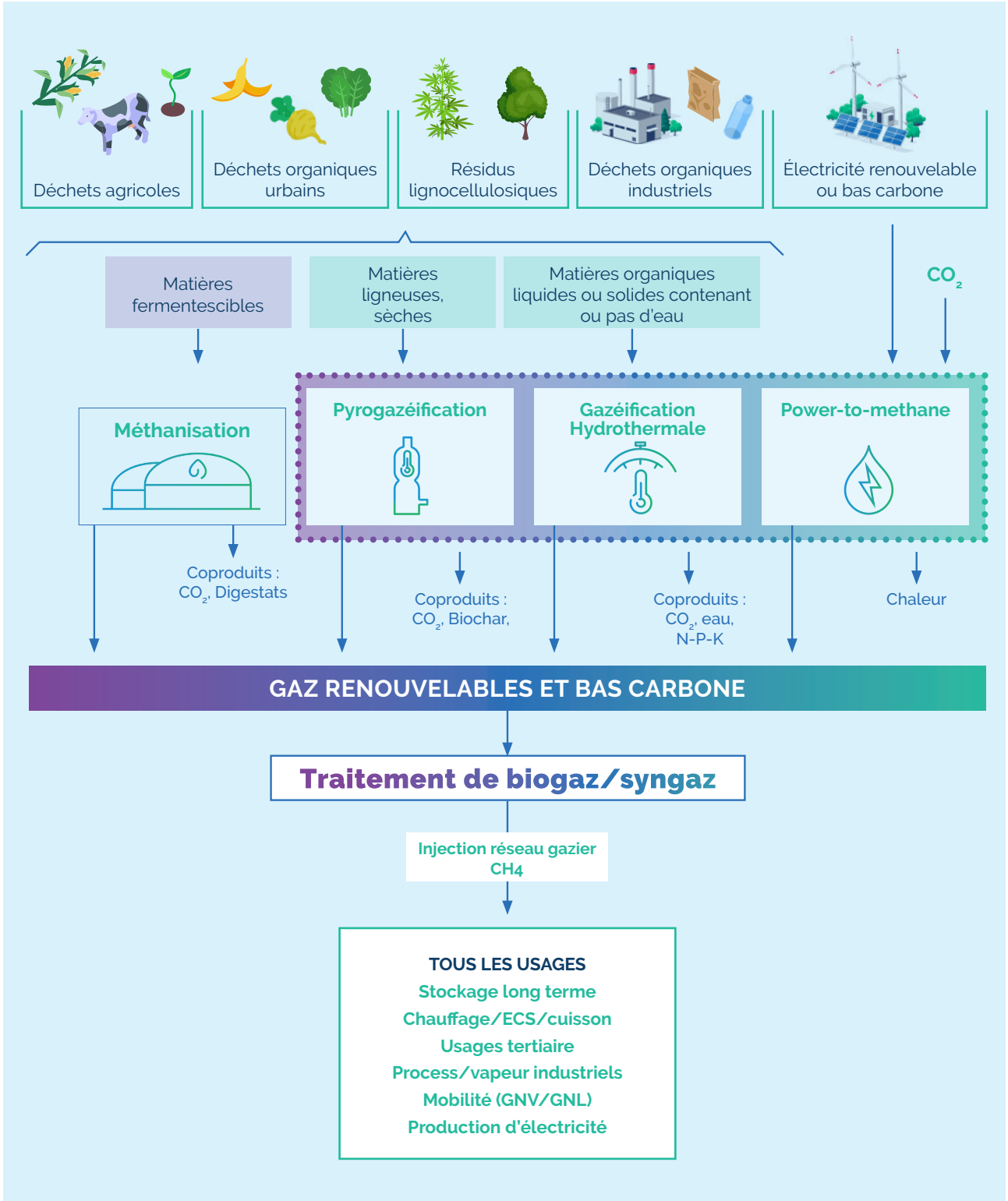
La production de gaz vert reposera aussi sur l'essor des nouvelles filières de production, les besoins de nouveaux usages (ex mobilité maritime) et les dispositifs de soutien (CPB, BPA, IRICC...).



[12] CF Communiqué de Presse, « Biométhane ; les projets du gouvernement compromettent les objectifs de la PPE3 en sacrifiant les projets agricoles », AAMF, FGR, SER, FG, le 6 juillet 2026

Nouveaux Systèmes Énergétiques
Comité stratégique de filière

Filières de production de gaz renouvelables et bas carbone



Source : CSF Nouveaux systèmes énergétiques

La pyrogazéification

La technologie de production de gaz renouvelables et bas carbone par pyrogazéification est un procédé thermochimique à haute température de conversion de résidus et déchets solides, en gaz injectable dans les réseaux gaziers existants. La transformation de ces déchets en gaz permet d'éviter les émissions de polluants (notamment particules fines) qui se produiraient en cas de valorisation énergétique par combustion directe, et de bénéficier des importantes capacités de transport, stockage et distribution des infrastructures gazières (au lieu de transporter ces déchets par la route par exemple). Il s'agit aujourd'hui d'une technologie éprouvée, comme en atteste par exemple le récent projet Perpetual Next3 qui a obtenu une subvention d'investissement de 30 % pour la construction de l'une des plus grandes installations de production de gaz vert aux Pays-Bas à partir de bois de récupération [13].

Plusieurs projets pilotes et démonstrateurs ont été mis en place ces dernières années en France, notamment dans le domaine de la valorisation des déchets agricoles et forestiers. Il est notamment possible de citer le projet Novéa basé à Saint Jean d'Illac qui valorise les déchets de bois et travaille à injecter dans le réseau de distribution de gaz.

Les gisements mobilisables :

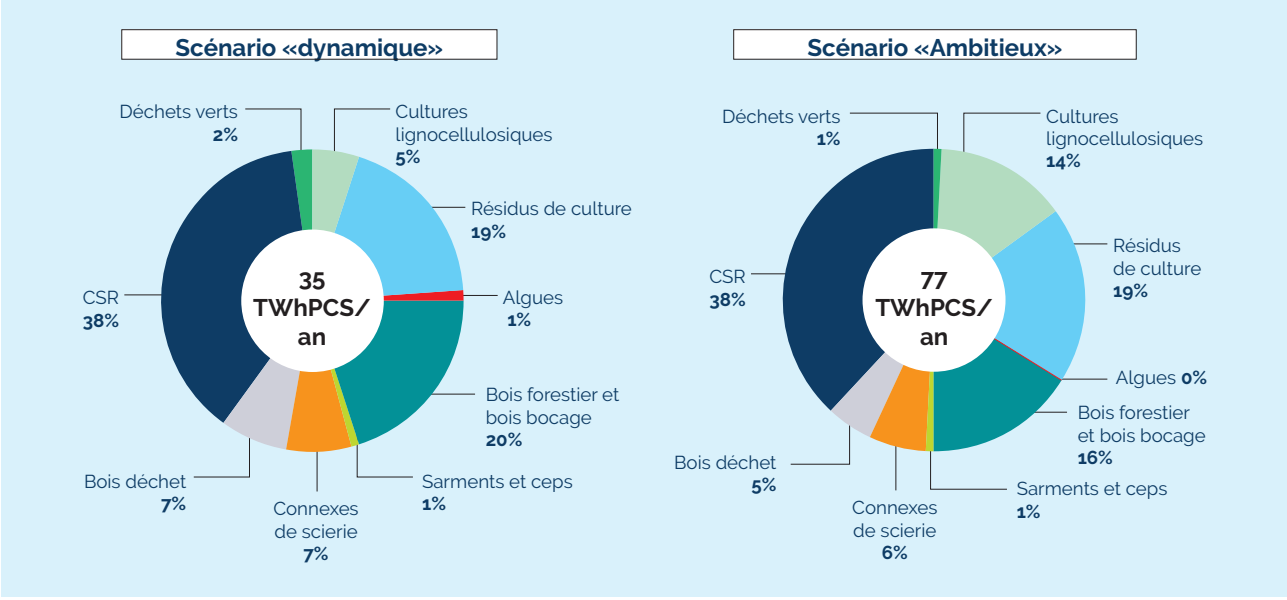
- des résidus ligneux de cultures, des cultures lignocellulosiques,
- des déchets de bois et des connexes de scierie
- CSR

