

NON

A collection of green line-art icons representing various aspects of hydrogen production, storage, and use. The icons include: industrial facilities with smokestacks and chimneys; a cow, symbolizing agricultural or biogas production; a gas burner with flames; a large storage tank; a truck; a tractor; a house with a chimney; a car; and chemical symbols like H₂ and H. The icons are arranged in a scattered pattern across the page.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 5

Contexte de cette édition 2022 des *Perspectives Gaz*

5

État des lieux de la consommation de gaz en 2021

6

PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES : UN LARGE POTENTIEL QUI PERMET D'ASSURER UN APPROVISIONNEMENT DOMESTIQUE ET 100% RENOUVELABLE EN 2050 8

Estimation des potentiels de production de méthane renouvelable à l'horizon 2050

8

Estimation des potentiels de production d'hydrogène à l'horizon 2050

11

CONSOMMATION : LE SCÉNARIO *TERRITOIRES AJUSTÉ* ET SES VARIANTES CONFIRMENT LA CONTRIBUTION DU RÉSEAU DE GAZ À LA RÉSILIENCE DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE 12

Un scénario *TERRITOIRES ajusté* aligné avec les objectifs climatiques de la France : *Fit for 55* en 2030 puis neutralité carbone en 2050

13

Variante : un développement accéléré de l'hydrogène bas-carbone

15

Variante : la réindustrialisation de la France comme enjeu majeur

16

Variante : une accélération de la mobilité GNV pour la décarbonation rapide des transports lourds

17

Variante : une ambition de sobriété renforcée dans le bâtiment

18

Variante : aléas dans la mise en œuvre de la transition énergétique

21

Des trajectoires neutres en carbone en 2050

23

Un système énergétique plus résilient grâce au rôle capacitaire et à l'hybridation

24

ANNEXES 27

AVANT-PROPOS

CONTEXTE DE CETTE ÉDITION 2022 DES PERSPECTIVES GAZ

Dans le cadre de l'article L141-10 du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux (GRDF, GRTgaz, Teréga et le SPEGNN) établissent tous les ans des prévisions de consommation de gaz et de production de gaz renouvelable couvrant une période prospective minimale de dix ans (*Perspectives Gaz*). Comme l'année dernière, cette édition prolonge les prévisions jusqu'en 2050.

Le secteur de l'énergie est confronté depuis quelques mois à de nouvelles incertitudes aux impacts encore incertains à long terme, au premier rang desquelles :

- Une inflation significative ;
- Des conséquences directes et indirectes du conflit russo-ukrainien ;
- De nouvelles contraintes de disponibilité des différentes énergies donc de résilience du système énergétique ;
- La montée des enjeux de pouvoir d'achat des ménages et de précarité énergétique.

À l'échelle européenne, le contexte géostratégique a accéléré les ambitions du paquet *Fit for 55* conduisant la Commission européenne à se donner les moyens d'accroître la résilience et la souveraineté européennes en matière énergétique (RepowerEU). En France, les pouvoirs publics sont engagés en parallèle dans un processus de revue de la Stratégie française énergie climat (SFEC).

Les *Perspectives Gaz* ne constituent pas un scénario de dimensionnement des infrastructures de gaz qui obéissent à des critères spécifiques, notamment de sécurité du système énergétique. Elles présentent, parmi d'autres, une vision prospective de trajectoires possibles de la demande en gaz au regard d'objectifs des politiques publiques notamment celui de neutralité carbone.

La dernière édition des *Perspectives Gaz*¹ présentait trois scénarios : *NATIONAL gaz bas* et *NATIONAL gaz haut*, directement interprétés de la dernière Stratégie Nationale Bas-carbone (SNBC) parue en 2018, et *TERRITOIRES*, construit à partir de la concaténation des objectifs régionaux des SRADDET². Ces trois scénarios s'inscrivent dans une déclinaison des objectifs énergétiques fixés par les Pouvoirs Publics en 2020 (cadre autarcique notamment). En revanche,

ils ne traduisent pas l'ensemble des évolutions possibles du mix énergétique et du mix gazier en particulier, présentes dans le débat public. D'autres scénarios³ considèrent en effet un recours à des importations de gaz renouvelable, ou une utilisation plus large des puits de carbone, qui conduisent à retenir des consommations de méthane dépassant les 400 TWh à 2050. La variabilité de ces visions reflète la grande incertitude sur l'évolution du système énergétique. Elle doit notamment être prise en compte dans le cadre des plans de dimensionnement des infrastructures de gaz qui doivent répondre aux besoins de flexibilité et de sécurité d'approvisionnement.

Le vote au parlement de la prochaine loi de programmation quinquennale sur l'énergie et le climat (LPEC) est prévu au premier semestre 2023. Des travaux ont été engagés en ce sens par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, dans le cadre de la concertation sur la Stratégie Française Énergie et Climat. En conséquence, les scénarios *NATIONAL gaz haut* et *NATIONAL gaz bas* n'ont pas été revisités dans cette édition 2022.

Les opérateurs d'infrastructures ont en revanche souhaité enrichir les analyses déjà initiées dans l'édition précédente par des études de sensibilités à certains paramètres présentant des incertitudes notables et reconnues. Ces variantes, permettant d'apprécier les conséquences potentielles de ces incertitudes sur les consommations de gaz, n'ont été appliquées qu'au scénario *TERRITOIRES*, par ailleurs ajusté pour mieux prendre en compte les travaux récents sur le système électrique et l'évolution du cadre juridique sur la mobilité. Avec cette édition, les opérateurs d'infrastructures apportent aussi une contribution au débat public sur le futur du système énergétique français.

Ce scénario *TERRITOIRES ajusté* de l'édition 2022 intègre une double contrainte :

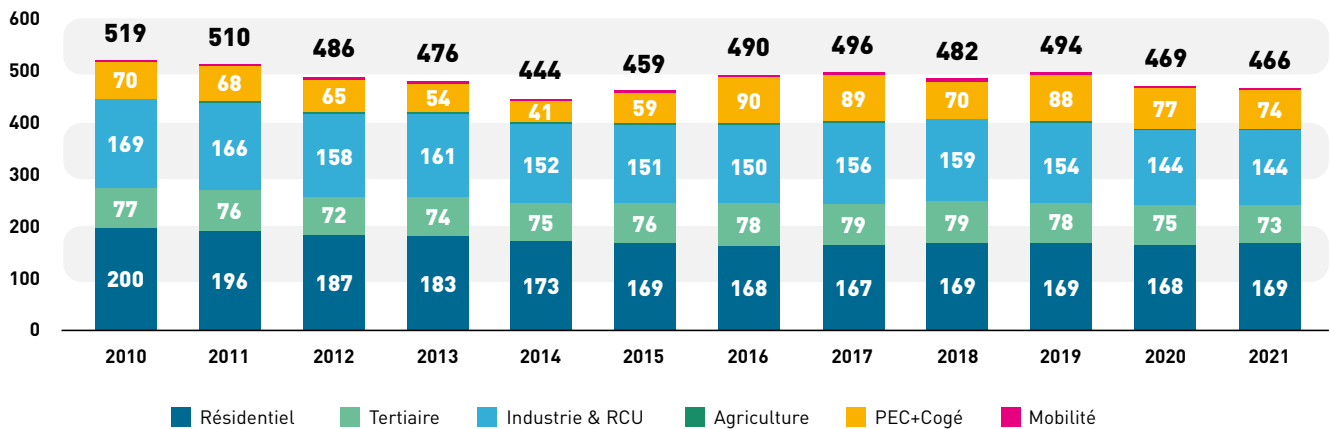
- Être en 2030, compatible avec l'objectif *Fit for 55* attendu pour la France ;
- Atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 avec en partis pris un recours limité aux imports possibles de gaz renouvelables et un recours mineur aux voies de séquestration de CO₂.

¹ GRDF, GRTgaz, Teréga, SPEGNN, *Perspectives Gaz 2020*, juin 2021

² Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires

³ Scénario *ALTERNATIVE INTERNATIONALE* des Plans décennaux de développement des réseaux de transport de GRTgaz et Teréga, juillet 2021 ; Scénario S4 du document *Transition(s) 2050* de l'ADEME, novembre 2021

ÉTAT DES LIEUX DE LA CONSOMMATION DE GAZ EN 2021



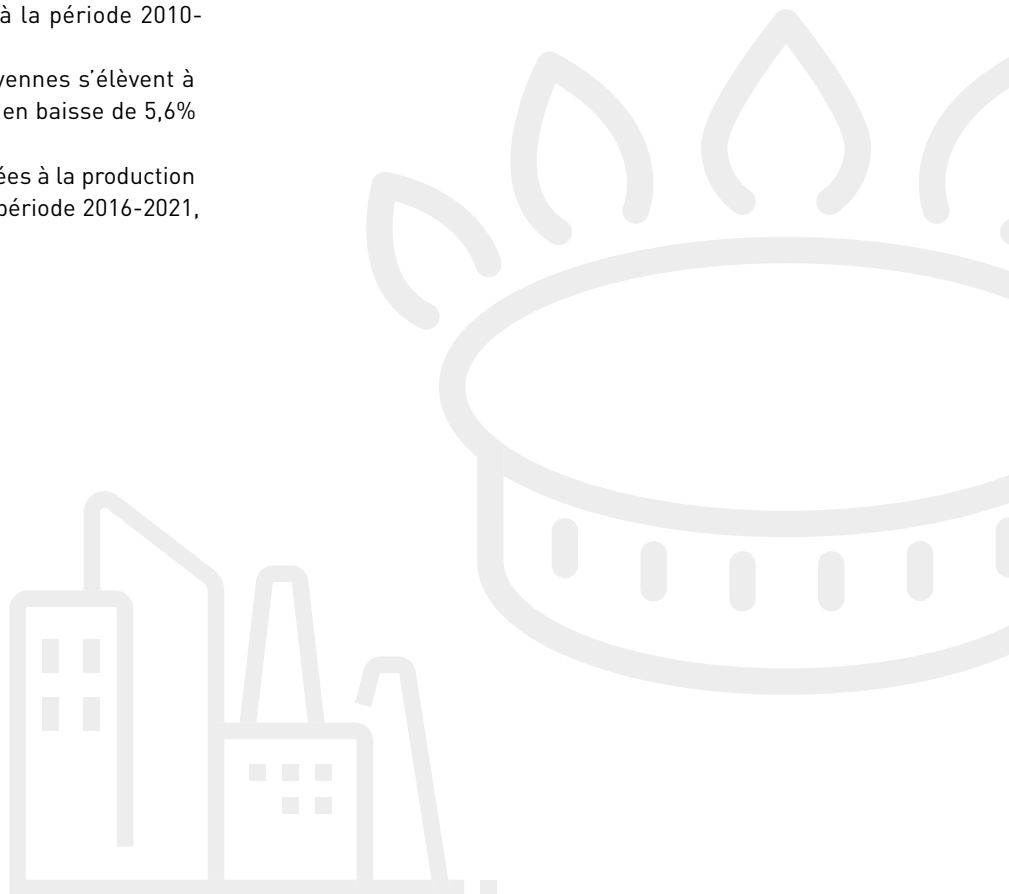
Consommation de gaz en TWh PCS - Corrigé du climat

En 2021, la consommation de gaz française s'élève à 466 TWh⁴ (données corrigées du climat).

