

POUR APPROFONDIR
Scénarios

Description des scénarios utilisés pour l'étude et de leur adaptation à l'évolution de la consommation observée

SOMMAIRE

| | |
|--|----------|
| 1. Un historique de consommation en baisse | 2 |
| 2. De nouveaux objectifs gouvernementaux..... | 3 |
| 3. Rappel des scénarios | 3 |
| 3.1. Hypothèses de consommation des différents scénarios..... | 5 |
| 3.2. Hypothèses de production des différents scénarios | 6 |
| 3.3. Hypothèses de transit | 6 |
| 4. Mise à jour des scénarios pour cette étude | 7 |
| 4.1. Annexe : Détail des scénarios par secteur | 8 |
| 4.2. Bâtiment | 8 |
| 4.2.1. Secteur résidentiel..... | 8 |
| 4.2.2. Secteur tertiaire | 9 |
| 4.3. Secteur industriel | 10 |
| 4.4. Production d'électricité..... | 12 |
| 4.5. Secteur de la mobilité..... | 14 |
| 4.6. Production de gaz renouvelables et bas carbone | 15 |
| 4.7. Transit international et utilisation des interconnexions..... | 18 |

1. Un historique de consommation en baisse

Cette nouvelle étude est publiée à la lumière des enseignements de la crise énergétique et des nouvelles tendances de consommation de gaz. En effet, depuis 2021, la consommation de gaz en France a structurellement diminué pour s'établir à 350 TWh en 2025, soit une baisse de -26 % par rapport au niveau de 2021. Il s'agit du niveau de consommation de gaz le plus bas en France depuis 1994. Cette baisse peut s'expliquer en partie par le climat doux de ces dernières années, les années 2022 à 2025 figurant parmi les six années les plus chaudes en France depuis 1900¹, mais également par les gains d'efficacité énergétique et par une sobriété marquée de la part de l'ensemble des consommateurs qui a émergé dans le contexte de la crise énergétique en 2021-2022 et qui persiste depuis malgré le reflux des prix du gaz.

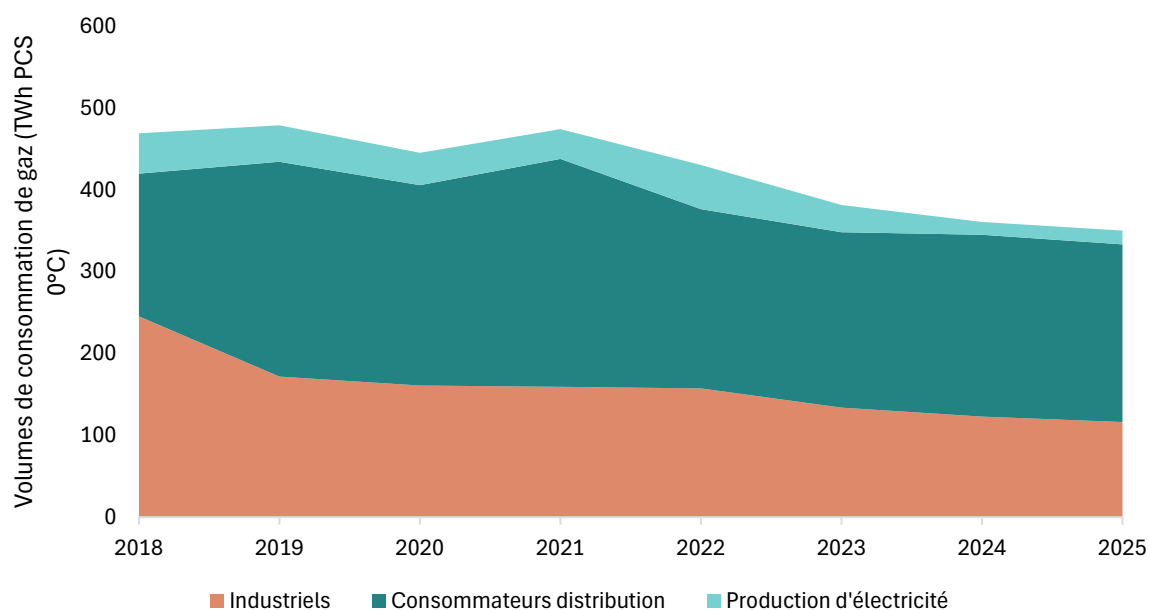


Figure 1 : Consommation nationale brute de gaz (TWh PCS² 0°C)³

La baisse de la consommation se retrouve en effet dans l'ensemble des grandes catégories de consommateurs de gaz et non uniquement dans les catégories où la consommation est thermosensible. Les clients industriels raccordés au réseau de transport ont en effet réduit leur consommation de gaz de manière prononcée (-31 % en 2025 par rapport à 2021). A titre de comparaison, la consommation des clients raccordés au réseau de distribution (secteur résidentiel/commercial) a diminué de -26 % entre 2021 et 2025. Les effets de la crise sur les prix de l'énergie continuent d'affecter l'activité industrielle, en baisse sur certains secteurs (chimie, production d'engrais, et matériaux de construction). Également, cette baisse de consommation traduit les mesures d'efficacité énergétique, les possibilités de substitution du gaz naturel (notamment dans les raffineries), et les efforts de sobriété et d'efficacité énergétique des industriels.

La consommation de gaz pour la production électrique a, quant à elle, diminué de 70 % entre 2022 et 2024 pour revenir au niveau observé avant 2022. Cette diminution intervient dans le contexte de l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire français, de la production record d'énergie renouvelable, de la sobriété et de l'efficacité énergétique observées également sur la demande d'électricité.

¹ D'après le bilan climatique météo France de 2025, les années les plus chaudes en France sont, par ordre décroissant, 2022, 2023, 2020, 2025, 2018, 2024 ([Bilan climatique de l'année 2025, Météo France](#))

² Pouvoir calorifique supérieur qui désigne la quantité d'énergie totale dégagée par la combustion complète d'une unité de gaz (la vapeur d'eau étant ainsi supposée condensée et la chaleur récupérée).

³ Données non corrigées du climat

Ces tendances de consommation sont également le résultat la déconnexion de certains clients (du fait de la transition vers d'autres sources d'énergie ou bien de la cessation d'activité pour les clients industriels). La diminution observée ces dernières années correspond néanmoins plus à des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique marqués qu'à des déconnexions du réseau, le nombre de points de livraison n'ayant diminué que de -2,5 % depuis 2021.

2. De nouveaux objectifs gouvernementaux

La première étude de 2023 s'inscrivait dans le cadre des travaux préparatoires de la programmation pluriannuelle de l'énergie 3 (PPE3). Depuis cette étude, la PPE3 a été publiée le 13 février 2026, introduisant un objectif de consommation nationale de gaz entre 270 et 305 TWh PCS en 2035.

En outre, le 12 décembre 2025, le projet de stratégie nationale bas carbone 3 (SNBC 3) a été publié pour consultation, visant une décarbonation de la consommation de gaz naturel à horizon 2050. Cette décarbonation repose sur un bilan équilibré à la maille France, c'est-à-dire que la production annuelle de gaz renouvelables et bas carbone doit égaler la consommation annuelle, ce qui permet d'arrêter la consommation de gaz fossile à l'horizon 2050 tout en assurant la souveraineté énergétique de la France. Le niveau de production retenu dans le projet de SNBC 3 s'élevait à 110 TWh en 2050, dans la version soumise à consultation en décembre 2025⁴. Depuis lors, une nouvelle version a été soumise à la consultation en juin 2026⁵. Pour des raisons de calendrier de publication, ces derniers résultats n'ont pas pu être intégrés dans la présente étude et la sensibilité sur les niveaux de production de biométhane se base ainsi sur le projet de SNBC soumis à consultation en décembre 2025.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé le 26 mai 2026 de nouvelles mesures dans le but d'accélérer l'électrification de la France, ce qui rend la question de l'avenir des infrastructures gazières d'autant plus prégnante.