La part des CSR va devenir de plus en plus non biogénique (du fait de l'amélioration du tri des biogéniques par les collectivités locales).

De leur côté, les volumes de Bois B pourront être mobilisés dans la totalité limitant les exportations vers l'étranger. Le tri de plus en plus performant devrait augmenter les volumes.

Selon les premiers résultats d'une étude actuellement conduite par l'ATEE [14], le gisement se situe entre 35 et 77 TWh PCS à l'horizon 2050 selon les types de déchets mobilisés.

Potentiel énergétique à l'horizon 2050 (TWh PCS / an)



Source : ATEE

L'ensemble de ces gisements pourront être mobilisés dans les deux scénarios de Perspectives gaz qui identifie les besoins de pyrogazéification à 31 TWh PCS dans le PG1 et 57 TWh dans le PG2.

[13] https://www.linkedin.com/posts/perpetual-next_eemsgas-biomethaan-groengas-activity-7463156771998715904-QIS5?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAADmVYABCyMUOb7AgySt0vklf7hB9oHbyDM

[14] ATEE / Setec environnement - Etude de gisement des filières de pyrogazéification et gazéification hydrothermale - Résultats provisoires

Gazéification hydrothermale

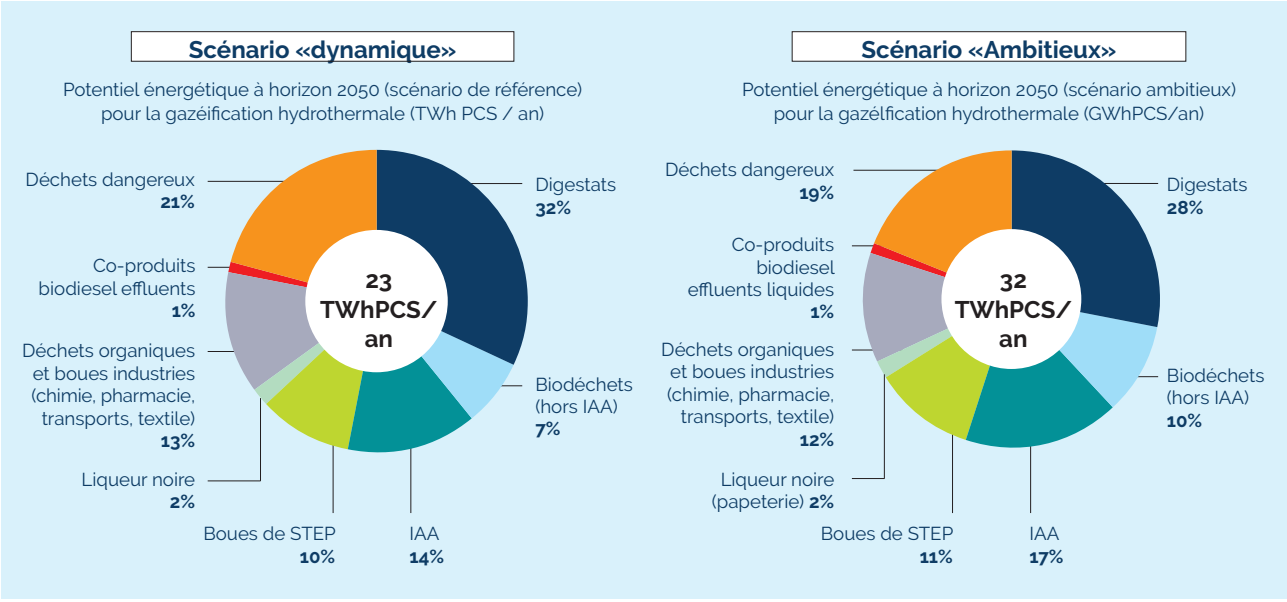
La Gazéification Hydrothermale (GH) est un procédé thermochimique à haute pression (210 à 350 bar) et haute température (360 à 700 °C) permettant de convertir des déchets organiques humides d'origine biogénique ou fossile en un gaz de synthèse riche en méthane, hydrogène et gaz carbonique pouvant être traité par épuration ou méthanation en un (bio) méthane de synthèse injectable dans le réseau gaz. Cette technologie présente deux intérêts majeurs :

- Offrir une solution de traitement à des déchets difficilement gérables autrement ; notamment, plusieurs travaux de recherche indiquent que la GH peut permettre de traiter les PFAS [15], substances chimiques particulièrement persistantes dans l'environnement en raison de la solidité des liaisons carbone-fluor qu'ils contiennent ;
- Transformer en énergie des intrants liquides généralement non considérés dans les études prospectives, et non utilisés par d'autres technologies, augmentant ainsi le potentiel de production d'énergie bas carbone. Par ailleurs, la gazéification hydrothermale peut aussi constituer un exutoire pour des digestats de méthanisation qui seraient produits dans des zones où les plans d'épandage arriveraient à saturation (dans un scénario de fort développement de la méthanisation).

Les principaux gisements mobilisables :

- Boues de Step
- Déchets organiques et boues industrielles (agroalimentaire, chimie, pharmacie, transport, textiles...)
- Biodéchets
- Déchets dangereux
- Digestats (selon contraintes d'épandage)

Les résultats provisoires en matière de gisement identifié par l'ATEE dans le cadre d'une étude actuellement menée avec le cabinet Setec, se situe entre autour de 30 TWh à l'horizon 2050 en lien avec les besoins identifiés par les PG1 (27 TWh PCS) et PG2 (28 TWh PCS).



Source : ATEE - résultats provisoires

[15] Conférence Pollutec Lyon 9 octobre 2025

Power-to-methane

Le Power-to-methane consiste à utiliser de l'électricité, en période d'excédent de production, produite par les énergies renouvelables électriques non pilotables pour produire de l'hydrogène et le combiner avec du CO_2 biogénique (par exemple issu de méthaniseurs) et ainsi obtenir des molécules de méthane décarboné (e-méthane, notamment encouragé par un cadre réglementaire favorable dans le maritime). Même si des efforts de R&D sont encore nécessaires pour optimiser le Power-to-methane est une technologie opérationnelle dès aujourd'hui. Evolen, association française d'entreprises et professionnels au service des énergies, a recensé en janvier 2026 plus de 25 projets de Power-to methane en Europe – dont plus d'une dizaine sont déjà en service, avec notamment deux projets en service en France : Denobio, projet unique au monde qui repose sur la production anaérobique de e-méthane et Pau'wer to gas à Pau-Lescar depuis mai 2026 – et près de 15 projets dans le monde.