Au début de la décennie 2010-2019, la consommation de gaz a baissé pour la plupart des usages :

- La consommation annuelle moyenne du secteur résidentiel s'élève désormais à 168,5 TWh/an sur la période 2016-2021, en baisse de 8,7% par rapport à la période 2010-2015 ;
- Les consommations industrielles moyennes s'élèvent à 151 TWh/an sur la période 2016-2021, en baisse de 5,6% par rapport à la période 2010-2015 ;
- A contrario, les consommations destinées à la production électrique s'élèvent à 81,3 TWh sur la période 2016-2021, en hausse de 43%.

Au global, les dynamiques d'efficacité énergétique des consommateurs de gaz sont contre-balançées par une tendance à la hausse des consommations de gaz pour la production électrique (production électrique centralisée et cogénération, notée PEC + Cogé).



⁴ Sauf indication contraire, il sera sous-entendu dans le document que tous les volumes de gaz sont exprimés en TWh PCS

LES CONSÉQUENCES ENCORE INCERTAINES DU CONFLIT RUSSO-UKRAINIEN SUR LE LONG TERME

Les tensions géopolitiques issues du conflit russo-ukrainien ont des impacts sur le mix énergétique et les réseaux d'énergie européens. À l'échelle de l'Union européenne, l'actualité ukrainienne met au défi la réglementation actuelle, notamment sur la gestion des stocks de gaz, la coordination et la solidarité entre États. Elle montre également l'intérêt de la flexibilité offerte et développée ces dernières années par les infrastructures de transport, et notamment les interconnexions.

À court terme, des baisses de consommation ont été constatées sans pouvoir dissocier des effets croisés multiples.

Des baisses d'activités et de consommations de gaz ont par exemple été observées au printemps 2022 dans l'industrie française par rapport à l'année précédente. Il est difficile toutefois à ce stade de distinguer l'effet de la hausse des prix des énergies des ruptures chroniques des chaînes d'approvisionnement liées à une recrudescence du COVID en Asie. Dans le secteur du bâtiment, si le bouclier tarifaire mis en place par le Gouvernement pour le gaz naturel depuis le mois de novembre 2021 semble avoir limité les baisses de consommations liées aux prix de marché, isoler cet effet de l'impact climatique demeure difficile à ce stade.

Dans tous les cas, l'évolution du prix des énergies étant sorti du cadre classique, plus de recul s'avère nécessaire pour dégager les nouvelles tendances issues de la crise. Les impacts de court et moyen-termes du conflit russo-ukrainien sur les consommations de gaz en 2030 et 2050 n'ont pas été intégrés aux trajectoires modélisées.

Par ailleurs, le conflit a conduit à modifier la politique énergétique. L'Union européenne a notamment renouvelé son engagement à développer les énergies renouvelables en substitution aux importations

d'énergies fossiles et proposé un objectif ambitieux pour la production de gaz renouvelables.

La Commission européenne a ainsi présenté en mai 2022 le plan *REPowerEU* en réponse aux perturbations des marchés mondiaux des énergies, déclenchées par l'invasion russe de l'Ukraine. Ce plan porte l'objectif en matière d'énergies renouvelables de 40% à 45% d'ici à 2030⁵. En ce qui concerne le biométhane, **la Commission a proposé un objectif de production au sein de l'Union européenne d'environ 350 TWh (35 milliards de mètres cubes de biométhane) d'ici 2030**, afin de réduire la dépendance de l'Union aux importations russes par une alternative « durable, moins chère et produite localement »⁶. Également, la Commission envisage d'accélérer le déploiement de la filière hydrogène en doublant les objectifs en matière de production et d'importation d'hydrogène décarboné (20 millions de tonnes par an d'ici 2030 soit près de 800 TWh).

Parallèlement, l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) préconise, pour réduire d'un tiers la dépendance au gaz russe à court terme et sans impact sur les émissions, une substitution des importations russes par des sources alternatives dont les gaz renouvelables et bas-carbone, et une priorisation des équipements permettant un gisement de flexibilité pour le système énergétique, comme la pompe à chaleur hybride⁷.

La trajectoire de production de gaz renouvelables et bas-carbone de cette édition des *Perspectives Gaz* s'inscrit directement dans cette volonté de favoriser l'indépendance énergétique de l'Europe et d'atteindre les objectifs de décarbonation, avec en 2030, une production française de l'ordre de 90 TWh de gaz renouvelables/bas-carbone et en 2050 plus de 400 TWh de gaz renouvelables/bas-carbone (2/3 de méthane et 1/3 d'hydrogène).

⁵ Part d'EnR dans la consommation finale brute d'énergie

⁶ Commission Européenne. Communiqué de presse RePowerEU, mai 2022

⁷ Agence Internationale de l'Energie (AIE), *How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year*, mars 2022

PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES :

UN LARGE POTENTIEL QUI PERMET D'ASSURER UN APPROVISIONNEMENT DOMESTIQUE ET 100% RENOUVELABLE EN 2050

Le contexte géopolitique actuel renforce la nécessité pour les États européens de gagner en indépendance énergétique et les gaz renouvelables et bas-carbone constituent une solution immédiatement disponible pour décarboner les mix énergétiques français et européen. La filière de production des gaz renouvelables est donc amenée à suivre une

dynamique croissante. Cette dynamique se traduit déjà par l'essor de nouveaux projets et par la création à court terme de nombreux emplois répartis sur tout le territoire⁸. Sur le long terme, c'est une dynamique qui s'appuie aussi sur des potentiels importants.

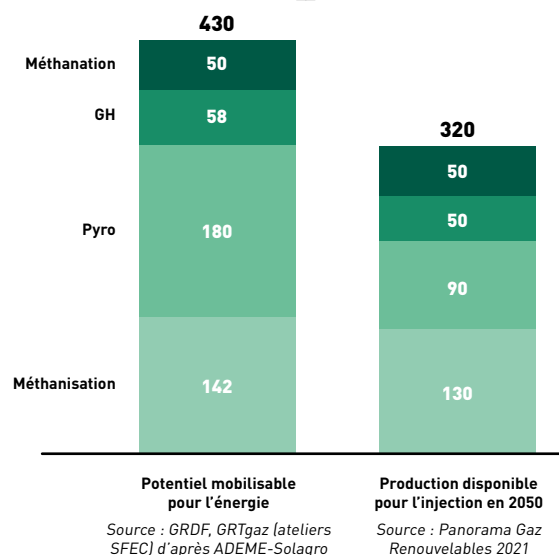
ESTIMATION DES POTENTIELS DE PRODUCTION DE MÉTHANE RENOUVELABLE À L'HORIZON 2050

En France, le potentiel de production nationale estimé à l'horizon 2050 confirme qu'une substitution complète de la consommation de gaz naturel par des gaz renouvelables et bas-carbone pourra être effective.

Plusieurs études⁹ confirment un potentiel de production de méthane renouvelable injectable dans le réseau de gaz de 430 TWh à l'horizon 2050, s'appuyant sur plusieurs filières de production : la méthanisation, la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et la méthanation. Une description détaillée de chaque filière peut être retrouvée sur le *Panorama des Gaz renouvelables 2021*¹⁰.

Ces différentes filières présentent par ailleurs des externalités positives pour l'environnement. La méthanisation agricole contribue directement à la transition agroécologique des exploitations en remplaçant par exemple les engrais minéraux par l'épandage de digestat, en favorisant le développement de couverts entre deux cultures, et en permettant la captation du méthane de l'élevage. Les autres technologies permettent de valoriser énergétiquement des déchets organiques solides (pyrogazéification), liquides (gazéification hydrothermale) et également d'optimiser la contrainte de disponibilité de la biomasse en maximisant la quantité de gaz produite à partir de la même quantité d'intrants (méthanation).

Mobilisation du potentiel de méthane renouvelable et bas-carbone en 2050 (TWh PCS)



En retenant des hypothèses mesurées de concrétisation de ces potentiels et en intégrant une concurrence entre vecteurs pour la valorisation de certains types de biomasse utilisés, une trajectoire de production réaliste disponible pour l'injection en 2050 atteint 320 TWh.

⁸ Ministère du travail, de l'emploi et de l'insertion, Opcw 2i, *Étude prospective des métiers et compétences de la filière des gaz, de la chaleur et des solutions énergétiques associées à l'horizon 2030*, Avril 2022. Filière des gaz : une « accélération verte » permettrait 170 000 embauches d'ici 2030 - OPCW 2i

⁹ ADEME, Solagro, France Stratégie, Enea Consulting, Analyses par GRTgaz, GRDF, France Gaz Renouvelables (FGR), Association Technique Énergie Environnement (ATEE) Ces études sont cohérentes avec des travaux à l'échelle européenne, comme :

- Trinomics, Commission Européenne, *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*, 2019

- Imperial College, *Sustainable biomass availability in the EU, to 2050*, 2021

¹⁰ SER, GRDF, GRTgaz, SPEGN, Teréga, *Panorama des gaz renouvelables en 2021*, mars 2022

MÉTHANISATION : UN POTENTIEL EXPLOITABLE DE 130 TWh EN 2050

Le potentiel de méthanisation français a été évalué dans une étude de l'ADEME (2018) basée sur l'analyse du scénario AFTERRES de SOLAGRO. Elle indique un potentiel d'énergie primaire de 151 TWh, dont 122 TWh de la méthanisation agricole composé de :

- 51 TWh issus de CIVE¹¹,
- 31 TWh issus de résidus de culture,
- 13 TWh issus d'herbes et de fourrages,
- 27 TWh issus d'effluents d'élevage.

A ce potentiel s'ajoute 29,5 TWh d'énergie primaire non issue de l'agriculture :

- 14 TWh issus de la méthanisation d'algues,
- 8 TWh de déchets des ménages, collectivités et entreprises,
- 2,5 TWh issus des installations de stockage des déchets non dangereux et des déchets résiduels,
- 5 TWh de sous-produits des industries agroalimentaires.

En tenant compte de la conversion en énergie finale et d'une valorisation par cogénération de petites installations agricoles, les opérateurs retiennent une production injectable dans les réseaux de biométhane par méthanisation de 130 TWh en 2050¹².

La première injection de gaz renouvelables sur les réseaux français a eu lieu en 2011. Depuis, la forte dynamique de la filière s'est traduite par une croissance annuelle toujours en accélération. Ainsi, au 31 décembre 2021, la France comptait **365 sites d'injection de biométhane**, soit 151 sites supplémentaires par rapport à la fin de l'année 2020 (+71%). **Les injections de biométhane sur le réseau de gaz français ont représenté 4,3 TWh en 2021**, le double des volumes injectés l'année précédente.