3. Rappel des scénarios

La CRE avait décidé, lors de l'étude de 2023, de s'appuyer sur des scénarios existants car il existait des publications récentes qui présentaient, dans un niveau de détail avancé, des visions contrastées et argumentées à l'horizon 2050 et qu'elle ne disposait pas de ressources lui permettant d'élaborer des scénarios alternatifs dans les délais impartis pour cette étude. Elle avait donc choisi des scénarios contrastés qui correspondaient à des trajectoires de consommation de gaz différentes afin d'éclairer leurs conséquences sur le dimensionnement des infrastructures gazières. Pour répondre aux objectifs de la SNBC, la CRE s'était par ailleurs fixée comme contrainte d'étudier des scénarios avec un bilan équilibré à la maille France, c'est-à-dire que la production annuelle de gaz renouvelables et bas-carbone devait égaler la consommation annuelle, ce qui permettait d'arrêter la consommation de gaz fossile à l'horizon 2050 tout en assurant la souveraineté énergétique de la France.

La CRE avait ainsi choisi :

- **Le scénario S1 « Génération frugale » de l'ADEME⁶**, correspondant à une consommation de gaz de 165 TWh PCS en 2050. Ce scénario repose sur un changement profond des modes de vie, une sobriété importante et un rythme soutenu de rénovation thermique du parc bâti. Il ne prévoit pas de déploiement de pompes à chaleur hybrides et suppose une électrification massive des usages thermiques. Il constituait le scénario bas de l'étude.
- **Le scénario S3 « Technologies vertes » de l'ADEME⁷**, correspondant à une consommation de gaz de 245 TWh PCS en 2050. Ce scénario mise sur le progrès technologique et l'efficacité énergétique plutôt que sur la sobriété. Il prévoit notamment le déploiement d'environ 5 millions de pompes à chaleur hybrides. Il constituait le scénario médian de l'étude.

⁴ [SNBC](#), décembre 2025

⁵ [SNBC](#), juin 2026

⁶ *Transitions 2050*, ADEME, 2022

⁷ *Transitions 2050*, ADEME, 2022

- **Le scénario élaboré par les gestionnaires de réseaux, inspiré du scénario haut des Perspectives Gaz 2022⁸**, correspondant à une consommation de gaz de 320 TWh PCS en 2050. Ce scénario s'appuie sur une hypothèse de relocalisation industrielle, un recours massif au gaz dans la mobilité lourde et le déploiement d'environ 4 millions de pompes à chaleur hybrides dans le secteur résidentiel. Il constituait le scénario haut de l'étude.

Ces trois scénarios reposent sur l'hypothèse commune d'un développement ambitieux de la production de gaz renouvelable et bas carbone à horizon 2050. Dans chacun des scénarios, la production nationale de gaz renouvelable et bas carbone est calibrée de manière à couvrir intégralement la consommation française en 2050, garantissant ainsi la souveraineté énergétique de la France et l'arrêt de la consommation de gaz fossile. Les filières mobilisées à cet effet sont la méthanisation, la pyrogazéification, la méthanation (*power-to-gas*) et, dans certains scénarios, la gazéification hydrothermale.

La figure ci-dessous rappelle les trajectoires de consommation et de production de gaz renouvelable et bas carbone associées à chacun des trois scénarios. Les quantités de biométhane produites dans ces scénarios avaient été ajustées à la hausse dans la première étude de la CRE afin de répondre à l'objectif de la SNBC de disposer d'un bilan équilibré à la maille France (autant de consommation que de production décarbonée locale), en augmentant les volumes de gaz renouvelables et bas-carbone produits.

Ces trois scénarios sont utilisés à des fins illustratives et ne présagent en rien des futurs possibles. Ils servent toutefois à donner un intervalle crédible de consommation et de production de gaz à horizon 2050.

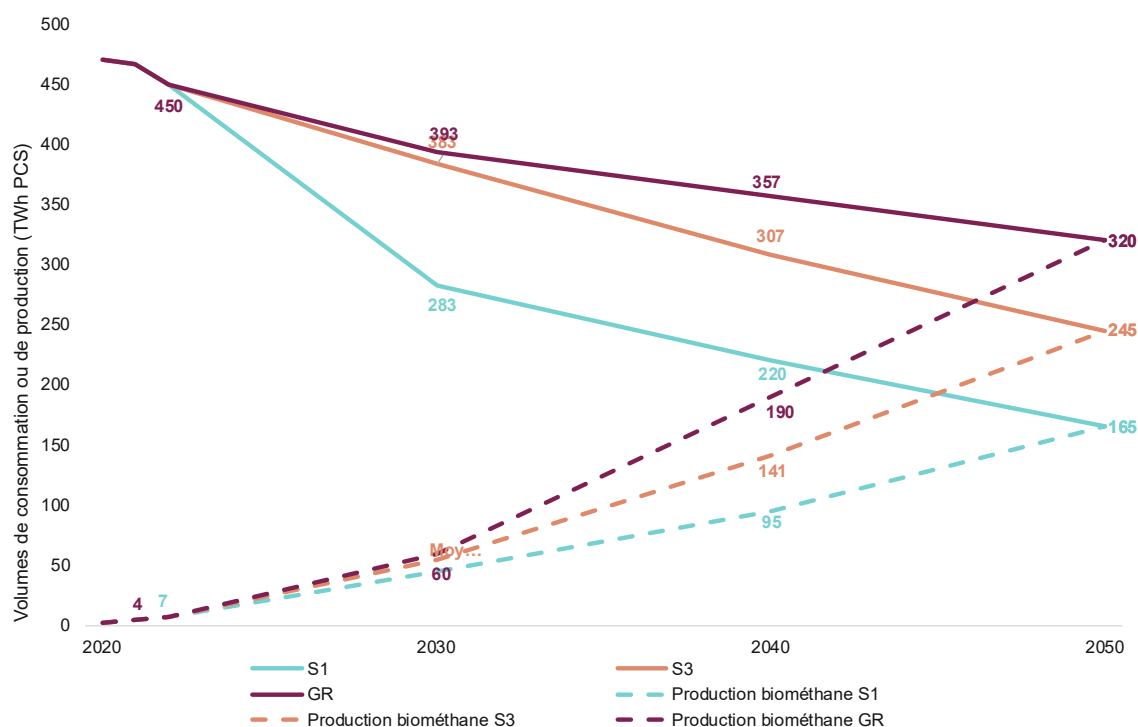


Figure 2 : Trajectoires de consommation de gaz et de production de gaz renouvelable des trois scénarios utilisés dans l'étude de 2023

⁸ [Perspectives Gaz 2022](#)