En termes de débouchés, le e-méthane est appelé à figurer parmi les carburants décarbonés qui seront utilisés par le transport maritime.

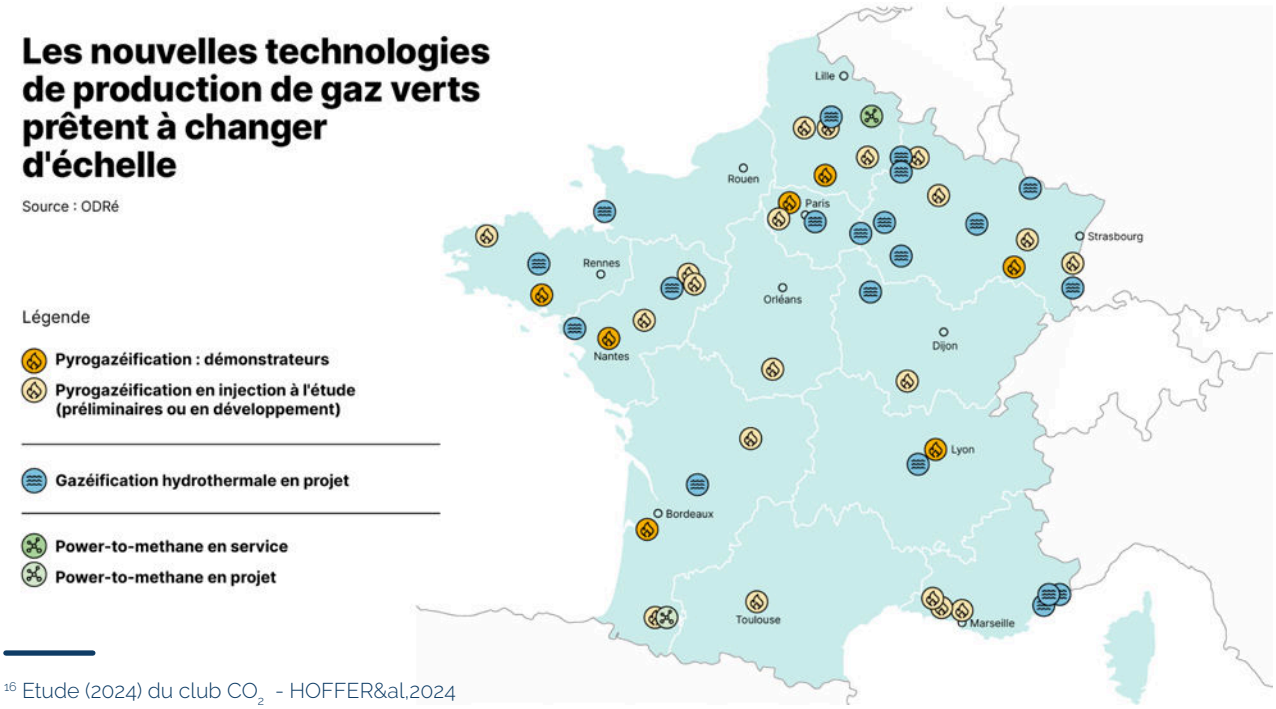
La disponibilité d'une électricité peu onéreuse à certaines heures est déjà une réalité. Dans une perspective de développement des gaz renouvelables et bas carbone, il est également possible d'anticiper une disponibilité suffisante de CO_2 biogénique.

En effet, bien qu'ils représentent un potentiel diffus (sites de taille limitée et dispersés), les sites de production de gaz renouvelables et bas carbone ont des coûts de mobilisation parmi les plus compétitifs, car le CO_2 qu'ils produisent présente un haut niveau de pureté, juste après les « gros émetteurs » de CO_2 pur (sites de production de biocarburants)[16].

De son côté, Artelys pour le compte de l'ATEE a produit une étude complète qui montre la contribution potentielle du Power-to-methane au système énergétique en identifiant :

- Les flexibilités que cette filière pourrait apporter par le déplacement géographique et temporel de la consommation électrique. Dans certaines configurations territoriales, la méthanation pourrait permettre d'éviter des coûts de renforcement de réseau électrique et de capacité d'échange sur le réseau de transport ;
- Les investissements réseaux potentiellement évités par la limitation des appels de pointe ;
- Les gains de maintenance permis sur la réduction de modulation imposée aux centrales nucléaires (Perspectives d'Avenir de Natran et Teréga, volet H2)
- Et les capacités pertinentes à déployer dans une approche systémique gaz-électricité.

Le potentiel de production de e-méthane par méthanation estimé est **entre 31 et 38 TWh à l'horizon 2050**[17] ce qui est en phase avec le potentiel retenu dans Perspectives gaz (17 TWh pour le PG1 et 21 TWh pour le PG2).



[16] Etude (2024) du club CO_2 - HOFFER&al,2024

Comme évoqué plus haut, le potentiel de méthanation dans les PG est fonction des trajectoires de volumes d'hydrogène.

LA SUBSTITUTION TOTALE DU GPL PAR DES BIOGAZ LIQUIDES PRODUITS EN FRANCE ET DANS L'UE

Une étude de l'ensemble des procédés de production de biogaz liquides, de leur maturité et de la disponibilité des intrants a été conduite à l'échelle européenne par Liquid Gas Europe [18]. Elle confirme la disponibilité des intrants nécessaires pour couvrir l'ensemble des besoins du marché européen à 2050, et notamment en France. Les Perspectives gaz prévoient ainsi la décarbonation de l'ensemble des usages GPL en 2050.

Les biogaz liquides sont des molécules identiques ou similaires au GPL (gaz butane ou propane), mais produites à partir de ressources renouvelables et bas carbone. Il peut s'agir de bioGPL (propane et/ou butane renouvelable) ou de diméthylether renouvelable (rDME). Le rDME peut être utilisé à la fois mélangé au GPL ou en remplacement du GPL, sans modification majeure des équipements et appareils utilisés.

Co-production de bioGPL

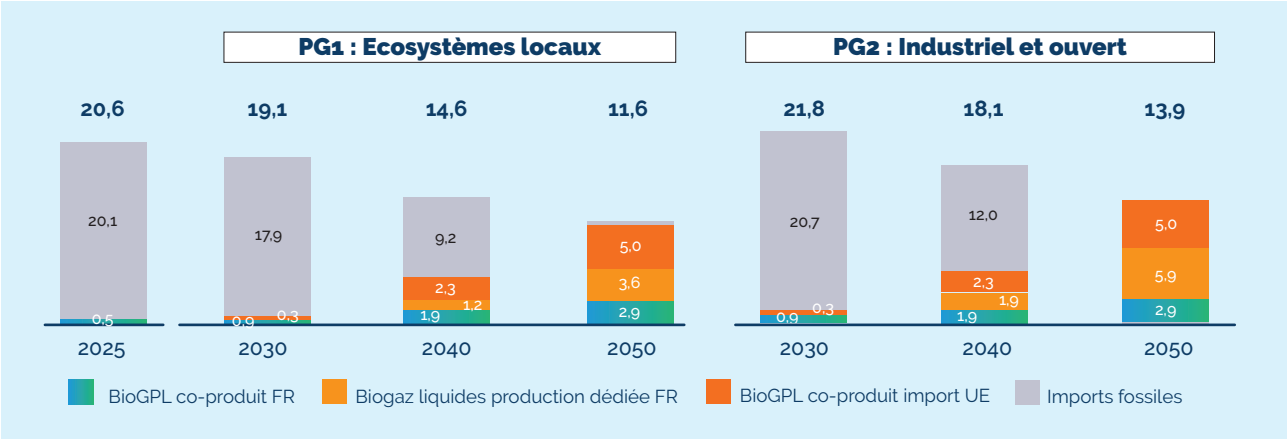
Les bioGPL, sont des co-produits systématiques de la production de certains biocarburants ou biocombustibles plus lourds. En effet, la plupart des procédés qui visent à produire du diesel renouvelable ou des Carburants Aviation Durables (CAD) produisent systématiquement entre 5% et 10% de bioGPL, qui peut être distribué et utilisé de manière équivalente au GPL conventionnel.