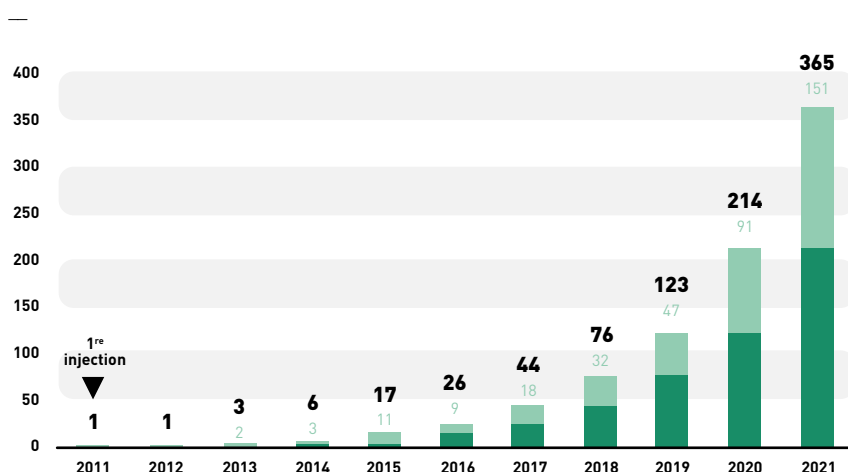
La filière totalise ainsi **6,4 TWh** de capacités d'injection fin 2021 ce qui dépasse l'objectif de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (2013-2023) avec plus de deux ans d'avance. La PPE indique en effet un objectif de développement de 6 TWh de capacité d'injection pour la filière biométhane à l'horizon 2023.

Cet élan est confirmé par les 1 149 projets¹³ en file d'attente, et l'ambition d'atteindre 50 TWh injectés en 2030.

La filière biométhane, en développement depuis une dizaine d'années, participe d'ores et déjà à l'indépendance énergétique de la France, avec une capacité d'injection installée qui couvrira l'équivalent de la consommation de 2 millions de logements neufs en 2022. La dynamique observée ces dernières années a connu un ralentissement en raison des incertitudes sur les mécanismes de soutien à la filière. Les récentes délibérations de la CRE sur la mise en place des Certificats de Production Biométhane (CPB) et les appels d'offres (AO) parus à la fin du premier trimestre 2022 sont des signaux positifs pour maintenir un rythme élevé de développement de la filière, afin de répondre aux objectifs législatifs fixés par le Parlement, et aux enjeux renforcés depuis de souveraineté énergétique.

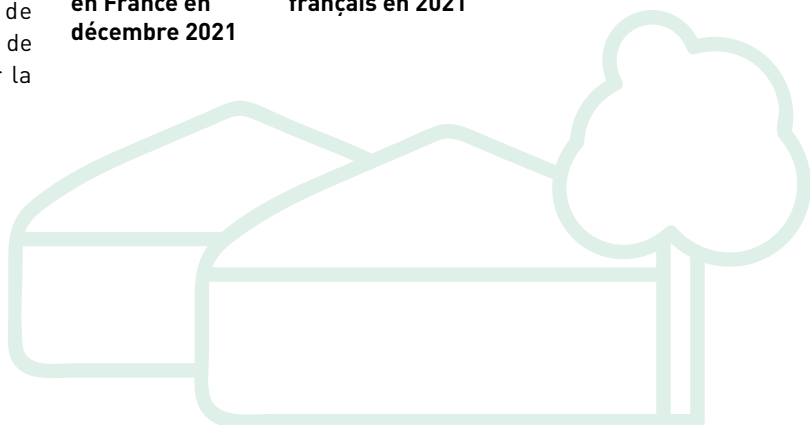
Nombre total de sites en service et évolution annuelle

Source : ODRé



365
sites d'injection
de biométhane
en France en
décembre 2021

4,3 TWh
de biométhane injecté
sur le réseau de gaz
français en 2021



¹¹ Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique

¹² Ce potentiel a été confirmé ou repris depuis par plusieurs études :

- ADEME, *Transitions 2050*, novembre 2021
 - négaWatt, *Scénario négaWatt 2022*, octobre 2021
 - et sur un périmètre restreint comparable : France Stratégie, *Biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?*, présentation des résultats corrigés de l'étude en GT biomasse du Comité Prospective de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), mars 2022

¹³ Au 31 décembre 2021

PYROGAZÉIFICATION : UN POTENTIEL EXPLOITABLE DE 90 TWH EN 2050

La filière pyrogazéification propose une solution concrète et locale aux problématiques de valorisation des déchets solides. Le potentiel mobilisable de la pyrogazéification s'élève à 180 TWh en 2050¹⁴. Les *Perspectives Gaz* édition 2022 retiennent une production disponible de 90 TWh pour l'injection de méthane renouvelable ou de récupération issu de pyrogazéification. Cette cible tient compte d'une hypothèse de mobilisation de l'intégralité du gisement déchets CSR¹⁵ et déchets de bois pour lequel il n'existe aujourd'hui pas de solution alternative pertinente, et d'une hypothèse prudente de 20% de mobilisation du potentiel total de bois-énergie (forêt et hors forêt), ceci afin de tenir compte de voies de valorisation alternatives et des risques de non-atteinte de la trajectoire de sylviculture dynamique.

Le Comité Stratégique de filière des industriels des « Nouveaux Systèmes Énergétiques » a organisé au début de l'année 2022, un appel à manifestation d'intérêt pour des projets de pyrogazéification pour injection. L'objectif résidait dans la nécessité de présenter au gouvernement une vision d'ensemble de la filière et de son potentiel de développement dans le cadre de contrats d'expérimentations qui permettront de soutenir la filière. Près de 50 projets sur le territoire national y ont répondu, dont 19 sont déjà en stade de développement, et la construction des premières installations industrielles devrait survenir dès 2023¹⁶.

GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE : UN POTENTIEL EXPLOITABLE DE 50 TWH EN 2050

La gazéification hydrothermale est un procédé thermochimique à haute pression et haute température qui permet de convertir la biomasse liquide en biométhane. Son potentiel mobilisable, qui a été déterminé par une étude menée conjointement par GRTgaz et Enea Consulting en 2019, s'élève à au moins 58 TWh¹⁷. La trajectoire de production disponible pour injection retenue dans cet exercice s'élève à 50 TWh, afin de prendre en compte l'émergence de potentielles voies de valorisation énergétiques alternatives pour les intrants sélectionnés (carburants liquides notamment).

Les principaux développeurs européens estiment que

la technologie pourrait atteindre l'échelle industrielle et la maturité commerciale à horizon 2024/2025 avec des installations modulaires pouvant traiter entre 2 et 6 t/h d'intrants. Un premier projet aux Pays-Bas entrera en service courant 2022, pour une production de biométhane estimée à environ 14 millions Nm³/an (environ 160 GWh). Précurseurs dans la filière, les Pays-Bas se sont dotés d'un objectif de production de gaz renouvelables et décarbonés de 20 TWh en 2030, dont 11 proviennent de la gazéification hydrothermale. En France, un projet de démonstration préindustriel est prévu à Saint-Nazaire avec une mise en œuvre d'ici fin 2023/début 2024.

MÉTHANATION : UN POTENTIEL EXPLOITABLE DE 50 TWH EN 2050

L'étude ADEME 2021 a mis en évidence qu'une trajectoire de production par méthanation de 50 TWh était réaliste en valorisant utilement les excédents de production électrique renouvelable¹⁸. Cette trajectoire est identifiée en évaluant les optimisations possibles de la valorisation du CO₂ et en misant notamment sur une synergie forte entre méthanisation et méthanation, des électrolyseurs et unités de méthanation étant installés sur les sites de méthanisation pour valoriser le CO₂ biogénique. L'édition 2022 des *Perspectives Gaz* retient cette trajectoire.

Actuellement, une dizaine de projets pilotes de méthane de synthèse sont lancés en France et d'autres projets devraient rapidement émerger à la suite des annonces de soutien à l'électrolyse des Pouvoirs Publics dans la Stratégie Nationale Hydrogène, présentée en septembre 2020. En France, il existe déjà plusieurs projets de méthanation à l'échelle industrielle, dont Jupiter 1000 qui convertit de l'hydrogène vert en méthane de synthèse par voie catalytique à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône).

¹⁴ ADEME, « Un mix gazier 100 % gaz renouvelable en 2050 », 2018

¹⁵ Combustibles Solides de Récupération

¹⁶ Carte des projets en Annexe 4

¹⁷ Il se compose de digestats de méthanisation agricole ne pouvant être compostés, épandus ou en excès (23 TWh), des boues de curage et dragage (5 TWh), des sous-produits animaux et végétaux (2 TWh), de la valorisation de 60% des liqueurs noires (5 TWh) et enfin des boues et déchets industriels (23 TWh).

¹⁸ ADEME, *Transitions 2050*, 2021

ESTIMATION DES POTENTIELS DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE À L'HORIZON 2050

En complément du potentiel de méthane renouvelable et bas-carbone, le potentiel d'hydrogène est également considéré, d'une part car ce vecteur est amené à se développer pour accompagner la décarbonation de l'industrie, de la mobilité lourde et la flexibilité du système et d'autre part car ses usages présentent des synergies fortes avec les consommations de méthane.

Pour rappel, une étude AFHYPAC – McKinsey¹⁹ anticipe en 2050 un potentiel de 220 TWh par an de production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, en englobant en plus de l'électrolyse la production par vaporeformage de biométhane ou de gaz naturel suivi de capture et stockage de carbone.

Les scénarios de l'ADEME parus en 2021 présentent des volumes d'hydrogène produits compris entre 50 et 115 TWh, avec une part significative de cet hydrogène dédié à la production de méthane de synthèse par méthanation. L'étude *Futurs énergétiques* de RTE fait quant à elle état d'une production d'hydrogène comprise entre 50 et 150 TWh, ce dernier chiffre correspondant à la variante « Hydrogène + ».

Les niveaux de production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone retenus dans l'édition 2022 des *Perspectives Gaz* sont compris dans une fourchette allant de 100 à 163 TWh en 2050. Cette production permettra en priorité de décarboner certains usages notamment dans l'industrie et la mobilité lourde. Une autre partie sera dédiée à la production de méthane de synthèse via le processus de méthanation dont les potentiels sont décrits dans la section précédente.



¹⁹ AFHYPAC, McKinsey, *Développons l'hydrogène pour l'économie française*, 2018

CONSOMMATION :

LE SCÉNARIO *TERRITOIRES AJUSTÉ* ET SES VARIANTES CONFIRMENT LA CONTRIBUTION DU RÉSEAU DE GAZ À LA RÉSILIENCE DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

L'édition 2022 des *Perspectives Gaz* présente une analyse prospective des consommations de gaz en 2030 et 2050 autour d'un scénario *TERRITOIRES ajusté* et de variantes contrastées, afin de décrire une gamme de futurs possibles qui s'éloignent de cette trajectoire. Ces variantes traduisent la sensibilité du scénario de consommation à plusieurs paramètres clés et à des hypothèses sur l'avenir du système énergétique qui font débat ou sur lesquelles des incertitudes notables sont reconnues.

Le scénario *TERRITOIRES ajusté* est construit sur la base des travaux de régionalisation de l'exercice prospectif réalisé en 2021 qui avaient abouti à la publication du scénario *TERRITOIRES* (*Perspectives Gaz* édition 2021). Ce scénario était construit à partir de la concaténation des dynamiques déclinées dans les documents de planification régionaux pour l'évolution des consommations et la production de gaz renouvelables. Il a été révisé marginalement au regard des derniers éléments de contexte, et demeure un scénario cohérent avec une vision nationale basée sur la complémentarité des énergies et des solutions.

Il repose sur une réduction indispensable des consommations d'énergie et de gaz, grâce notamment à des gains d'efficacité énergétique et à des mesures de sobriété. Ce dernier levier appelle un choix de société et une modification des modes de vie, et sera approfondi dans une des variantes étudiées.