3.1. Hypothèses de consommation des différents scénarios

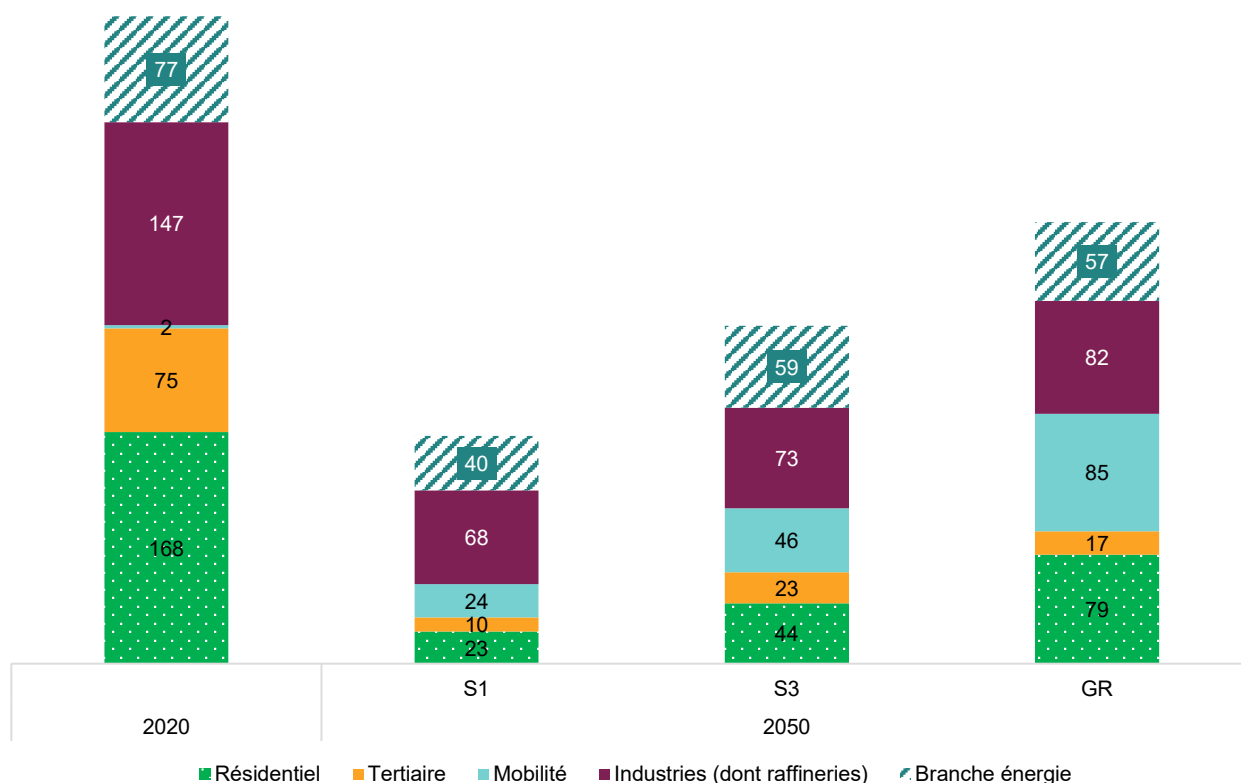


Figure 3 : consommation sectorielle (TWh) par scénario en 2020 et en 2050

Les scénarios postulent des tendances sectorielles distinctes :

- Dans le résidentiel**, le scénario S1 prévoit une rénovation massive, une électrification quasi-totale du chauffage grâce à des pompes à chaleur classiques et une sortie totale de l'usage cuisson ; le scénario S3 mise sur le progrès technologique avec le maintien du gaz dans les logements individuels grâce aux gaz renouvelables et bas carbone et le déploiement de 5 millions de pompes à chaleur hybrides ; le scénario GR projette un rythme de rénovation plus lent, un recours massif aux chaudières à condensation très haute performance et 4 millions de pompes à chaleur hybrides.
- Dans le tertiaire**, les scénarios S1 et S3 prévoient respectivement une diminution et une stabilisation des surfaces bâties utilisées et une rénovation énergétique massive, tandis que le scénario GR prévoit une augmentation des surfaces utilisées contrebalancée par le progrès technique (gains d'efficacité des chaudières à très haute performance énergétique, bascules sur des PAC électriques ou hybrides).
- Dans l'industrie**, le scénario S1 anticipe une forte baisse de la production de biens du fait d'une consommation décroissante entraînant une réduction de -41 % de la consommation énergétique industrielle totale et de -54% de la consommation de gaz, qui bascule principalement vers la biomasse comme source d'énergie primaire ; le scénario S3 prévoit une électrification des procédés soutenue par des aides publiques permettant une baisse de -50% de la consommation de gaz ; le scénario GR projette une réindustrialisation dans les secteurs stratégiques, mais avec une électrification des usages et une amélioration de l'efficacité énergétique, conduisant à une baisse limitée de la consommation gazière de -44%.
- Dans la mobilité**, le scénario S1 table sur une pénétration modérée du gaz naturel pour véhicules (GNV) (21 % dans le fret) dans un contexte de baisse du trafic de marchandises ; le

scénario S3 prévoit une pénétration élevée du GNV dans le fret avec un trafic stable ; le scénario GR projette une pénétration très forte du GNV (58 % des poids lourds, 72 % des bus et cars).

- **Dans la branche énergie**, le scénario S1 prévoit une quasi-disparition de la production électrique au gaz (1,3 TWh) et une forte réduction des cogénérations ; le scénario S3 projette une production électrique au gaz réduite d'un tiers malgré une hausse de la consommation électrique globale ; le scénario GR maintient les capacités de production électrique au gaz existantes.

3.2. Hypothèses de production des différents scénarios

Les trois scénarios atteignent l'équilibre en 2050 via une combinaison de méthanisation (104 à 130 TWh) et de méthanation (40 à 50 TWh), complétée dans les scénarios S3 et GR par de la pyrogazéification et de la gazéification hydrothermale, filières plus concentrées et qui devrait atteindre un niveau de maturité plus important après 2040, générant des économies d'échelle sur les raccordements au réseau de transport.

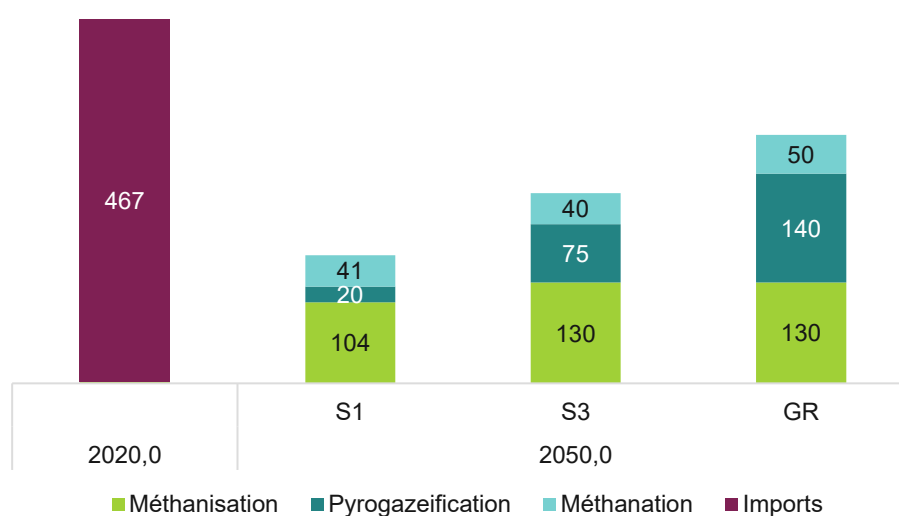


Figure 4 : Hypothèses de production de gaz renouvelables et bas carbone par scénario en 2050 (TWh)