Le plus développé de ces procédés est l'hydrotraitement (souvent qualifié de procédé HVO pour Hydrotreatment of Vegetable Oil), qui utilise comme intrants des huiles vierges ou des huiles et graisses recyclées. La production actuelle de bioGPL provient de bioraffineries HVO dédiées ou de raffineries de pétrole conventionnelles ayant également une production de diesel renouvelable ou CAD à partir d'huiles biogéniques.

Les autres technologies de production de CAD en développement vont également produire d'autres biocarburants et du bioGPL de manière minoritaire, en s'appuyant sur la conversion d'alcools, de gaz de synthèse issu de biomasse, d'hydrogène bas carbone et de CO_2 capté. Le nécessaire développement de la production de CAD va constituer naturellement des sources de bioGPL sans recourir à des quantités d'intrants supplémentaires.

Production dédiée de biogaz liquides

La production de biogaz liquides est également possible par des procédés dédiés, en s'appuyant sur un éventail de procédés. Ceux-ci se trouvent à des degrés de maturité divers qui permettent d'envisager leur contribution à partir de 2035. Ils bénéficient de la dynamique positive sur d'autres procédés de production de carburants bas carbone et s'appuient sur des intrants diversifiés (biomasse, éthanol, méthanol renouvelable, gazéification).



[17] Etude ATEE / Artelys Intérêt territorial du Power-to-methane - résultats provisoires

[18] Une revue des procédés et de leur potentiel au niveau européen a été établie par Liquid Gas Europe: https://www.liquidgaseurope.eu/resource/outlook-for-the-production-of-renewable-liquid-gases-in-2040-and-2050/

H2 ET CO_2 : LES ÉVOLUTIONS ATTENDUES

Production

La production d'hydrogène se développe en lien avec la demande du secteur industriel (entre 105 et 138 TWh PCS au total selon les scénarios).

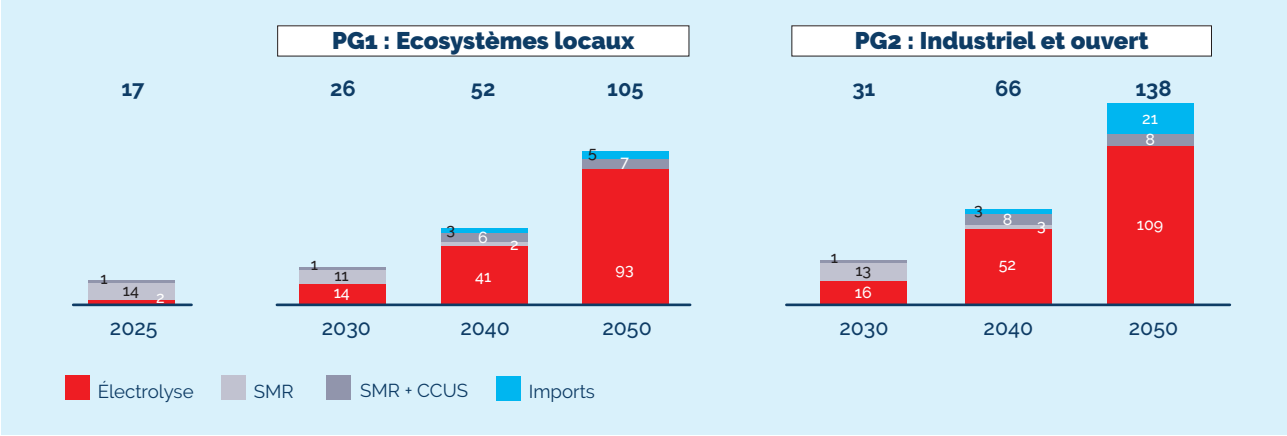
La croissance de la production repose essentiellement sur l'électrolyse pour atteindre 93 TWh dans le scénario PG1 et 109 TWh dans le scénario PG2.

Le rythme d'adoption est plus lent dans le scénario PG1 où la relance industrielle est moins grande (avec 2 GW d'installé en 2030 et 10 GW en 2050).

Dans le scénario PG2, l'électrolyse s'impose plus vite au travers de grands projets stratégiques dans l'industrie ou la production d'ammoniac ou de E-fuels).

Dans les deux scénarios, une part d'importation reste envisagée. Dans un premier temps par voie maritime sous forme d'ammoniac et ensuite via les réseaux et notamment BarMar lorsqu'il sera achevé.

La production d'H2 (hors co-produit) en France métropolitaine (TWh PCS / an, 2025-2050)





© SCW Systems 2025

Les besoins en infrastructures

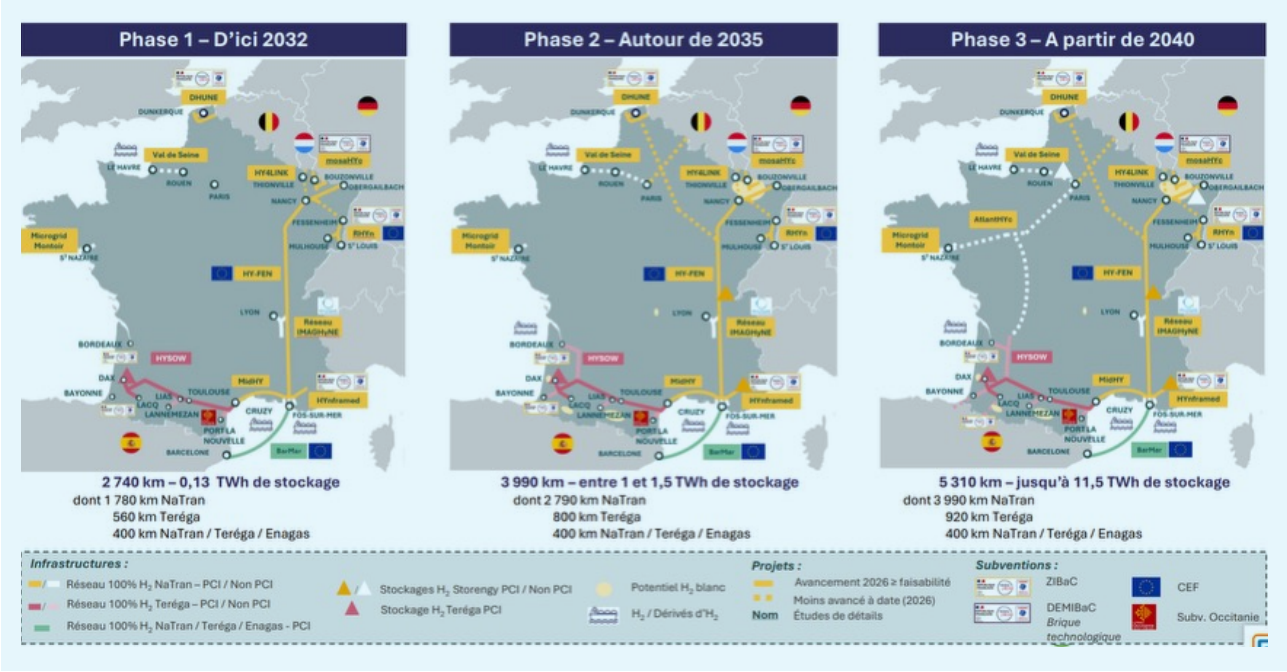
Les infrastructures de transport seront composées de nouveaux réseaux dédiés et de réseaux de CH4 convertis.