Les variantes déclinées dans l'édition 2022 des *Perspectives Gaz* sont les suivantes :

- « **Accélération Hydrogène** » : L'impact d'une politique volontariste de développement de l'approvisionnement en hydrogène renouvelable et bas-carbone ;
- « **Réindustrialisation** » : L'impact d'une politique de relocalisation en France d'une partie de la production industrielle ;
- « **Mobilité GNV renforcée** » : L'impact d'un développement accéléré des mobilités au GNV/bioGNV dans le secteur des transports ;
- « **Sobriété renforcée** » : L'impact d'une politique de sobriété renforcée dans le bâtiment ;
- « **Retard de la Transition énergétique** » : L'impact sur la consommation de gaz d'une mise en œuvre retardée de deux grands chantiers de la transition énergétique.

Ces variantes offrent quelques exemples des consommations possibles de gaz à l'horizon 2050. Pour chacune, au regard des enjeux de neutralité carbone, il a été retenu des hypothèses conservatrices pour minimiser le recours à des volumes importants de gaz. La combinaison des variantes aboutit, dans ce scénario complémentaire à d'autres, à une consommation globale en 2050 à 334 TWh. D'autres scénarios publics envisagent à 2050 des consommations de gaz supérieures à 400 TWh. **Pour sécuriser l'approvisionnement, le dimensionnement d'un réseau de gaz doit s'appuyer sur la trajectoire de consommation maximale anticipée. En conséquence, les variantes haussières doivent faire l'objet d'une attention particulière pour la résilience du système énergétique.**



UN SCÉNARIO TERRITOIRES AJUSTÉ ALIGNÉ AVEC LES OBJECTIFS CLIMATIQUES DE LA FRANCE : FIT FOR 55 EN 2030 ET NEUTRALITÉ CARBONE EN 2050

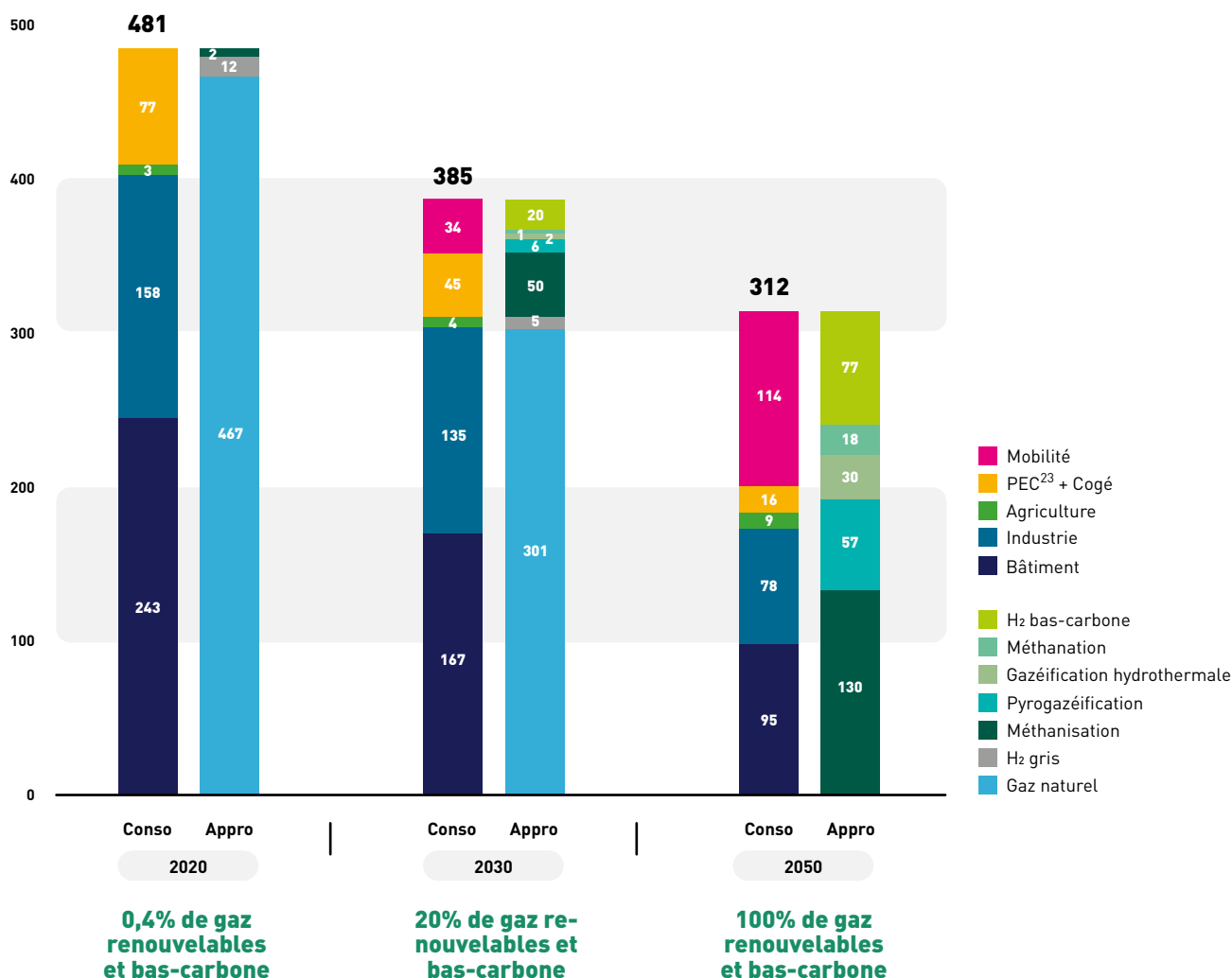
Un travail de concaténation des SRADDET et SDRIF²⁰ avait été mené aux horizons 2030 et 2050, et avait abouti au scénario *TERRITOIRES*. L'édition 2022 des *Perspectives Gaz* propose un scénario *TERRITOIRES ajusté*, révisé marginalement en ce qui concerne les consommations de gaz en 2030 pour refléter l'évolution des contextes sectoriels :

- la consommation de gaz pour la mobilité a été revue à la

baisse pour faire suite aux annonces européennes sur la fin du véhicule thermique en 2035 : les consommations de GNV sont désormais uniquement concentrées sur la mobilité des poids-lourds, bus et cars et pour la mobilité maritime,

- le volume de gaz alloué à la production d'électricité a été ajusté pour coïncider avec les prévisions de RTE²¹.

Scénario *TERRITOIRES ajusté* : consommation et approvisionnement de CH₄ et d'H₂ (TWh PCS)²²



²⁰ Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) et Schéma Directeur de la région Île-de-France (SDRIF) : ces documents constituent la stratégie régionale en matière d'aménagement du territoire, et de respect des objectifs environnementaux

²¹ RTE, *Bilan Prévisionnel 2030*, paru en 2021

²² L'hydrogène co-produit et l'hydrogène dédié à la méthanation ne sont pas représentés

²³ PEC : Production électrique centralisée

Le scénario présenté ici est basé sur la complémentarité des énergies et des solutions. La consommation de méthane diminue progressivement, celle d'hydrogène (hors co-produit) augmente :

2030	2050
360 TWh PCS de méthane consommés, en baisse de 20% par rapport à 2020, dont 59 TWh renouvelables	235 TWh PCS de méthane renouvelable consommés, en baisse de 50% par rapport à 2020
7 TWh PCS d'hydrogène consommés qui incluent 20 TWh d'H ₂ bas-carbone dont 2 TWh dédiés à la méthanation	100 TWh PCS d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone consommés (dont 23 TWh dédiés à la méthanation)
Les gaz renouvelables et bas-carbone représentent 20% de la consommation à cette date	Les gaz renouvelables et bas-carbone représentent 100% de la consommation à cette date

Dans le secteur du **bâtiment**, le déploiement des rénovations énergétiques performantes ainsi que le remplacement des chaudières par des équipements THPE ou le transfert vers les pompes à chaleur, électriques ou hybrides, mène à une réduction de l'ordre de 60% des consommations de méthane en 2050 par rapport à 2020.

Dans le secteur de **l'industrie**, la progression de l'activité industrielle, l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'électrification des usages qui le permettent, aboutissent à des baisses de consommation de méthane de l'ordre de 15% en 2030 et de 62% en 2050 par rapport à 2020.

Le développement de la **mobilité** GNV et notamment bioGNV sur les véhicules lourds (camions, bus et cars), conduit à une consommation de méthane de 25 TWh en 2030 et 70 TWh en 2050.

En cohérence avec les derniers bilans prévisionnels publiés par RTE²⁴, le méthane pour la **production électrique** représente 42 TWh en 2030 et une dizaine de TWh en 2050. Toutefois, comme le rappelle RTE dans son document *Futurs énergétiques*, la fréquence et les volumes du besoin d'appoint dépendent énormément du mix électrique en 2050, sur lequel repose encore de nombreuses incertitudes. Ainsi dans un mix électrique composé très largement d'énergies renouvelables intermittentes, il est possible que le recours aux centrales thermique au gaz décarboné se fasse de façon ponctuelle et nécessite des capacités bien supérieures aux capacités actuelles.

L'exercice prospectif des opérateurs de réseaux de gaz s'inscrit dans l'objectif de neutralité carbone en 2050 tout en demeurant pragmatique. Un travail d'expertise a été réalisé pour cette édition des *Perspectives Gaz* afin de chiffrer les

émissions territoriales de CO₂ et autres gaz à effet de serre (GES) de l'économie française. Ce travail s'est appuyé sur un modèle reproduisant l'évolution des émissions prévue par la SNBC. À partir de ce modèle, calibré avec les hypothèses de la SNBC, les travaux des *Perspectives Gaz* ont amendé des paramètres d'entrée : ceux du système gaz (évolution de l'efficacité et des parts de marchés des équipements gaz par exemple), pour correspondre aux hypothèses du scénario *TERRITOIRES ajusté*. À la marge, quelques paramètres supplémentaires ont dû être modifiés dans le reste du système énergétique (ajustements marginaux d'équilibrage).

Ces analyses montrent que les trajectoires gaz retenues dans les *Perspectives Gaz* édition 2022 permettent d'atteindre :

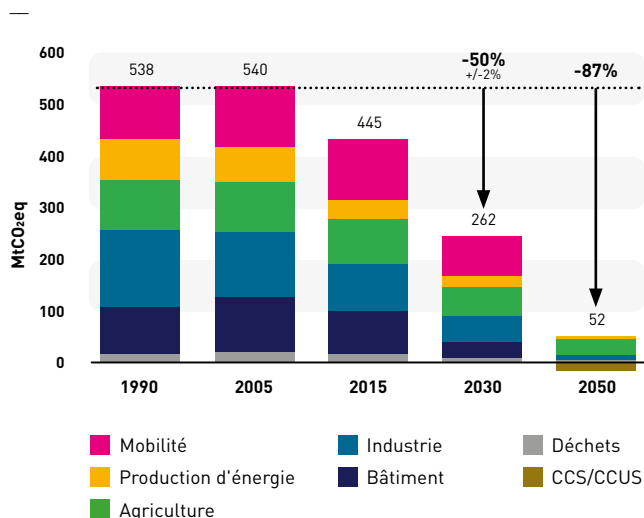
- la neutralité carbone à l'horizon 2050, grâce à une réduction de 87% des émissions de GES par rapport à l'année de référence 1990 et aux puits de carbone existants ;
- une réduction de 50% des émissions de GES en 2030 par rapport à l'année de référence 1990.