3.3. Hypothèses de transit

La France joue un rôle central dans le système gazier européen en tant que pays de transit, étant connectée aux champs gaziers norvégiens, à la Belgique, à l'Allemagne, à l'Italie via la Suisse, et à l'Espagne, et disposant de quatre terminaux méthaniers qui lui permettent d'alimenter les pays voisins. L'étude de 2023 s'appuyait sur les plans nationaux énergie climat de l'Espagne et de l'Italie pour construire des hypothèses de flux à horizon 2050 :

- vers l'Espagne, le transit diminue très fortement dans les scénarios S1 (-95 %) et S3 (-80 %), et modérément dans le scénario GR (-40 %), en lien avec la baisse de la consommation espagnole de gaz fossile ;
- vers l'Italie, le transit recule de 64 % dans le scénario S1, de 38 % dans le scénario S3 et augmente légèrement de 17 % dans le scénario GR, ce dernier supposant que la baisse de consommation italienne est appliquée en priorité sur les approvisionnements russes ;
- le transit vers l'Allemagne est supposé nul en bilan annuel à horizon 2050 dans les trois scénarios, le scénario GR prévoyant toutefois son maintien jusqu'en 2040. Des flux ponctuels d'équilibrage restent néanmoins possibles dans tous les scénarios à cette échéance, justifiant le maintien de capacités d'interconnexion significatives.

Les terminaux méthaniers restent également nécessaires pour assurer le transit et la sécurité d'approvisionnement française.

4. Mise à jour des scénarios pour cette étude

Le présent rapport s'inscrivant dans la continuité de l'étude publiée en 2023, la CRE ne souhaite pas en modifier les hypothèses structurantes. Néanmoins, les consommations de gaz constatées depuis 2023 ont connu une baisse plus significative que prévu dans les trajectoires initiales. La CRE a ainsi décidé d'ajuster le point de départ des différents scénarios afin de se mettre en cohérence avec les niveaux de consommation observés. Elle considère toutefois que les points d'arrivée en 2050 des trajectoires couvrent un éventail assez large qui reste pertinent et décide ainsi de ne pas modifier les niveaux 2050. Ainsi, seuls les points intermédiaires de 2030 sont ajustés dans les scénarios S3 et GR.

En outre, depuis l'étude de 2023, la nouvelle PPE⁹ a été publiée le 13 février 2026, fixant un objectif de consommation nationale de gaz entre 270 et 305 TWh en 2035. En décembre 2025¹⁰, le projet de stratégie nationale bas carbone 3 (SNBC 3) a défini un objectif de production prévisionnelle de 110 TWh en 2050.

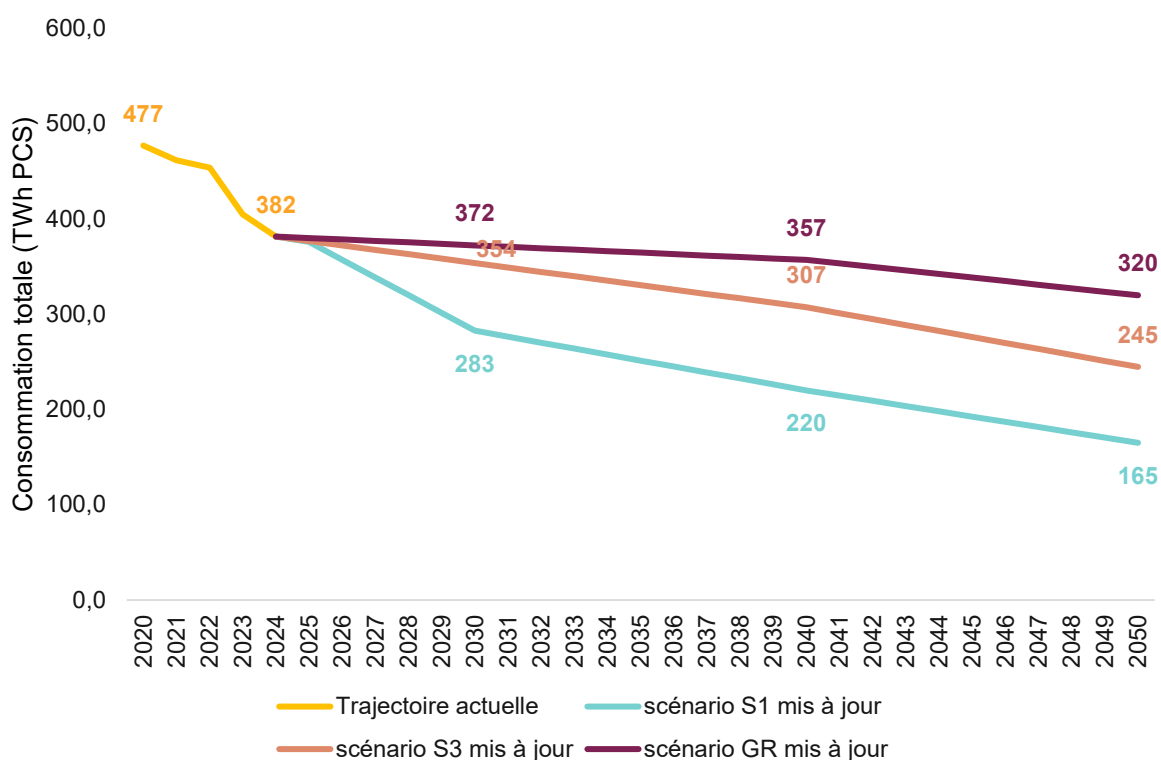


Figure 5 : mise à jour des trajectoires de consommation de gaz (en TWh)¹¹

La PPE, publiée le 13 février 2026, introduit un objectif de production de biométhane injecté de 44 TWh en 2030 et entre 47 et 82 TWh en 2035.

⁹ PPE 3

¹⁰ SNBC, décembre 2025

¹¹ Les données historiques sont corrigées du climat par les gestionnaires de réseaux.