En outre, une étude NaTran-RTE-Storengy publiée en 2023 (et complétée en 2025 à l'échelon de la Région Auvergne Rhône-Alpes) a confirmé l'intérêt de développer des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène mutualisées pour optimiser le système électrique et la décarbonation de l'industrie dans le cas d'une production issue d'électrolyseurs fonctionnant de manière flexible.

Les illustrations ci-dessous issues des travaux de Natran et Teréga [20] montrent les évolutions des infrastructures à venir.

[20] Perspectives d'avenir, juillet 2026

Schéma Directeur H2 - Scénario Central
Perspectives de structurations des infrastructures d'hydrogène dans les prochaines années



Source : Perspectives d'avenir Natran, Teréga

Le CO_2

Le CO_2 est une filière émergente qui suscite un fort intérêt. Deux dynamiques cohabitent avec le CO_2 capté auprès des grands sites industriels et le CO_2 biogénique utile à la production de carburants durables notamment (ou en substitution d'autres usages).

Tout d'abord, **le développement des technologies de captage, transport et stockage de CO_2 (CCS)** qui interviennent essentiellement pour venir décarboner des secteurs industriels qui sont dans l'incapacité technique de décarboner leurs procédés. Le secteur du ciment étant très fortement concerné.

En complément, les opérateurs d'infrastructure de transport développent une stratégie nationale de dimensionnement d'infrastructures pour faciliter les stockages offshore en Mer du Nord (voire on shore).

Natran et Teréga ont récemment dévoilé dans les travaux Perspectives d'avenir que les besoins identifiés et projetés impliquent le développement d'un réseau qui pourrait atteindre près de 1800km autour de 2035-2037.

En complément, les terminaux méthaniers d'Elengy ou de Dunkerque LNG offriront des solutions d'exportation des molécules vers des zones de stockage géologique permanent, principalement situés en Mer du Nord.

Le CO_2 biogénique est le CO_2 issu de la dégradation de la biomasse

Ainsi, la production de biométhane induit la production d'un CO_2 biogénique comme co-produit issu de l'épuration du biogaz au moment de l'injection. La valorisation de ce CO_2 se développe et dépend des opportunités offertes par l'écosystème local. Elle sera une composante des efforts en matière de neutralité carbone de la France.

5. Les Perspectives gaz : un gain économique pour la France

Pour la première fois, l'édition 2026 des Perspectives gaz a complété l'analyse prospective de la trajectoire offre/demande à 2050, par une quantification économique des orientations retenues.
Le cabinet E-Cube a ensuite enrichi cette vision d'une analyse comparée des systèmes gaz et électricité à l'aune de la référence proposée par les pouvoirs publics avec la SNBC 3, publiée le 15 juillet 2026.

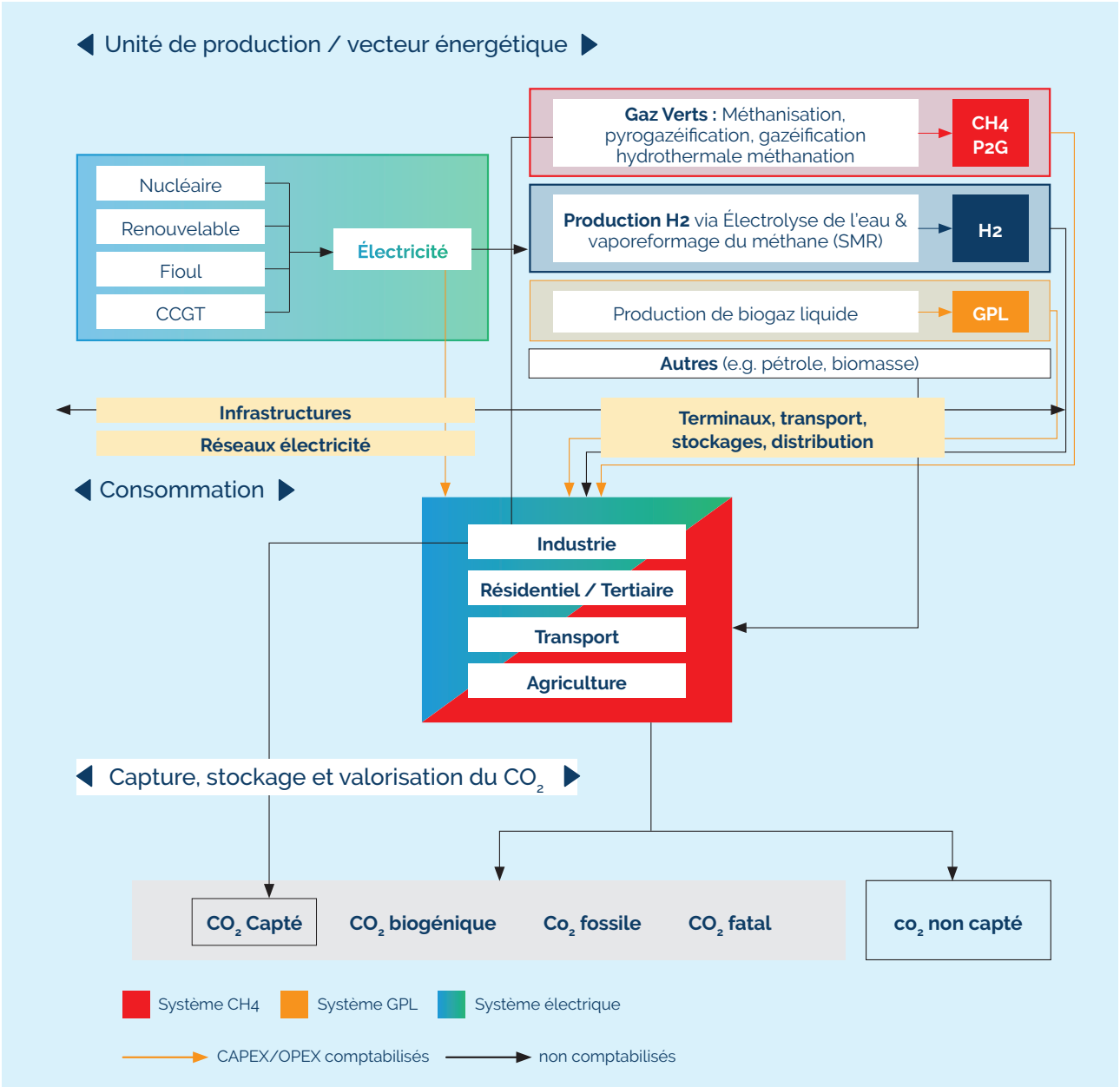


QUEL EST LE BILAN ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS PG1 ET PG2 ?