Ces réductions d'émissions associées au scénario des *Perspectives Gaz* édition 2022 vont donc au-delà de la cible française fixée par la SNBC.

Par ailleurs, en juillet 2021, la Commission européenne a proposé un nouveau Paquet Climat, intitulé *Fit for 55*, avec pour objectif d'adapter les politiques de l'UE en vue d'atteindre -55% d'émissions de gaz à effet de serre en 2030, puis un solde d'émissions net nul d'ici à 2050 (objectif du « Green Deal »). Plusieurs sources²⁵ indiquent que la déclinaison nationale de cette cible atteindrait -50% pour la France, réhaussant l'objectif actuel de réduction de 40% des émissions de GES. Le scénario *TERRITOIRES ajusté* des opérateurs de réseaux de gaz permet donc d'atteindre la cible française du Paquet Climat *Fit for 55*.

Évolution des émissions de GES territoriales²⁶ - En MtCO₂eq

Émissions de GES (MtCO₂eq) - Estimation faite sans prise en compte des puits de carbone naturels



²⁴ Dans son bilan prévisionnel 2030, RTE indique 23 TWh d'électricité produite à partir de gaz et dans les *Futurs énergétiques*, le gaz pour la production d'électricité en 2050 représente entre 0 et 30 TWh PCI suivant les 6 scénarios de mix électrique

²⁵ Libération, *Le Haut Conseil pour le climat appelle à un "sursaut" de l'action climatique en France*, juin 2022

Novethic, *Le Haut conseil pour le climat appelle à un "sursaut" de la France*, juin 2022

²⁶ Gaz à effets de serre physiquement émis sur le territoire national

VARIANTE : UN DÉVELOPPEMENT ACCÉLÉRÉ DE L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE

Le déploiement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone s'amorce aujourd'hui, encouragé par la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné. France Hydrogène répertorie déjà plus de 200 projets en France²⁷, qu'il s'agisse d'unités de production, de consommation industrielles (pour la production d'ammoniac) ou de stations pour la mobilité. Et les projets d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone devraient se développer en lien avec les soutiens de l'État et les incitations à décarboner l'industrie ou la mobilité.

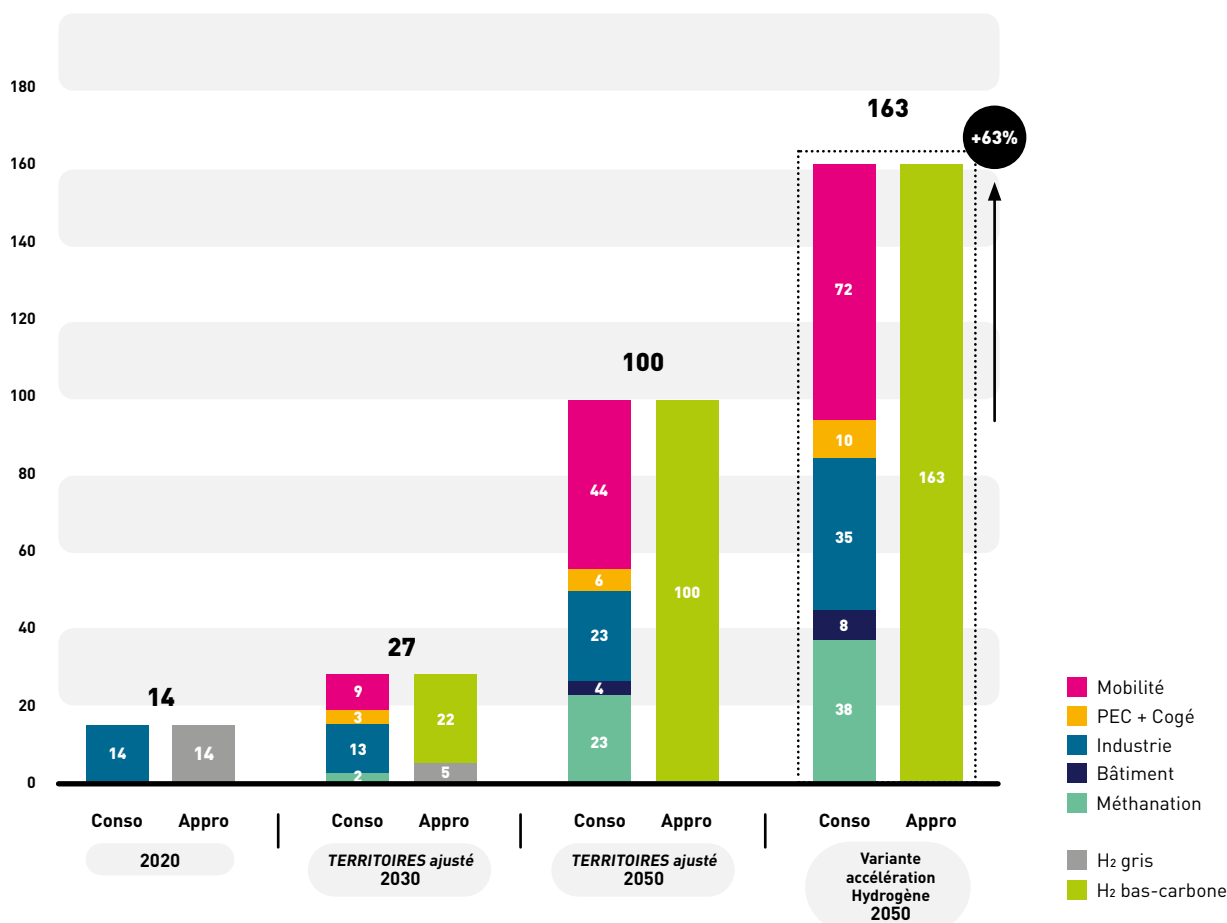
L'édition 2022 des *Perspectives Gaz* propose une trajectoire de consommation d'hydrogène (hors co-produit) d'environ 27 TWh en 2030 et de l'ordre de 100 TWh en 2050, principalement tirée par les usages de mobilité lourde

(poids-lourds, maritime, aérien) ou industriels, à l'instar des projets de DRI²⁸ qui sont envisagés pour les hauts-fourneaux.

Dans une hypothèse de conversion accélérée vers ce vecteur hydrogène, les volumes consommés pourraient atteindre autour de 163 TWh en 2050, avec une consommation importante pour la production de carburants de synthèse pour l'aviation, une conversion de 40% du parc de poids-lourds à l'Hydrogène (et de 20% des bus/car et VUL) ; et un passage de l'ensemble des hauts-fourneaux au processus DRI H₂.

À l'horizon 2050, deux trajectoires de développement de l'hydrogène sont donc envisagées, à 100 ou 163 TWh.

Production et consommation d'Hydrogène - TWh PCS - Hors hydrogène co-produit



²⁷ France Hydrogène, Vig'Hy : Cartographie des projets et stations hydrogène <https://vighy.france-hydrogene.org/cartographie-des-projets-et-stations>

²⁸ Direct Reduction Iron : procédé de réduction directe par l'hydrogène pour la fabrication d'acier, en remplacement du coke de charbon

VARIANTE : LA RÉINDUSTRIALISATION DE LA FRANCE COMME ENJEU MAJEUR

Depuis la crise sanitaire de 2019, et plus récemment avec les crises successives des chaînes d'approvisionnement mondiales, la souveraineté de la France et son indépendance industrielle stratégique sont redevenues des enjeux politiques et économiques majeurs²⁹. Le plan de relance et France 2030 font clairement de la réindustrialisation une priorité à laquelle 70 milliards d'euros d'aide publique ont été dédiés, notamment à des projets de relocalisation industrielle, de création de filières à forte valeur ajoutée ou de renforcement de filières stratégiques.

Il est donc nécessaire d'étudier l'impact sur la consommation de gaz, d'une relocalisation d'ici à 2050 d'une partie des industries délocalisées durant les dernières décennies, tout en s'inscrivant dans le respect des objectifs climatiques nationaux à cet horizon. Seraient ainsi particulièrement concernés les secteurs suivants :

- Le secteur automobile et des équipements, dont la production va être fortement affectée par la transition énergétique (renouvellement de flottes de véhicules, gigafactories de batteries, fabrication ou recyclage de panneaux solaires, ...) avec un prisme exportateur ;
- La chimie, où la part de l'industrie pharmaceutique est clairement identifiée comme un secteur stratégique à relocaliser suite à la crise du COVID, mais où d'autres activités comme la production de plastique pour les véhicules, pourraient voir leur production augmenter du fait de la transition énergétique en cours ;
- L'industrie agro-alimentaire, considérée comme un secteur stratégique depuis la crise du COVID, et identifiée comme tel dans le cadre de France Relance ;
- Le papier-carton, qui pourrait également voir sa production augmenter, en lien avec la fin des emballages plastiques à usage unique ;
- La métallurgie, qui pourrait relocaliser une partie d'activités (délocalisées pendant les deux dernières décennies) dans un objectif de réduction de l'empreinte carbone de la France.

La modélisation de cette variante par rapport au scénario *TERRITOIRES ajusté*, consiste à modifier les hypothèses d'évolution de l'activité par secteur, en laissant inchangées les hypothèses sur les gains d'efficacité énergétique ou sur les transferts entre énergies.

En synthèse, les hypothèses d'évolution de la production censées refléter les dynamiques de relocalisation décrites plus haut, sont les suivantes :

Pour les industries diffuses

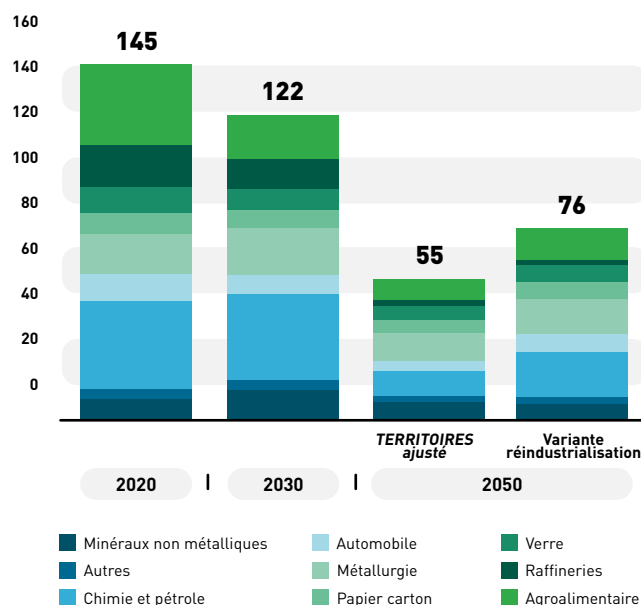
Évolution de la production en 2050 par rapport à 2015 ³⁰	TERRITOIRES ajusté	Variante Réindustrialisation
Agroalimentaire	-17%	+37%
Automobile & équipements	-9%	+72%
Chimie	-11%	+52%
Minéraux non métalliques	-5%	0%
Métallurgie	-12%	15%
Autres	-18%	33%

Pour les IGCE³¹

Évolution de la production en 2050 par rapport à 2015	TERRITOIRES ajusté	Variante Réindustrialisation
Acier	-10%	0%
Sucre	0%	0%
Ciment	-5%	0%
Métallurgie	-12%	15%
Autres	-18%	33%

Ces logiques de réindustrialisation s'opérant sur le temps long, les effets les plus importants seraient visibles à l'horizon 2050, avec **une hausse de 20 TWh sur la consommation de méthane dans l'industrie.**

Trajectoire de consommation de méthane dans l'industrie - TWh PCS



²⁹ Observatoire de l'investissement Trendeo, 2022

³⁰ Ces pourcentages englobent une hypothèse de 20% de décorrélation entre la valeur ajoutée et la consommation d'énergie

³¹ Industries Grande Consommatrices d'Énergie

VARIANTE : UNE ACCÉLÉRATION DE LA MOBILITÉ GNV POUR LA DÉCARBONATION RAPIDE DES TRANSPORTS LOURDS

Le secteur de la mobilité représente l'un des secteurs économiques les plus intensifs en carbone en France. Plus spécifiquement, la mobilité lourde très émissive constitue une cible prioritaire de décarbonation pour l'État, le transport de marchandises ayant augmenté entre 1990 et 2017 de près de 60% (en volume, exprimé en t.km)³². Les agrocarburants, la pile à combustible, le gaz naturel véhicule (GNV) et les motorisations électriques à batteries constituent l'éventail des solutions permettant de réduire l'empreinte carbone des poids lourds et d'atteindre les efforts demandés par l'Union européenne de 30% de baisse des émissions de CO₂ des camions et des bus neufs entre 2019 et 2030.