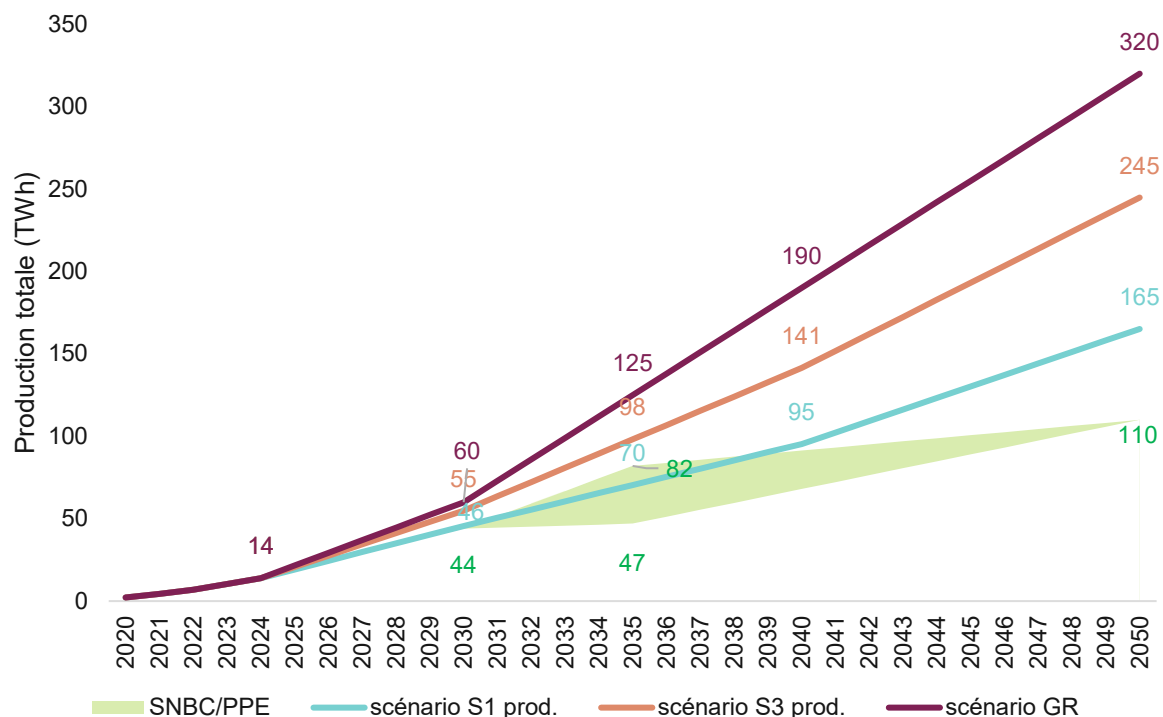


Figure 6 : trajectoires de production de gaz renouvelables et bas-carbone par scénario (TWh, PCS)¹²

La CRE étudie dans la présente étude et en cohérence avec ces travaux et les nouveaux objectifs gouvernementaux présentés ci-dessus une trajectoire associée à une production de gaz renouvelables et bas carbone de 110 TWh en 2050.

4.1. Annexe : Détail des scénarios par secteur

4.2. Bâtiment

4.2.1. Secteur résidentiel

Le secteur résidentiel représente plus de 35 millions de logements en France métropolitaine dont 56 % de logements individuels et 44 % de logements collectifs. Avec une consommation de plus de 494 TWh en 2020, ce secteur représente près de 30 % de la consommation finale d'énergie et 62 % de la consommation dans le secteur du bâtiment (la consommation restante étant attribuable au secteur tertiaire).

L'entrée en vigueur de la réglementation environnementale RE2020 au 1^{er} janvier 2022 constitue un tournant majeur pour ce secteur. En introduisant un indicateur d'impact sur le changement climatique lié à la consommation d'énergie sur la durée de vie du bâtiment, cette réglementation exclut de fait l'installation de chaudières à gaz dans les logements individuels neufs dès 2022, et dans les logements collectifs neufs à partir de 2025. De plus, le secteur du bâtiment constitue l'un des premiers axes d'intervention annoncés par le Gouvernement en avril 2026. À compter de la fin de l'année 2026, l'installation de chaudières à gaz dans les constructions neuves (collectives ou individuelles) sera interdite. Les dispositifs d'aides publiques aux particuliers seront par ailleurs réorientés afin de privilégier le remplacement des chaudières au gaz et au fioul par des pompes à chaleur. Les perspectives de développement du gaz dans les logements neufs sont donc désormais extrêmement limitées dans le cadre réglementaire actuel. Dans ce contexte, les trois scénarios retenus prévoient les évolutions suivantes pour le secteur du bâtiment :

¹² Dans le présent graphique, pour le chiffre de production SNBC, la CRE a retenu 100 TWh PCI de biométhane dans la consultation SNBC publiée en juin 2026.

| Scénario | Conso 2050 (TWh _{PCS}) | Hypothèses globales |
|--|----------------------------------|--|
| Scénario bas (S1 ADEME) | 23 TWh | <ul style="list-style-type: none"> • Changement rapide et profond de nos modes de vie et part importante de la sobriété ; • Limitation de la construction neuve et réappropriation des logements secondaires et vacants (représentant actuellement près de 18 % des logements en France Métropolitaine) ; • Rythme et degré de rénovation important. Forte accélération de la rénovation jusqu'en 2040 ; • La consommation finale de gaz correspond majoritairement à des chaudières individuelles dans les logements collectifs ; • Pas d'utilisation de la PAC hybride. |
| Scénario médian (S3 ADEME) | 44 TWh | <ul style="list-style-type: none"> • Pas de modification en profondeur de nos modes de vie ; • Ressources concentrées sur le progrès technologique afin d'améliorer l'efficacité des équipements ; • Rythme de construction/déconstruction important avec industrialisation de logements neufs standardisés ; • Volume de gaz renouvelable suffisant pour permettre de maintenir les chaudières à gaz, même dans les maisons individuelles ; • Utilisation d'environ 5 millions de PAC hybrides |
| Scénario haut (Gestionnaires de réseaux) | 79 TWh | <ul style="list-style-type: none"> • Rythme de construction/déconstruction plus faible qu'actuellement ; • Utilisation massive de chaudières gaz à condensation à très haute performance ; • Utilisation d'environ 4 millions de PAC hybrides |

4.2.2. Secteur tertiaire

Le secteur tertiaire représente en 2020 près de 964 millions de m² et se compose d'un grand nombre de sous-secteurs, avec des dynamiques variées : Bureaux, Cafés/hôtels/restaurants, Commerces, Enseignement-recherche, Santé, Habitat communautaire, Sport/loisir/culture...

En 2020, ce secteur représentait 255 TWh d'énergie consommée dont 81,4 TWh de gaz naturel. Raccordés en grande majorité au réseau de distribution, les bâtiments tertiaires représentent environ 960 000 PCE.

| Scénario | Conso 2050 (TWh _{PCS}) | Hypothèses globales |
|-------------------------|--|---|
| Scénario bas (S1 ADEME) | 10,5 TWh (12,6 KWh/m ² /an) | <ul style="list-style-type: none"> • le parc tertiaire décroît pour atteindre 832 millions de m² de surfaces chauffées en 2050 (contre environ 964 millions de m² aujourd'hui), dont 16 % sont des bâtiments construits après 2015 ; • la sobriété dans les usages et le réglage de la température de confort permettent une baisse importante de la consommation énergétique ; |

| | | |
|--|---|---|
| | | <ul style="list-style-type: none"> le scénario prévoit une limitation des nouvelles constructions et un rythme de rénovation important (80% des locaux tertiaires existants en 2015 ont bénéficié d'une rénovation énergétique d'ampleur)¹⁴ il prévoit également l'électrification massive du chauffage et de l'ECS¹⁵ via l'utilisation de pompes à chaleur. |
| Scénario médian (S3 ADEME) | 22,7 TWh (22,7 KWh/m ² /an) | <ul style="list-style-type: none"> le scénario prévoit une stabilisation de la surface du parc tertiaire autour de 999 millions de m² de surfaces chauffées en 2050. Concernant le mix énergétique pour le chauffage et l'ECS, l'usage du fioul est abandonné en 2040 et l'utilisation du gaz de réseau est en forte baisse, remplacé par les réseaux de chaleur et l'électrification ; Une rénovation massive des bâtiment existants¹⁶ et une déconstruction-reconstruction importante des bâtiments « obsolètes » permet de générer d'important gains d'efficacité énergétique. |
| Scénario haut (Gestionnaires de réseaux) | 17 TWh | <ul style="list-style-type: none"> 9 millions de m² de surface neuve additionnelle par an et 3% de surface rénovées par an jusqu'en 2030 le scénario prévoit une baisse de la consommation annuelle de gaz similaire à celle dans la résidentiel, de l'ordre de 60 %. Cette baisse est permise par le remplacement des chaudières traditionnelle gaz par des chaudières à très haute performance énergétique ou des pompes à chaleur électrique ou hybride (gaz+ électricité). |

4.3. Secteur industriel

En 2020, la consommation de gaz du secteur industriel s'établissait à 150 TWh PCS, couvrant essentiellement des usages énergétiques (90 %), notamment pour les procédés industriels requérant de fortes températures. Ce secteur se distingue du secteur du bâtiment par un profil de consommation très stable sur l'année, peu dépendant des conditions climatiques, ce qui le rend moins dimensionnant pour la pointe hivernale.