Le chiffrage des Perspectives gaz repose sur un périmètre qui inclut les systèmes gaz (CH4 et GPL) et électriques, et les investissements liés aux segments : production de l'énergie, besoin des infrastructures et consommation soit :

- Les investissements nécessaires aux déploiements des capacités de production CH4 et électriques dans chacun des scénarios considérés [21]
- Les investissements nécessaires aux infrastructures de transport, de distribution et de stockage pour les systèmes CH4 et électriques
- Les investissements nécessaires aux actifs de consommation (systèmes de chauffage (chaudières, PAC, convecteurs…) et équipements industriels)

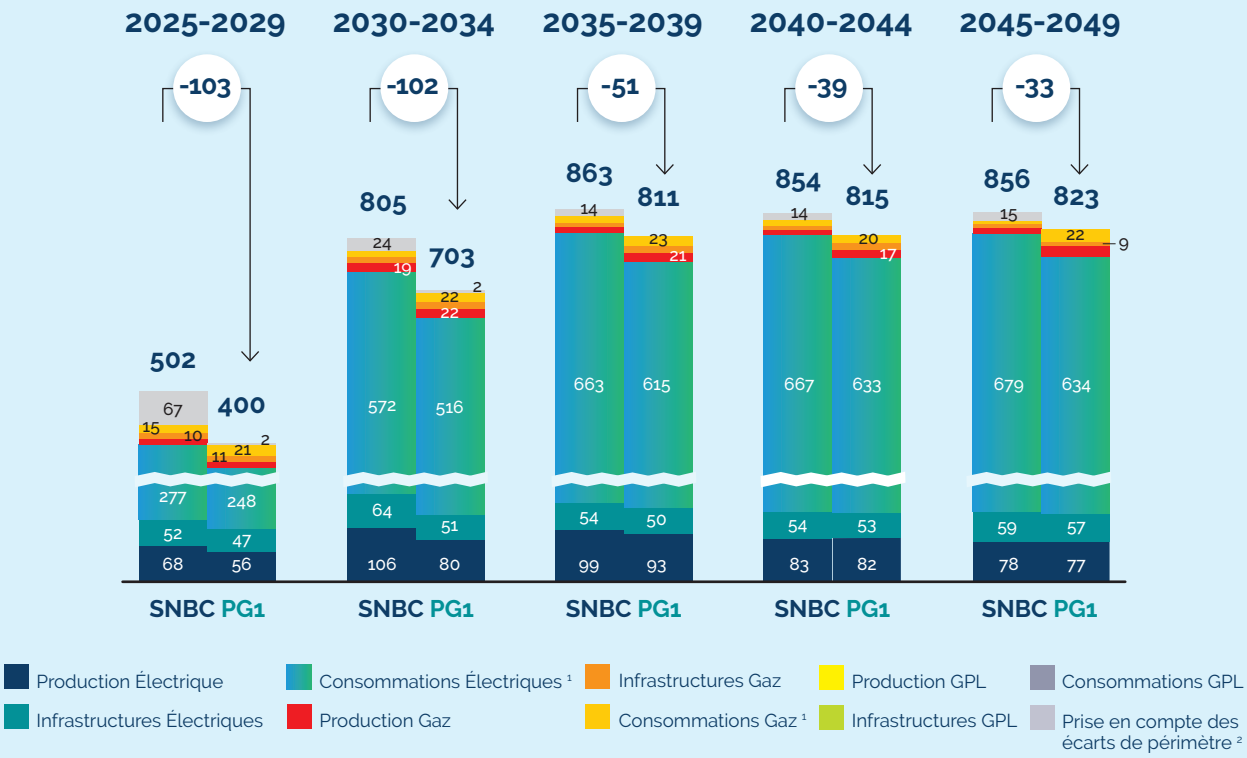
Les investissements étudiés



[21] Pour l'électricité, l'analyse prend en compte les évolutions inscrites dans la PPE 3 (pour les ENR) et les futurs énergétiques 2050 (version actualisée) de RTE

Comparaison avec le scénario PG1 Ecosystèmes locaux

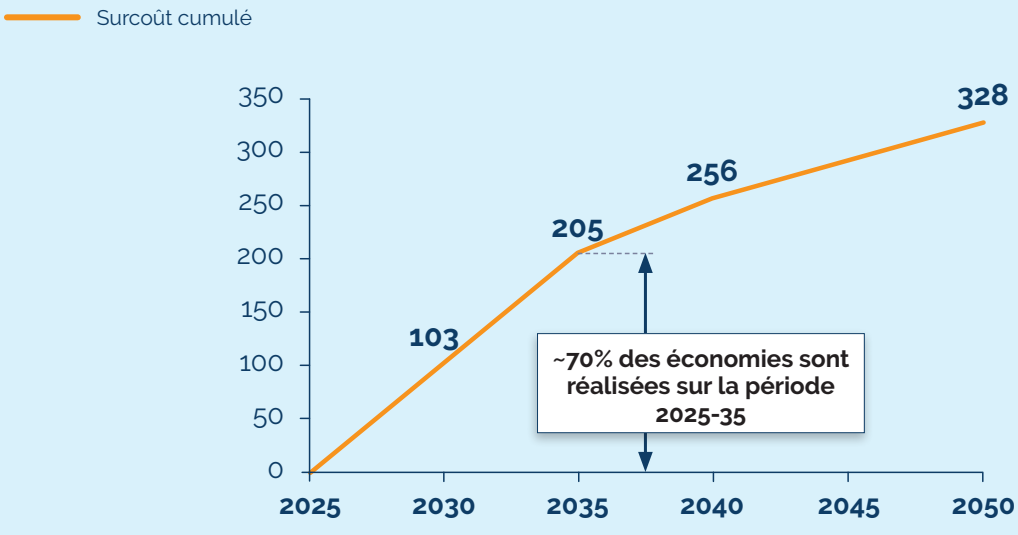
Trajectoires d'investissement (en Mds€ 2026)



¹ Dans consommation ont été comptabilisés tous les équipements de chauffage, de mobilité et ceux pour l'industrie