Toutefois, certaines solutions risquent de rencontrer des contraintes de ressources au cours de leur déploiement, tant elles reposent sur des besoins de matériaux critiques. L'INEC et Capgemini, à la suite de négaWatt et de l'étude de sensibilité de RTE, ont récemment publié une étude pointant ces risques³³. Elle montre l'exposition de la feuille de route de décarbonation de la France aux contraintes de ressources qui pèsent sur sa mise en œuvre. Dans le secteur de la mobilité, le déploiement des véhicules électriques est particulièrement ciblé, car nécessitant des ressources à criticité forte comme le cobalt, le lithium et le cuivre. Les besoins d'autonomies longues et les charges élevées qui caractérisent la mobilité lourde accentuent cette problématique. Il convient donc d'envisager dans quelle mesure les énergies renouvelables thermiques, moins exposées à cette criticité, pourraient se développer sur ce secteur prioritaire de décarbonation.

Dans le scénario *TERRITOIRES ajusté* des *Perspectives Gaz* édition 2022, les consommations de biométhane dans le secteur du transport (bioGNV) sont concentrées sur la mobilité lourde. Le transport routier est le premier concerné (84% de la consommation de bioGNV en 2050, principalement pour les poids lourds). Le bioGNV y apparaît comme une solution disponible rapidement, grâce à des technologies éprouvées et un coût maîtrisé. Ainsi en 2050, 50% des camions seraient alimentés en bioGNV.

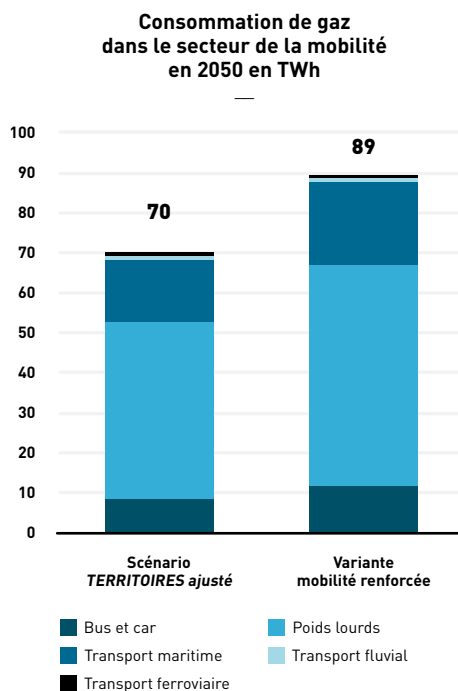
Dans le contexte actuel où les chaînes d'approvisionnement sont perturbées et où les doutes se renforcent sur la disponibilité des ressources nécessaires aux autres solutions

de décarbonation de la mobilité lourde, un déploiement encore plus rapide des motorisations bioGNV peut être envisagé pour les poids-lourds, les bus et les cars.

Le vecteur gaz pourrait ainsi contribuer davantage à la décarbonation de la mobilité en cas de contraintes sur l'électrification de cet usage. Les perspectives de consommation de GNV et bioGNV seraient renforcées. Dans cette variante de déploiement accéléré, le bioGNV représenterait jusqu'à 60% des camions et 50% des bus et cars en 2050, se traduisant par une consommation supplémentaire de 15 TWh.

En comptant également sur une adoption accélérée du gaz comme vecteur de décarbonation du

transport maritime, incluant les routes internationales, cette variante considère une **consommation supplémentaire de gaz de 19 TWh en 2050** par rapport au scénario *TERRITOIRES ajusté*.



³² CGEDD, France Stratégie, *Prospective 2040-2060 des transports et des mobilités*, février 2022

³³ Institut National de l'Économie Circulaire (INEC), *Stratégie Nationale Bas-carbone sous contrainte de ressources*, juin 2022

VARIANTE : UNE AMBITION DE SOBRIÉTÉ RENFORCÉE DANS LE BÂTIMENT

La France, comme ses voisins européens, prévoit d'atteindre la neutralité carbone en réduisant la consommation d'énergie finale. La SNBC prévoit une diminution de 40% de la consommation énergétique d'ici 2050, une cible très ambitieuse par rapport aux autres pays européens. Pour l'atteindre, la dimension de l'efficacité énergétique, via une réduction des consommations unitaires des équipements et des politiques volontaristes de rénovation des bâtiments est très développée. Le scénario *TERRITOIRES ajusté* de cette édition 2022 des *Perspectives Gaz* reprend et intègre ces orientations.

La sobriété constitue un autre levier important. L'ADEME la définit ainsi : dans un contexte de ressources naturelles limitées, la sobriété consiste à nous questionner sur nos besoins et à les satisfaire en limitant leurs impacts sur l'environnement. Elle doit nous conduire à faire évoluer

nos modes de production et de consommation, et plus globalement nos modes de vie, à l'échelle individuelle et collective³⁴. Le scénario *TERRITOIRES ajusté* des *Perspectives Gaz* édition 2022 intègre déjà un questionnement des modes de vie et de consommation, et en développe certains aspects : stabilisation de la tendance de décohabitation, prise en compte du télétravail...

Il apparaît nécessaire, compte tenu de l'objectif ambitieux de neutralité carbone, d'envisager un maximum de leviers de réduction des consommations à moyen et long terme. Une variante de sobriété renforcée a donc été construite : elle identifie et quantifie des réductions de consommation supplémentaires. Cette variante ne traduit en aucun cas des recommandations politiques, mais explicite simplement les effets sur la consommation des leviers de sobriété dans un but informatif.

UN CHANGEMENT RADICAL D'HABITUDES : LE LEVIER DE LA TEMPÉRATURE DE CHAUFFAGE DANS LES BÂTIMENTS

La SNBC repose sur des mesures de sobriété fortes, comme l'abaissement de la température de consigne pour le chauffage de 1°C dans l'ensemble des bâtiments. Cette mesure ambitieuse pourrait se concrétiser en généralisant des systèmes de chauffage intelligents, et grâce aux comportements vertueux des consommateurs limitant leur besoin personnel. 69% des Français seraient ainsi d'accord pour « réduire les consommations d'énergie en France, en renonçant à une partie de leur confort, par exemple en se chauffant moins », et 19% se disent prêts à le faire dès aujourd'hui³⁵.

Une mesure de diminution de la température de consigne à 19°C interroge sur le réalisme de sa concrétisation quand la température idéale des Français atteint 20°C³⁶. Toutefois, elle faciliterait l'atteinte des objectifs de neutralité carbone par la réduction des consommations. Cela justifie que leurs impacts soient étudiés. L'hypothèse testée ici demeure la diminution de la température moyenne des logements de 1°C, en cohérence avec la SNBC.

UNE LIMITATION DES BESOINS EN EAU IMPULSÉE PAR DES AUTO-RESTRICTIONS VOLONTAIRES ET DES POLITIQUES INCITANT À UNE MEILLEURE GESTION DE LA RESSOURCE

Une réduction du besoin d'eau chaude sanitaire (ECS) au sein des logements résidentiels correspondrait à une auto-restriction volontaire de cet usage, ou à des politiques incitant à aller dans ce sens. Les usages domestiques d'ECS sont en baisse depuis déjà une décennie³⁷, majoritairement grâce à l'efficacité des nouveaux équipements sanitaires et ménagers

utilisés, mais également grâce à une diffusion de meilleures pratiques concernant la gestion de la ressource en eau.

Pour cette variante, l'hypothèse d'une réduction de 10% des besoins en eau chaude sanitaire par rapport au scénario *TERRITOIRES ajusté* est retenue.

³⁴ ADEME, *Panorama sur la notion de sobriété : définitions, mises en œuvre, enjeux (Synthèse)*, mars 2019

³⁵ CREDOC, 2018

³⁶ ADEME, *Se chauffer mieux et moins cher*, Édition 2019, juin 2019

³⁷ Observatoire SISPCA

UNE RUPTURE DANS LA TENDANCE À LA BAISSSE DU NOMBRE DE PERSONNES PAR MÉNAGE

Le nombre de personnes par ménage s'avère être un indicateur fort pour rendre compte des changements de comportement et de modes de vie de la population française. Du fait de mises en couple plus tardives, de ruptures d'unions plus fréquentes, ou d'une baisse du nombre de familles nombreuses, le nombre moyen de personnes par ménage est passé de 3,1 en 1968 à 2,2 en 2018 en France métropolitaine. C'est l'« effet décohabitation »³⁸.

Cette dynamique va à l'inverse de la sobriété qui consisterait au contraire à développer les habitats comportant des espaces et des équipements partagés, la cohabitation, ou à réduire le nombre de m² habitables par personne. Ces trois changements auraient ainsi un impact majeur sur notre consommation d'énergie, et donc de gaz. Si le concept

semble séduire de plus en plus de Français³⁹, sa mise en œuvre à grande échelle sera complexe. Par exemple, le contrat de cohabitation intergénérationnelle, s'il séduit 84% des Français sur le papier, rencontre des réticences chez les plus de 60 ans dont 23% seulement seraient prêts à passer à l'acte⁴⁰.

La variante étudiée ici correspond à une hausse de 10% du nombre de personnes par ménage à l'horizon 2050 par rapport au scénario *TERRITOIRES ajusté* qui poursuit la tendance actuelle à la décohabitation progressive et se stabilise au-delà de 2040. La variante neutralise la tendance de décohabitation dès aujourd'hui, et l'inverse légèrement à partir de 2040 (amorçage de recohobitation).

LE DÉVELOPPEMENT DU TÉLÉTRAVAIL

Le développement du télétravail pourrait permettre de diminuer les surfaces chauffées par emploi, principalement dans la branche Bureaux, et donc la consommation énergétique de cette branche. Le gaz est encore majoritairement l'énergie de chauffage principale de la branche Bureaux en 2019 (45%), malgré une tendance baissière depuis 2015.