L'intensité énergétique de l'industrie a chuté de 40 % depuis 1990 sous l'effet conjugué du remplacement des produits pétroliers par le gaz naturel et de la réduction de l'usage du charbon. Les travaux menés dans le cadre de cette étude montrent que cette tendance devrait se poursuivre, voire s'accélérer, sous l'effet de plusieurs leviers complémentaires identifiés par l'ADEME : sobriété sur les volumes de production, efficacité énergétique, électrification des procédés, substitution par la biomasse, développement de l'hydrogène et captage du carbone (CCS/CCU).

| Scénario | Conso 2050 (TWh _{PCS}) | Hypothèses globales |
|--|----------------------------------|--|
| Scénario bas (S1 ADEME) | 68 TWh | <ul style="list-style-type: none"> La consommation de biens se réduit drastiquement avec l'arrêt quasi-total des constructions neuves en 2050, le recul des ventes des véhicules particuliers et l'interdiction des emballages plastiques à usage unique. La production de biens baisse en conséquence, malgré une volonté des consommateurs de consommer du « made-in-France ». Cette baisse explique une baisse de 41% de la consommation en énergie entre 2014 et 2050). Les secteurs les plus durement touchés sont le ciment (- 81 %), l'acier et le plastique (- 62 %). La biomasse pénètre très fortement dans le mix énergétique. Les industriels investissent dans l'efficacité énergétique, néanmoins, en l'absence d'un soutien fort de l'État pour une relance industrielle, les efforts d'efficacité énergétique n'atteignent pas leurs potentiels maximaux. L'amélioration de l'efficacité énergétique et la conversion vers une autre énergie permettent une baisse de 18 % supplémentaire de la consommation de gaz en 2050. |
| Scénario médian (S3 ADEME) | 73 TWh | <ul style="list-style-type: none"> Les tendances de consommation de biens et de produits sont en légère baisse. En effet, des réglementations contraignantes sont instituées notamment dans le secteur du plastique et de la construction. La production baisse dans ces secteurs, notamment le ciment (-46%), le plastique (-37%), et l'éthylène²⁰ (-39%). La production d'aluminium, contrebalance cet effet baissier car elle augmente avec la généralisation des véhicules électriques et la stagnation du nombre de véhicules. La baisse mesurée de produits explique 10 % de baisse de la consommation en énergie entre 2014 et 2050 La production s'électrifie et l'efficacité énergétique progresse fortement. La baisse des consommations de gaz du secteur s'explique principalement par l'électrification des procédés industriels, soutenue par des aides publiques, et l'amélioration de l'efficacité énergétique qui permettent une baisse supplémentaire de 50 % de la consommation de gaz en 2050. |
| Scénario haut (Gestionnaires de réseaux) | 82 TWh | <ul style="list-style-type: none"> La production augmente dans les secteurs stratégiques à relocaliser, et les filières à fortes valeurs ajoutées ciblées par le plan de relance : automobile (+72%), chimie (+52%) et agroalimentaire (+37%). L'amélioration de l'efficacité énergétique et l'électrification des usages aboutissent à des baisses totales de consommation de méthane de l'ordre de 13% en 2030 et de 45% en 2050 par rapport à 2020. |

Un point structurant commun à l'ensemble des scénarios mérite d'être souligné : de nombreux industriels envisagent de conserver le gaz comme **énergie de secours ou d'appoint** d'une autre énergie principale (biomasse, électricité), notamment pour couvrir les périodes de maintenance ou d'indisponibilité de leurs nouveaux équipements. Ce phénomène, qualifié d'usage assurantiel, implique que la baisse des volumes de consommation ne s'accompagnera pas d'une réduction homothétique du nombre de points de consommation raccordés aux réseaux. Par ailleurs, ces usages assurantiel, par nature non réguliers, peuvent foisonner au niveau national, permettant ainsi des économies sur les infrastructures de grand transport et de stockage.

4.4. Production d'électricité

La branche énergie regroupe la consommation de gaz pour la production d'électricité et de chaleur, la consommation des raffineries ainsi que les pertes sur les réseaux. En 2020, ce secteur représentait 105 TWh PCS de consommation de gaz, couvrant principalement la production d'électricité (48 %), la cogénération (31 %) et les réseaux de chaleur (10 %).

Un élément structurant commun à l'ensemble des scénarios réside dans le maintien des capacités installées de production d'électricité à partir de gaz (turbines à combustion et centrales à cycle combiné gaz), sans modification de leur localisation. Ce maintien est justifié par la nécessité d'assurer la flexibilité du système électrique face au développement des énergies renouvelables intermittentes, indépendamment du niveau de consommation annuelle de gaz. Pour le dimensionnement des réseaux de gaz, c'est en effet la capacité installée et la localisation de ces centrales qui sont structurantes, davantage que les volumes annuels consommés. Les pointes hivernales calculées pour la branche énergie sont donc identiques dans tous les scénarios.

| Scénario | Conso 2050 (TWh _{PCS}) | Hypothèses globales |
|----------------------------|----------------------------------|---|
| Scénario bas (S1 ADEME) | 40 TWh | <ul style="list-style-type: none"> • Pour la production d'électricité, quasi-disparition de la demande (1,3 TWh en 2050) associé à un net recul de la consommation finale d'électricité à 360 TWh en 2050 (soit -60 TWh/2015) et territorialisation des productions dans une optique 100 % EnR. Des capacités proches des capacités actuelles restent nécessaires pour assurer la flexibilité du système électrique. • La part du gaz dans les réseaux de chaleur diminue au profit des ENR (biomasse, géothermie). La consommation est divisée par 3 à l'horizon 2050. • La fin des tarifs d'achat de l'électricité des centrales de cogénération amène à la fermeture partielle de ces moyens de production. • Remplacement progressif des raffineries existantes par des bioraffinerie. En 2050, une raffinerie continue à consommer du gaz. • Maintien du ratio actuel de pertes par rapport aux volumes de gaz transporté sur les réseaux. |
| Scénario médian (S3 ADEME) | 59 TWh | <ul style="list-style-type: none"> • La consommation pour la production d'électricité est divisée par 3 en 2050 par rapport à 2020 (17 TWh en 2050) sous l'effet combiné d'une hausse de la consommation à 580 TWh en 2050 (+160 TWh/2015) et d'un fort développement des ENR. Des capacités équivalentes a minima équivalentes aux capacités actuelles sont nécessaires pour assurer la flexibilité du système électrique. • La part du gaz dans les réseaux de chaleur diminue au profit des ENR (biomasse, géothermie, ...). Leur consommation de gaz est réduite de • 25% à l'horizon 2050. • Remplacement progressif des raffineries existantes par des bioraffinerie. En 2050, l'ensemble des raffineries sont remplacées. • La fin des tarifs d'achat de l'électricité des centrales de cogénération amène à la fermeture partielle de ces moyens de production. • Maintien du ratio actuel de pertes par rapport aux volumes de gaz transporté sur les réseaux. |

| | | |
|---|---------------|--|
| <p>Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)</p> | <p>57 TWh</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Les gestionnaires font l'hypothèse à l'horizon 2030 d'un maintien des capacités existantes de production d'électricité à partir de gaz et d'une utilisation dans le prolongement du comportement observé ces dernières années. • Les GRT font une hypothèse d'une division par 2 de la consommation de gaz des cogénérations à l'horizon 2030. • Les gestionnaires ont intégré la production de chaleur dans les secteurs de consommation et non dans la partie branche énergie. • Remplacement progressif des raffineries existantes par des bioraffinerie. En 2050 deux raffineries continuent à consommer du gaz. • Maintien du ratio actuel de pertes par rapport aux volumes de gaz transporté sur les réseaux. |
|---|---------------|--|