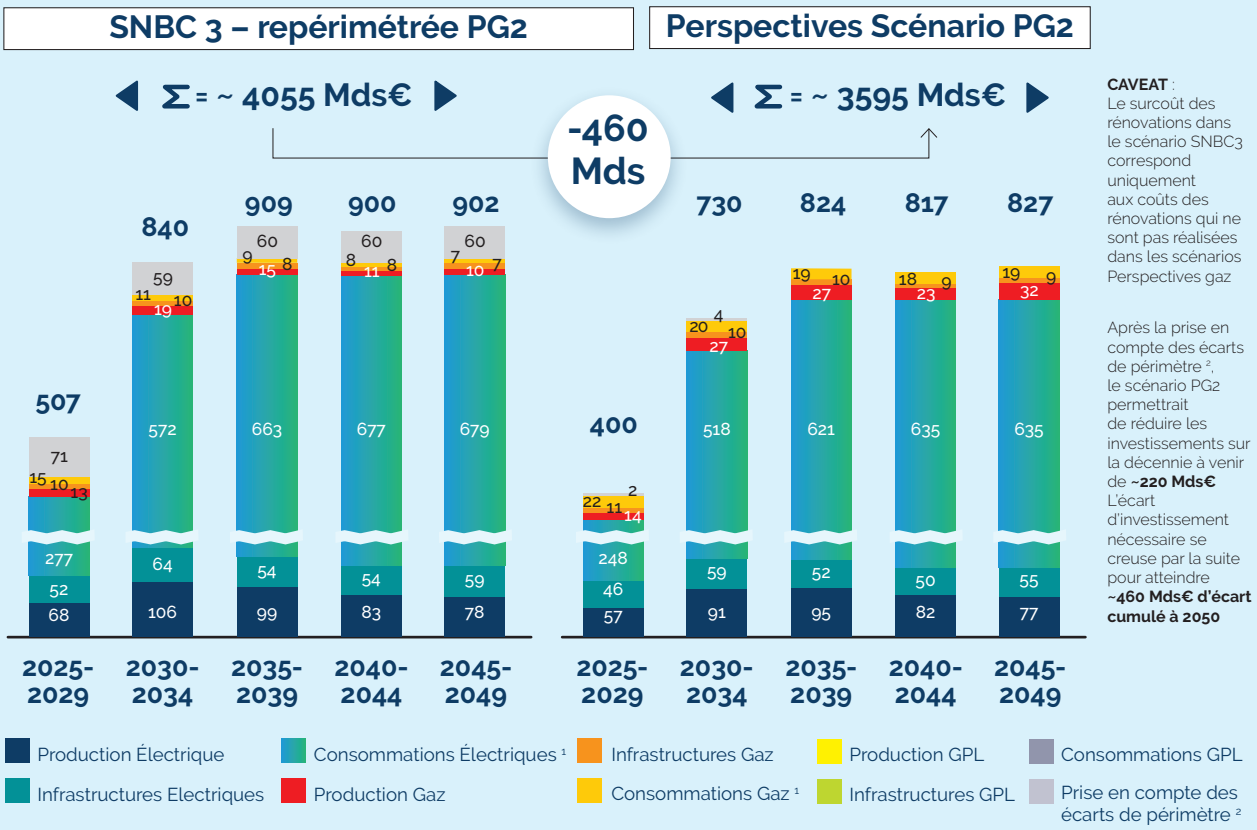
² Quantification du delta de CAPEX entre les scénarios dû aux hypothèses suivantes : différence de flotte VUL/PL et ventes annuelles, différence du nombre de rénovations annuelles, différence de développement du réseau de chaleur urbain en France

Surcoût d'investissement cumulé de la SNBC par rapport au scénario France gaz (en Mds€ 2026)



Comparaison avec le scénario PG2 Industriel et ouvert

Trajectoire d'investissements pour les systèmes électriques, gaz et GPL (Mds€2026 ; 2025-31/12/2049)



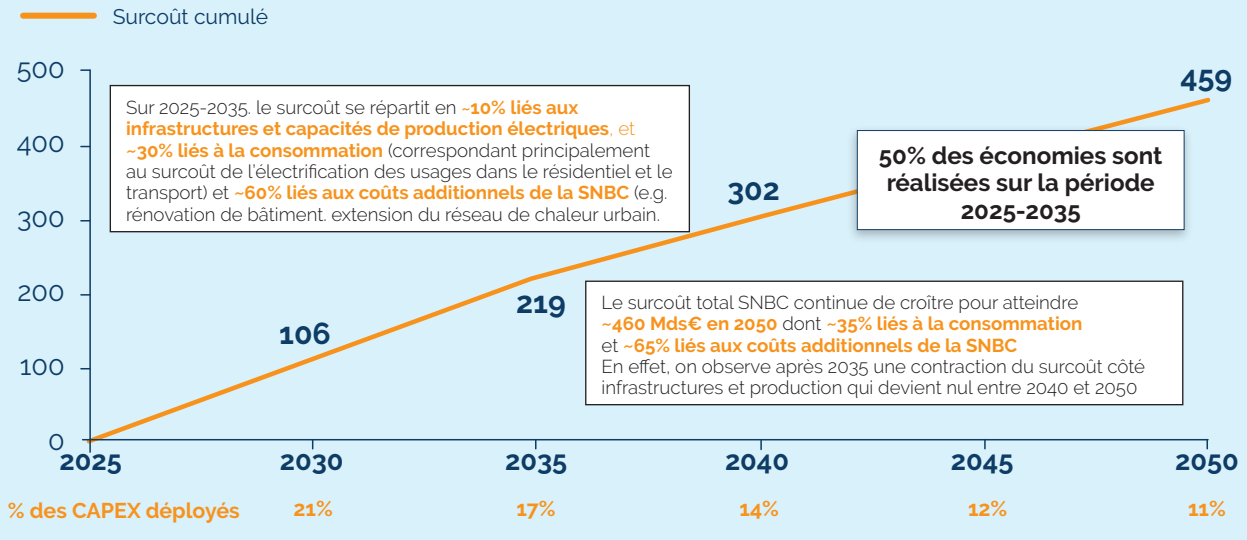
CAVEAT : Le surcoût des rénovations dans le scénario SNBC3 correspond uniquement aux coûts des rénovations qui ne sont pas réalisées dans les scénarios Perspectives gaz

Après la prise en compte des écarts de périmètre ², le scénario PG2 permettrait de réduire les investissements sur la décennie à venir de **~220 Mds€** L'écart d'investissement nécessaire se creuse par la suite pour atteindre **~460 Mds€ d'écart cumulé à 2050**

¹ Dans consommation ont été comptabilisés tous les équipements de chauffage, de mobilité et ceux pour l'industrie

² Quantification du delta de CAPEX entre les scénarios dû aux hypothèses suivantes : différence de flotte VUL/PL et ventes annuelles, différence du nombre de rénovations annuelles, différence de développement du réseau de chaleur urbain en France

Surcoût d'investissement cumulé de la SNBC par rapport au scénario France Gaz « Industriel et ouvert » (en Mds€ 2026)



Quels sont les enseignements ?

Tout d'abord, les travaux montrent que la proposition faite dans la SNBC 3 a un coût considérable. Le mur d'investissement avoisine les 4 000 Mrds d'euros d'ici 2050 dont 2 000 Mrds d'euros (soit 50%) proviennent de la décarbonation (pertinente) de la mobilité au travers des véhicules électriques (achat de véhicules, renouvellement de flottes et déploiement des infrastructures).

La comparaison du coût de la SNBC 3 avec le poids économique associé aux deux scénarios PG1 et PG2 indique que les Perspectives gaz permettent de réaliser une économie globale allant de 330 à 460 milliards d'euros jusqu'en 2050 (soit près de 10% du total).

La moitié des économies réalisées par les Perspectives gaz interviennent très rapidement, dans les dix prochaines années, entre 2025 et 2035.

Cette économie est majoritairement liée aux investissements consentis en matière de consommation, pour 30% (ce qui correspond principalement au coût de l'électrification des usages dans le résidentiel et le transport), les infrastructures et les capacités de production interviennent mais dans une moindre mesure (à hauteur de 10%).