Depuis la crise sanitaire liée à la COVID-19, le télétravail s'est fortement développé. Si le prolongement de cette tendance au-delà de l'arrêt des restrictions sanitaires reste à définir, l'institut Montaigne a estimé en 2020 qu'à court terme⁴¹, environ un tiers des Français pouvait télétravailler

sans difficulté, une modification des habitudes qui semble convaincre les Français, dont 86% expriment un souhait de continuer à être en télétravail après la crise, au moins à temps partiel⁴².

Dans le scénario *TERRITOIRES ajusté* des opérateurs de réseaux de gaz, une diffusion progressive de l'usage télétravail est déjà prise en compte via une diminution de la trajectoire de construction de surfaces dédiées aux bureaux après 2035 (stabilisation des nouvelles surfaces de bureau entre aujourd'hui et 2035, puis réduction d'un facteur 2 par rapport à 2035). La variante étudiée ici correspond à une anticipation de cette trajectoire, soit une réduction de 50% des surfaces neuves de bureaux dès aujourd'hui.

³⁸ Insee, 50 ans d'évolution des résidences principales : des logements plus grands et moins peuplés, Insee première n° 1865, juin 2021

³⁹ ObsoCo, 2019

⁴⁰ Nestenn, Ifop, Cohabitation intergénérationnelle : le dispositif mis en place par la loi ELAN séduit davantage les moins de 30 ans que les seniors, 2019

⁴¹ Institut Elabe, Sondage pour l'institut Montaigne et les Échos, juin 2021

⁴² Centre de Recherche pour l'Étude et l'Observation des Conditions de Vie, 2020

LA TRANSFORMATION DES MODES DE CONSOMMATION PEUT IMPACTER LES STRUCTURES TERTIAIRES

La transformation des modes de consommation (circuits courts, produits frais et de saison, consommation raisonnée) entraîne une évolution de la taille des commerces, et en particulier une réduction des surfaces et donc de la consommation d'énergie des très grands commerces alimentaires.

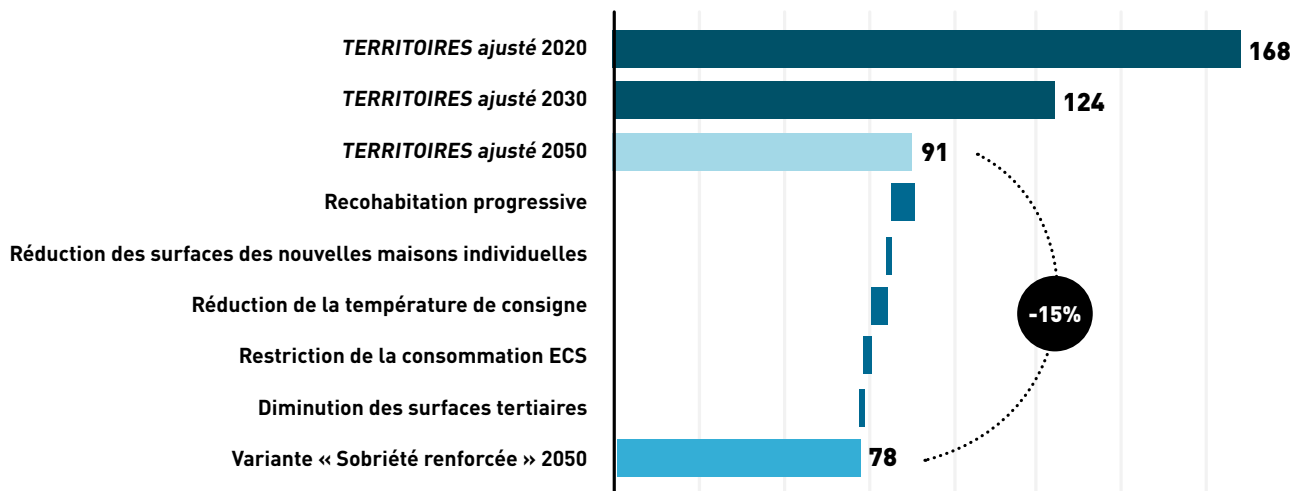
De la même manière, l'interdiction de créer de nouvelles surfaces commerciales qui entrainerait une artificialisation des sols, introduite par la loi Climat et Résilience, réduira les nouvelles surfaces du secteur tertiaire pour favoriser la reconversion ou la rationalisation des espaces.

On teste ici l'hypothèse d'une diminution de 10% de la trajectoire de référence de construction de surfaces neuves dans les branches tertiaires Hôtels/café/restaurants et commerces.

Au total, cette variante permet d'économiser 13 TWh de gaz, ce qui représente **15% de la consommation de gaz dans le bâtiment**.

En guise de comparaison, la variante de sobriété renforcée modélisée par RTE dans ses *Futurs énergétiques 2050*, aboutit à un ordre de grandeur similaire.

Leviers de sobriété supplémentaires étudiés dans la variante « Sobriété renforcée » - en TWh



VARIANTE : ALÉAS DANS LA MISE EN ŒUVRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Cette variante combine l'effet de deux aléas affectant indirectement le vecteur gaz : d'une part, le rythme de mise en service des nouvelles capacités de production d'électricité pourrait être moins rapide que ce que prévoient les scénarios 2050 ADEME ou RTE ; d'autre part, le programme de rénovation des bâtiments pourrait conduire à un gain d'efficacité plus faible ou un effet rebond plus important qu'initialement anticipé.

En ce qui concerne la mise en service de capacités de production d'électricité, tous les scénarios publiés récemment (RTE, ADEME, négaWatt...) prévoient une évolution du mix électrique français (renouvellement et/ou construction de nouvelles capacités). Par exemple, dans les scénarios *N1* et *N03* de RTE (scénarios équilibrés proches du scénario *S3* de l'ADEME), il s'agirait de construire :

- Entre 60 et 108 GW de panneaux solaires en 30 ans (soit 2 à 3,6 GW/an, sachant qu'en 2021, année record, 2,7 GW ont été raccordés) ;
- Entre 25 et 40 GW d'éoliennes terrestres en 30 ans (soit 0,8 à 1,3 GW/an, quand en 2021 1,2 GW ont été raccordés) ;
- Entre 22 et 45 GW d'éoliennes en mer en 30 ans (soit 0,7 à 1,5 GW/an, alors qu'aucun raccordement n'a eu lieu avant 2022 et que la PPE prévoit en moyenne 1 GW/an jusqu'en 2028) ;
- Entre 13 et 27 GW de nouveaux réacteurs nucléaires en 30 ans (soit 0,4 à 0,9 GW/an, sachant qu'à Flamanville le rythme moyen de construction est de 0,1 GW/an et que parallèlement les scénarios *N1* et *N03* prévoient des chantiers de démantèlement pour de nombreux réacteurs : 37 à 45 GW).

Pour le nouveau nucléaire, les retards et les surcoûts constatés ces dernières années justifient d'étudier minutieusement la faisabilité de nouveaux projets. Un rapport récent de l'administration insiste sur le fait que la faisabilité des 6 nouveaux projets d'EPR annoncés par le Président Macron en février 2022 n'était pas complètement démontrée à ce jour : la tenue du plan de charge reste incertaine⁴³.

Plus généralement, l'ampleur des projets de nouvelles constructions, nucléaires ou ENR, exige d'évaluer le risque de retard dans la mise en service des nouvelles capacités.

Pour apprécier les risques de retards, il est utile de mettre en perspective des scénarios 2050 avec les objectifs réglementaires fixés à moyen terme (2028) par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Que se passerait-il si les objectifs de la PPE 2028 étaient atteints⁴⁴,

mais qu'il ne serait pas possible d'accélérer les rythmes de mise en service des énergies renouvelables sur la période 2028-2050 ? Que se passerait-il si le rythme prévu initialement pour l'EPR de Flamanville, déjà très ambitieux, était tenu sur deux chantiers en parallèle (2x0,3 GW/an)⁴⁵, mais sans pouvoir atteindre le rythme prévu par RTE dans ses scénarios *N1* à *N03* ? Avec ces deux hypothèses, comparées aux objectifs des scénarios *N1* ou *N03*, on estime que cela entraînerait **des retards de mise en service qui se traduiraient par un défaut de production de l'ordre de 50 à 70 TWh d'électricité en 2050**.

Tout retard dans la mise en service de capacités de production d'électricité renouvelable ou bas-carbone posera un problème pour l'électrification des usages ou se traduira par des défauts majeurs d'approvisionnement, impliquant des hausses de prix pour les usagers et de potentiels risques de délestage.

Des consommations importantes de gaz seraient maintenues dans une telle situation, pour assurer la résilience du système énergétique via la production d'électricité dans des centrales thermiques décarbonées. Dans le secteur du bâtiment, le maintien de consommations de gaz par le déploiement de pompes à chaleur hybrides présenterait l'avantage supplémentaire d'apporter une flexibilité au système électrique dans la gestion des pointes de consommation.

Dans le cadre de cette variante des *Perspectives Gaz*, en réponse à un éventuel défaut de production d'électricité, on considère que le gaz, entièrement renouvelable en 2050, contribuerait au mix électrique à hauteur de 50 TWh supplémentaires environ, pour assurer l'équilibre du système en produisant de l'électricité. C'est une estimation prudentielle, et selon l'ampleur des retards, des niveaux bien supérieurs pourraient être nécessaires.

Ces incertitudes du système électrique ne sont pas prises en compte dans le scénario *TERRITOIRES ajusté des Perspectives Gaz* édition 2022, mais il convient également de garder à l'esprit qu'elles sont sources d'incertitudes non négligeables pour le système gazier, pouvant réviser à la hausse les besoins de gaz, au-delà des 50 TWh supplémentaires considérés dans cette variante.

Dans un second temps, l'impact sur la consommation de gaz d'un autre aléa de la transition énergétique a été analysé : un écart dans la mise en œuvre des politiques de rénovation des bâtiments (effet rebond supérieur aux attentes ou

⁴³ Gouvernement français, *Travaux relatifs au nouveau nucléaire : PPE 2019-2028*, Rapport au Gouvernement, février 2022

⁴⁴ Ces objectifs correspondent à des rythmes moyens de mise en service de : 1 GW/an pour l'éolien en mer, 2,2 GW/an pour l'éolien terrestre et 3,1 GW/an pour le solaire

⁴⁵ Un tel rythme permettrait de construire plus que les 6 réacteurs annoncés en février 2022 par le président Macron, mais sans pour autant atteindre l'objectif du scénario RTE *N03* de 27 GW en 2050 (soit 0,8 GW/an)

rénovation moins efficace). Corrigée des aléas climatiques, la consommation énergétique finale du secteur résidentiel (toutes énergies) est stable depuis vingt ans, et celle du secteur tertiaire en augmentation. Une multiplication des efforts par un facteur 3 est donc nécessaire pour atteindre l'objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et par un facteur 5 après 2023⁴⁶.

Les gains d'efficacité unitaires dans le bâtiment ont quant à eux été plus que compensés par l'augmentation des surfaces depuis les années 2000⁴⁷. Selon une analyse comparative du Haut Conseil du Climat, à conditions climatiques équivalentes, les logements français sont parmi les moins performants sur le plan énergétique, comparés aux autres pays européens analysés (Allemagne, Suède, Pays-Bas, Angleterre)⁴⁸. Le rapport indique également que seules 0,2% des rénovations du résidentiel et du tertiaire seraient des rénovations globales satisfaisant les critères BBC sur la période 2012-2016. Or, pour atteindre un parc dit de Bâtiments Basse Consommation énergétique (ou « BBC ») à l'horizon 2050, la rénovation d'au moins 1% du parc par an est nécessaire à partir de 2022, puis 1,9% d'ici à 2030.