4.5. Secteur de la mobilité

Le gaz naturel pour véhicules (GNV) existe sous deux formes : le gaz naturel comprimé (GNC, stocké à 200 bars), principalement destiné aux transports en commun et aux poids lourds effectuant des distances inférieures à 1 000 km, et le gaz naturel liquéfié (GNL, stocké à -160°C), davantage adapté au transport maritime, fluvial et aux poids lourds longue distance. En 2020, la consommation de GNV représentait encore une part marginale de la consommation d'énergie de la mobilité (2,5 TWh sur 496 TWh au total).

L'accord provisoire conclu en octobre 2022 entre le Parlement européen et le Conseil, prévoyant l'interdiction de vente de voitures et camionnettes neuves émettrices de CO₂ d'ici 2035, laisse peu de place au développement d'une mobilité légère au gaz. Le développement du GNV devrait donc se concentrer sur les **transports lourds** : poids lourds, autobus, autocars, transport ferroviaire, fluvial et maritime.

Les mesures annoncées par le gouvernement en avril 2026 comprennent des aides ciblées afin de sortir du gaz et du pétrole dans la mobilité. En effet, le Gouvernement prévoit pour la première fois des dispositifs dédiés aux véhicules utilitaires et aux poids lourds, pouvant aller jusqu'à 100 000 euros par véhicule.

| Scénario | Conso 2050 (TWh _{PCS}) | Hypothèses globales |
|--|----------------------------------|--|
| Scénario bas (S1 ADEME) | 24,2 TWh | <ul style="list-style-type: none"> Les citoyens privilégient de plus en plus les transports en commun soutenus également par les pouvoirs publics (hausse de 24% entre 2020 et 2050 pour les bus et les cars). La baisse de la demande de produits et la relocalisation de certaines activités entraînent une baisse radicale du trafic de marchandises en 2050 (45% pour le trafic intérieur et 33% pour le transport maritime international). L'utilisation des poids lourds diminue au profit des autres moyens de transport de marchandises²⁶ et l'efficacité énergétique des poids lourds s'améliore (+26%). Le taux de pénétration du gaz dans le transport de marchandises est modéré (21%). |
| Scénario médian (S3 ADEME) | 46,2 TWh | <ul style="list-style-type: none"> Les transports en commun se développent sous l'impulsion des pouvoirs publics. Le maintien de certaines petites lignes de trains limite le recours aux autocars (hausse de 23% entre 2020 et 2050 pour les bus et les cars). La demande de produits et leurs provenances changent peu et le trafic de marchandises reste donc stable. L'utilisation des poids lourds diminue au profit des autres moyens de transport de marchandises (80% à 73%). Les flux sont regroupés grâce aux outils numérique améliorant ainsi le taux de remplissage des camions et des progrès techniques sont réalisés sur les moteurs thermiques améliorant l'efficacité énergétique des poids lourds. <p>Le taux de pénétration du gaz dans le transport de marchandises est élevé (37%).</p> |
| Scénario haut (Gestionnaires de réseaux) | 85 TWh | <ul style="list-style-type: none"> Les transports en commun se développent plus fortement que dans les autres scénarios (hausse de 52% entre 2020 et 2050 pour les bus et les cars). La consommation d'énergie des poids lourds reste stable car l'augmentation de leur utilisation (+12% entre 2020 et 2050) est contrebalancée par le développement de l'efficacité énergétique. Le taux de pénétration du gaz dans le transport est très élevé (58% pour les poids lourds, 72% pour les bus et les cars et 20% pour le transport maritime en 2050). |

Du point de vue du dimensionnement des réseaux, la mobilité GNV présente un profil de consommation peu saisonnier, avec une participation à la pointe estimée à 1,2 fois la consommation d'une journée moyenne à long terme. Cet usage est donc nettement moins dimensionnant pour les infrastructures que les usages thermiques du bâtiment.

4.6. Production de gaz renouvelables et bas carbone

Conformément à la contrainte d'équilibre retenue par la CRE, la production nationale de gaz renouvelables et bas carbone est calibrée dans chacun des scénarios de manière à couvrir intégralement la consommation française en 2050. Quatre filières de production sont mobilisées à cet effet :

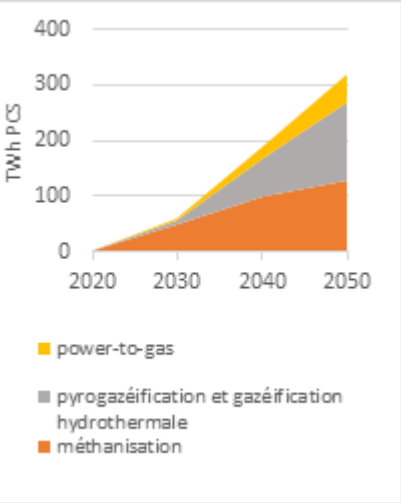
- La **méthanisation**, filière la plus mature (539 sites injectant sur les réseaux au 30 mars 2023), produit entre 104 et 130 TWh PCS selon les scénarios, à partir d'effluents d'élevage, de résidus de cultures, de boues de stations d'épuration et de déchets des industries agroalimentaires.
- La **pyrogazéification**, arrivant à maturité (TRL 8-9), valorise la biomasse lignocellulosique sèche et les combustibles solides de récupération (CSR) pour produire un syngas converti en méthane par méthanation.
- La **méthanation (power-to-gas)**, également à maturité (TRL 9), convertit l'électricité en hydrogène par électrolyse, puis en méthane par ajout de CO₂. Elle produit entre 40 et 50 TWh PCS selon les scénarios.
- La **gazéification hydrothermale**, procédé moins mature (TRL 6), valorise la biomasse humide ou liquide. Elle est intégrée dans le scénario haut (35 TWh PCS) et dans le scénario bas en substitution aux importations (20 TWh PCS).