En outre, la SNBC3 embarque un plus grand nombre de rénovations annuelles à très court terme (~+250 000 rénovations/an d'ici à 2030, qui se prolonge ensuite dans la durée) et un déploiement des réseaux de chaleur plus important (+30 TWh d'ici 2050).

Comment ce poids économique se traduit sur la facture du client final ?

La transition énergétique aura un coût certain et non négligeable pour les consommateurs (entreprises, industrie et ménages). L'enjeu est de déployer à la fois un cadre acceptable pour les ménages français et garant du maintien de la compétitivité de notre industrie.

En avril dernier, Rexecode a déjà pointé que la trajectoire de décarbonation actuelle suppose un effort d'investissement supplémentaire de l'ordre de plus de 80 milliards d'euros par an, soit 2,5 à 3% du PIB [22] .

Les Perspectives gaz proposent une autre voie de la décarbonation du mix énergétique permettant de réduire ce coût en mobilisant les atouts d'un système gaz décarboné. Le découplage entre les volumes de consommation et le nombre de clients permet de conserver la mise en œuvre d'une transition au bénéfice du consommateur. 90% des économies réalisées dans le cadre des investissements CAPEX seront gagnées par le consommateur.

Ainsi, il a été estimé par le cabinet E-Cube, lors de la comptabilisation de la différence de coût entre les gaz verts et leurs équivalents fossile [23], que la facture des ménages pourra augmenter mais restera maîtrisée, principalement grâce aux gains d'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation annuelle des foyers et ce même si le coût de la molécule, qui va basculer d'un monde fossile à une production décarbonée devrait augmenter.

Tout en étant à coûts complets cumulés d'ici 2050 à un niveau légèrement inférieur ou égal à la SNBC 3 (de l'ordre de 6 000 Mrds€), **les scénarios Perspectives gaz permettent un meilleur lissage dans le temps de l'effort (réduction des investissements à court terme).**

Ils profitent davantage à l'économie locale et au monde agricole à plus long terme, grâce au développement accru des filières locales de production de gaz vert mais aussi à un recours moindre à l'importation de technologies et matériaux nécessaires à l'électrification des usages.

[22] Rexecode - Document de travail du 16 avril 2026 : Une nouvelle ambition pour le climat : produire en France pour décarboner le monde

[23] NB : E-Cube a calculé le différentiel de coût pour la molécule pour le bioCH4 vs CH4

[24] Avenir des infrastructures gazières à 2050, Rapport 2026 et Rapport 2023 - CRE



Impact en matière d'infrastructures

A l'instar des conclusions de la Commission de régulation de l'énergie indiquées dans les deux volets 2023 et 2026 du Rapport sur l'Avenir des infrastructures gaz, les Perspectives gaz ont conservé le dimensionnement actuel des infrastructures, à savoir un réseau de transport identique (~37 000 km), un réseau de distribution (~212 000 km), en légère extension pour l'accueil du gaz vert et une capacité de stockage (~130 TWh) maintenus jusqu'en 2050, complétés par des terminaux d'importation de GNL qui seront utiles en 2050 et au-delà pour maintenir a minima le transit de gaz vers le reste de l'Europe et pour accueillir le transit de nouvelles molécules (H2 et CO_2).

Aucune évolution majeure n'est à noter en dehors de la reconversion du site de Fos Tonkin et d'ajustements à la maille locale sur le réseau de distribution qui va par ailleurs subir une légère extension pour l'accueil du biométhane produit dans les territoires.

Les infrastructures gazières seront donc toujours indispensables au système énergétique français en 2050, malgré une décroissance des consommations, liée principalement aux travaux d'efficacité énergétique.

En conclusion

Les Perspectives gaz démontrent que développer les gaz renouvelables est une véritable opportunité pour la France.

Cela permet de conjuguer baisse des coûts, résilience, souveraineté et atteinte de la neutralité carbone à 2050.

Les opportunités sont énergétiques au travers d'une **trajectoire de décarbonation plus résiliente qui s'appuie sur plusieurs vecteurs énergétiques complémentaires**

- Une **production qui peut devenir presque intégralement locale** réduisant la dépendance du pays aux importations d'énergie et développant un tissu local, largement implantée dans les territoires
- Une **production de gaz portée principalement par la méthanisation, technologie mature, et complétée par des filières nouvelles de production porteuses d'innovations**
- **Une souveraineté technologique renforcée, réduisant la dépendance aux équipements importés et leur empreinte carbone.**

Enfin, les Perspectives gaz libèrent 330 à 450 milliards d'euros d'options financières intéressantes pour accomplir la transition énergétique de façon inclusive et acceptable socialement en s'appuyant sur des infrastructures amorties et résilientes et un niveau d'investissement (CAPEX) raisonnable pour décarboner le mix gazier.

Annexe
Sources

Programmation pluriannuelle de l'énergie, Ministère de la transition écologique, 13 février 2026

Stratégie nationale bas carbone 3, Ministère de la transition écologique, 15 juillet 2026

RTE Futurs énergétiques 2050, octobre 2021 et compléments – en cours de consultation

ATEE : Gisement Gazéification hydrothermale et Pyrogazéification (SETEC), résultats provisoires

ATEE / Artelys, L'intérêt territorial du Power-to-methane, 2026

COENOVE / Artelys, Perspectives 2030 : Étude sur la pertinence d'un mix équilibré de production de chaleur résidentielle intégrant plus de gaz vert et de solutions hybrides, novembre 2025

Izy by EDF - Quel choix de travaux pour une rénovation énergétique ?

CRE – Rapport sur l'Avenir des infrastructures à 2050, mai 2023 et juillet 2026

France gaz maritime / FTI consulting : Feuille de route de la décarbonation du transport maritime en France en 2050

CEREN : Analyse du potentiel d'électrification des procédés techniques industriels, juin 2026

ALLICE : Potentiel d'hybridation dans l'industrie, 2026

Natran, Teréga : Concertation, CH4, H2, CO_2 : perspectives d'avenir 2035, juillet 2026

Liquid Gas Europe : Outlook for Renewable Liquid Gas in Europe, Supply Scénarios 2040 - 2050

Frontier Economics : The role of renewable liquid gases in europe's energy transition – pathways, benefits, and policy priorities for scaling up

France Gaz Liquides : Disponibilité des gaz liquides bio et renouvelables à l'horizon 2035

France Gaz Liquides x ABCKPI & Mines ParisTech : L'énergie dans la ruralité



Perspectives gaz 2050

Édition 2026

Remerciements

Comité de pilotage

- *Aurélien Lecaille,* ***NaTran***
- *Sébastien Boiteux,* ***GRDF***
- *Emilie Mauger,* ***Teréga***
- *Audrey Galland,* ***France Gaz Liquides***
- *Emmanuel Mannooretonil,* ***Butagaz***
- *Hugues de Peufeilhoux,* ***Engie***
- *Stéphane Andrieu,* ***Gaz et Territoires***
- *Vincent Picand,* ***TotalEnergies***
- *Philippe Genillon,* ***Elengy***
- *Sébastien Martinez,* ***Storengy***
- *Olivier Heurtin,* ***Dunkerque LNG***

Appui stratégique : E-Cube

Francegaz

francegaz.fr France gaz @FrancegazFR @francegaz