Ces trajectoires de production impliquent dans tous les cas une rupture forte et nécessiteront un soutien financier public significatif et pérenne, notamment pour la méthanisation dont le modèle économique repose sur le maintien d'un prix d'achat élevé du gaz une fois les installations amorties.

| Scénario | Evolution de la production | Hypothèses globales |
|-------------------------------|----------------------------|--|
| Scénario bas (S1 ADEME) | | <ul style="list-style-type: none"> • La méthanisation produit 104 TWh en 2050 et se développe principalement par le biais des Cultures Intermédiaire à Vocation Energétique (CIVE) et des résidus de cultures, alors que le recul de la consommation de viande engendre une baisse du potentiel de production issue des effluents d'élevage. • Le power-to-gas produit 41 TWh en 2050, en se développant uniquement en valorisation du CO2 produit par la méthanisation, lors des périodes d'excédents d'énergie renouvelable. • Par ailleurs, la CRE a choisi de retenir 20 TWh additionnels de gazéification hydrothermale¹³, afin d'obtenir un bilan équilibré. |
| Scénario médian (S3 ADEME) | | <ul style="list-style-type: none"> • La méthanisation produit 130 TWh en 2050, utilise des intrants diversifiés (notamment de la culture dédiée et des algues) et repose principalement sur les CIVE, les effluents d'élevage et les résidus de culture. • Le power-to-gas produit 40 TWh en 2050 et se développe à partir de 2028¹⁴ en valorisant le CO2 produit par la méthanisation, et l'hydrogène produit lors des périodes d'excédents d'énergie renouvelable. La pyrogazéification se développe grâce à des politiques sylvicoles et de gestion des déchets tournées vers la production d'énergie. |

¹³ Dans le S1, les intrants de la pyrogazéification ne sont pas disponibles (bois valorisé en énergie et en construction et peu de déchets) ce qui ne permet pas d'envisager le développement de cette filière. L'ADEME n'a pas considéré la gazéification hydrothermale comme assez mature pour l'intégrer à ses scénarios. Néanmoins, les premiers pilotes de gazéification se développent actuellement aux Pays-Bas. La CRE a donc choisi de remplacer les imports de ce scénario par une production de gazéification hydrothermale.

¹⁴ A la différence du S1, dans ce scénario, l'ADEME avait considéré un volume moindre de méthanation, considérant que cette technologie serait freinée par la concurrence avec les usages directs de l'hydrogène. Pour obtenir un bilan équilibré la CRE a fait le choix de ne pas retenir cette hypothèse.

| | | |
|---|---|---|
| <p>Scénario haut (Gestionnaires de réseaux)</p> |  <p>Le graphique illustre la production de gaz en TWh PCS de 2020 à 2050. L'axe vertical représente la production en TWh PCS, allant de 0 à 400. L'axe horizontal représente les années (2020, 2030, 2040, 2050). La production totale augmente de 0 TWh PCS en 2020 à environ 300 TWh PCS en 2050. Les sources de production sont : méthanisation (orange, base), pyrogazéification et gazéification hydrothermale (gris, milieu), et power-to-gas (jaune, sommet).</p> | <ul style="list-style-type: none"> • La méthanisation produit 130 TWh en 2050 : ce volume correspond à l'hypothèse que 90% des 150 TWh de potentiel méthanisable déterminés par Solagro sont suffisamment proches des réseaux pour permettre une injection selon un optimum économique viable. Ce potentiel repose principalement sur les CIVE, les résidus de culture et les déjections d'élevage. • Le power-to-gas permet la production de 50 TWh en 2050 via la valorisation du CO2 provenant à 80% de méthaniseurs et à 20% de sites industriels. • La pyrogazéification se développe en s'adossant à des installations valorisant soit les déchets des grands centres de tris (29%), soit des déchets ménagers et de bois (39%), soit des déchets de bois et de biomasse lignocellulosique (32%). La gazéification hydrothermale produit 35 TWh, principalement en valorisant les boues de digestats issues de la méthanisation. |
|---|---|---|

4.7. Transit international et utilisation des interconnexions

Fortement interconnectée avec ses voisins européens, la France joue historiquement un rôle de pays de transit pour l'approvisionnement en gaz de l'Espagne et de l'Italie. Depuis l'invasion de l'Ukraine en février 2022 et la perturbation des flux de gaz russe qui en a résulté, la France assure également du transit vers l'Allemagne, tandis que les flux à l'interconnexion avec l'Espagne ne sont plus exclusivement orientés vers la péninsule ibérique.

Dans le cadre de la précédente étude, les hypothèses de transit avaient été construites sur la base des plans nationaux énergie climat de l'Espagne et de l'Italie, en faisant correspondre les trajectoires de baisse de consommation de gaz fossile envisagées par ces pays avec celles des différents scénarios d'évolution de la consommation française. Conformément à ces plans nationaux, le transit ne concerne que le gaz fossile, le gaz renouvelable et bas carbone consommé étant produit localement dans chacun des pays. Les hypothèses retenues n'ont pas été remises à jour dans le cadre de cette étude et n'intègrent ainsi pas la nouvelle configuration des flux depuis l'arrêt du gaz russe. **Concernant le transit vers l'Italie**, les hypothèses retenues reflètent une baisse significative de la consommation de gaz fossile italienne à l'horizon 2050 (-67 % par rapport à 2018 dans les scénarios bas et médian, -37 % dans le scénario haut). Dans les scénarios bas et médian, l'impact de cette baisse est appliqué de manière homogène à toutes les sources d'approvisionnement italiennes, conduisant à une réduction du transit depuis la France de l'ordre de 64 % par rapport à la moyenne 2016-2021. Dans le scénario haut, la baisse est appliquée en priorité sur l'approvisionnement depuis la Russie, ce qui conduit à une augmentation du transit depuis la France (+17 % par rapport à la moyenne 2016-2021), la France se substituant partiellement aux approvisionnements russes défaillants. **Concernant le transit vers l'Espagne**, les hypothèses retenues reflètent une baisse très marquée de la consommation espagnole de gaz fossile à l'horizon 2050 (-95 % dans le scénario bas, -80 % dans le scénario médian, -40 % dans le scénario haut, par rapport à la moyenne 2015-2020). L'impact de cette baisse est appliqué de manière homogène à toutes les sources d'approvisionnement espagnoles, conduisant à des réductions du transit depuis la France dans des proportions similaires. **Concernant le transit vers l'Allemagne**, les trois scénarios font l'hypothèse d'un transit nul en bilan annuel à l'horizon 2050. La baisse de la

consommation de gaz fossile conjuguée au développement de sources d'approvisionnement alternatives, notamment les capacités d'importation de GNL, permet en effet d'envisager que le transit mis en place depuis octobre 2022 ne sera que temporaire. Seul le scénario haut prévoit le maintien d'un flux de transit vers l'Allemagne jusqu'en 2040. Des flux ponctuels pourraient néanmoins intervenir dans tous les scénarios à cette échéance, pour des raisons d'équilibrage et de gestion du réseau. Face aux incertitudes portant sur les schémas de flux de transit à moyen et long terme, renforcées par l'instabilité des approvisionnements en gaz russe, les gestionnaires de réseaux de transport ont réalisé leurs simulations en utilisant plusieurs schémas de flux (Nord→Sud, Sud→Nord, Ouest→Est) pour chaque scénario. Les capacités d'interconnexion retenues à l'horizon 2050 sont dans l'ensemble inférieures aux capacités actuelles pour les points d'entrée depuis la Norvège, la Belgique, l'Allemagne et les terminaux méthaniers, tout en conservant des niveaux suffisants pour permettre le fonctionnement du marché européen du gaz et les échanges ponctuels entre pays. La capacité de sortie vers l'Allemagne est quant à elle supérieure à la capacité actuelle, reflétant le rôle potentiel de la France comme pays de transit vers l'Europe centrale dans certains scénarios.