Le respect des objectifs en matière de rénovation reste donc atteignable, mais conditionné à une accélération forte, voire à la réorientation des dispositifs d'aides sur les rénovations performantes⁴⁹. L'enjeu est tel qu'il convient de s'interroger : quelles seraient les conséquences sur la consommation de gaz à l'horizon 2050 si la performance des rénovations réalisées continue à être en dessous des attentes ? Cette variante modélise l'effet d'actions de rénovation dont la performance serait divisée par 2 dans le secteur résidentiel par rapport aux hypothèses du scénario *TERRITOIRES ajusté* (qui prévoit uniquement des rénovations dites performantes). **Cela se traduirait par une consommation de gaz de 11 TWh supérieure au scénario *TERRITOIRES ajusté*.**

L'impact combiné de ces deux facteurs implique une hausse de l'ordre de 60 TWh de la consommation de méthane par rapport au scénario *TERRITOIRES ajusté*.



⁴⁶ ADEME, IDDRI, *Réussir le pari de la rénovation énergétique*, mai 2022

⁴⁷ La surface habitable a augmenté de 50 % depuis 1990. Shift Project, *Plan de transformation de l'économie française*, janvier 2022

⁴⁸ Haut Conseil du Climat (HCC), *Rénover mieux : leçons d'Europe*, novembre 2020

⁴⁹ Divers rapports pointent du doigt ces retards dans le nombre et la profondeurs des rénovations réalisées sur le bâti français, et fournissent des pistes d'actions allant dans le sens d'une réorientation des aides publiques allouées au secteur (Sichel, 2021 ; I4CE, 2021 ; *The Shift Project*, 2021), ADEME et IDDRI, 2022]

DES TRAJECTOIRES NEUTRES EN CARBONE EN 2050

Les variantes étudiées permettent de construire une vision haute et une basse des consommations de gaz qui contrastent avec le scénario *TERRITOIRES ajusté*. Cette vision des incertitudes qui pèsent sur l'évolution de la consommation de gaz en France est cohérente avec les scénarios externes parus récemment :

- négaWatt voit une consommation de gaz de l'ordre de 200 TWh en 2050, dans un scénario nettement axé sur la sobriété des usages ;
- l'ADEME a proposé une palette de possible entre 160 et plus de 400 TWh de gaz consommé, reposant en large part sur les imports pour ce dernier scénario.

Une combinaison des variantes baissières conduirait à une consommation de gaz de l'ordre de 200 TWh en 2050, proche des scénarios ADEME S1 ou S2, et négaWatt. Ces scénarios reposent sur des changements de mode de vie majeurs.

À l'inverse, une combinaison des variantes haussières conduirait à une consommation de méthane autour de 340 TWh en 2050, qui reste inférieure à certains scénarios comme le S4 de l'ADEME par exemple.

Les opérateurs d'infrastructures sont particulièrement attentifs à ces trajectoires hautes, le dimensionnement des réseaux étant calé sur des enjeux de sécurité d'approvisionnement et la capacité à répondre à des pointes extrêmes d'appel de puissance.

Si l'ensemble de ces variantes à la hausse se matérialisent conjointement, **la filière gaz pourra s'appuyer sur la production domestique de méthane renouvelable et bas-**

carbone qui atteindrait 320 TWh en 2050 (voir section sur le potentiel de production) pour satisfaire cette demande.

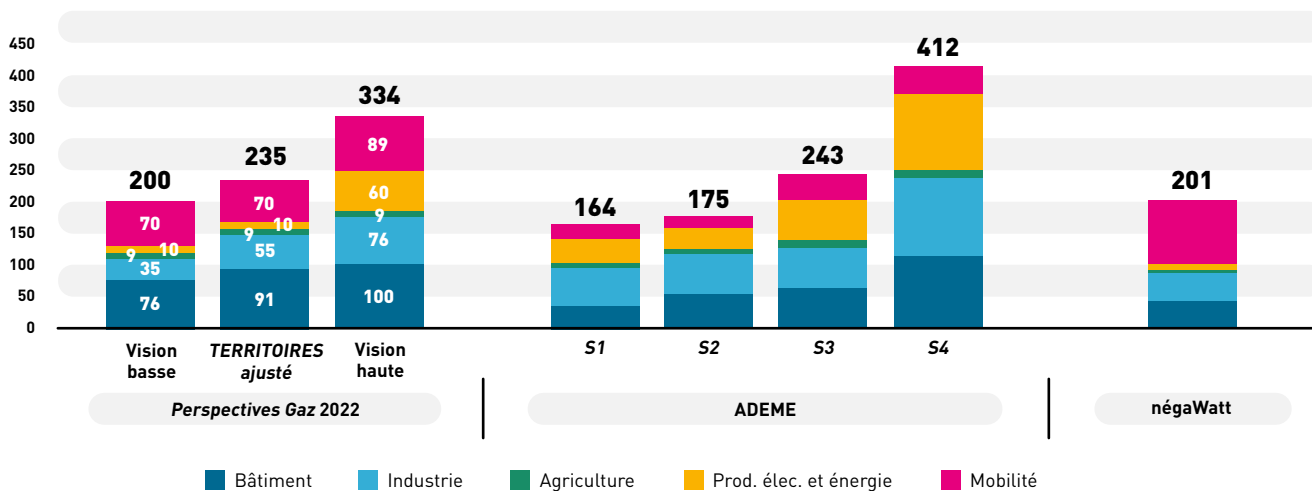
Au-delà, et si des mesures complémentaires de sobriété ne peuvent être activées, deux leviers permettraient de maintenir la neutralité carbone en 2050 : l'import de gaz renouvelables ou les technologies de capture et de séquestration du carbone, dont le potentiel est estimé entre 10 et 15 MtCO₂eq⁵⁰ (soit 40 à 60 TWh de gaz), solutions d'ailleurs envisagées à des niveaux divers dans les scénarios de l'ADEME.

Deux enseignements majeurs peuvent ainsi être tirés de ces travaux :

1 Le potentiel de production de gaz renouvelable et bas-carbone français est suffisant pour répondre à chacune des variantes étudiées donc l'objectif de neutralité carbone en 2050 est atteignable dans tous les scénarios.

2 Le réseau de gaz peut contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone tout en garantissant la résilience du système énergétique même dans le cas où plusieurs variantes à la hausse se matérialisent conjointement pour atteindre une consommation de l'ordre de 340 TWh. Pour satisfaire cette demande, il sera possible de mobiliser une production renouvelable de 320 TWh, complétée soit par quelques volumes de gaz renouvelable importé, soit par du gaz naturel décarboné par de la capture et stockage de carbone.

Comparaison des scénarios de consommation de CH₄ en 2050 - TWh PCS



⁵⁰ 10 MtCO₂eq dans le scénario ADEME Transition 2050 S3 et 15 MtCO₂eq dans le scénario AMS de la SNBC

UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE PLUS RÉSILIENT GRÂCE AU RÔLE CAPACITAIRE ET À L'HYBRIDATION

Actuellement en France, une maison sur trois, un appartement sur deux et près de la moitié des surfaces des bâtiments tertiaires sont chauffés au gaz. Au global, le gaz couvre ainsi de façon directe 40% des besoins de chaleur qui représentent eux-mêmes en moyenne 50% de la consommation d'énergie finale des bâtiments.

Sur les dernières années et au niveau national, le chauffage des bâtiments représentait à lui seul 20% de la consommation énergie totale mais comptait pour 60% des capacités d'acheminement des infrastructures énergétiques. Ce dimensionnement selon la puissance totale appelée est nécessaire pour répondre aux besoins dits "de pointe", qui sont épisodiques et doivent être couverts en situations exceptionnelles (hivers rigoureux).

Chiffres clés du chauffage

20%

de la consommation d'énergie totale

40%

de l'énergie transitant par les réseaux électriques et gaziers

60%

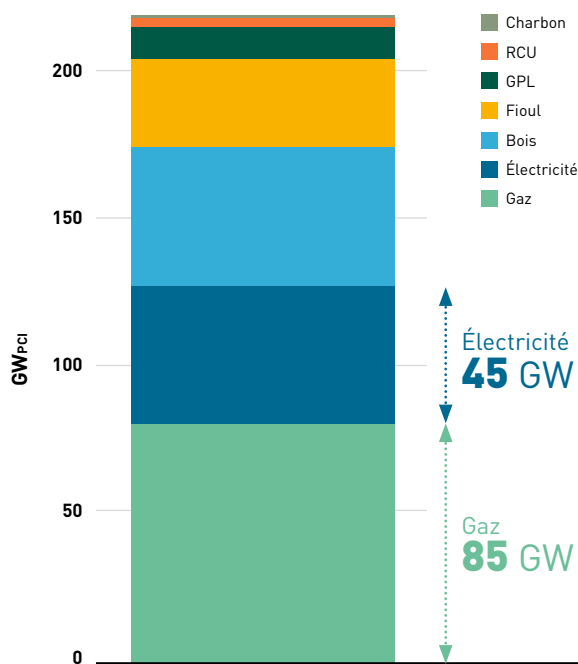
des capacités d'acheminement de l'énergie

capacité du réseau de gaz :

2X

celle du réseau électrique

Décomposition par type d'énergie de la puissance moyenne appelée le 28 février 2018 (pic de consommation) pour la couverture des besoins de chauffage des bâtiments en France métropolitaine (hors Corse)



Source : GRDF à partir de données de RTE, GRTgaz, Teréga et du CEREN

LES RÉSEAUX DE GAZ EXISTANTS SONT UN ATOUT MAJEUR DE LA RÉSILIENCE DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS

L'électricité, dont une fraction - jusqu'à 15% - est produite à partir de gaz, **couvre une part de la production de chaleur des bâtiments deux fois plus faible que celle du gaz**. Grâce notamment aux capacités conséquentes de stockage, le réseau de gaz assure aujourd'hui l'approvisionnement lors des pics de consommation : c'est un élément essentiel à la résilience du système énergétique en période de vague de froid ou de tension sur le réseau électrique.

Conserver une part significative de bâtiments raccordés et alimentés aux gaz (dont 20% sera vert en 2030 et 100% en 2050⁵¹) permet de limiter les risques de tension d'approvisionnement sur les réseaux énergétiques et ainsi réduire fortement les efforts d'investissement nécessaires à l'électrification des usages.

Le déploiement à grande échelle de sources intermittentes d'électricité augmente les besoins de flexibilité du réseau électrique : flexibilité quotidienne, hebdomadaire et même saisonnière. Une gestion intelligente des équipements énergétiques jusqu'aux usages finaux apporte une flexibilité supplémentaire au système électrique. Les ballons d'eau chaude et les véhicules électriques offrent une flexibilité quotidienne. Les pompes à chaleur (PAC) hybrides apportent quant à elles une flexibilité hebdomadaire et saisonnière, grâce à une gestion pilotée de la pointe électrique de chauffage et en mutualisant la charge avec le réseau de gaz existant.

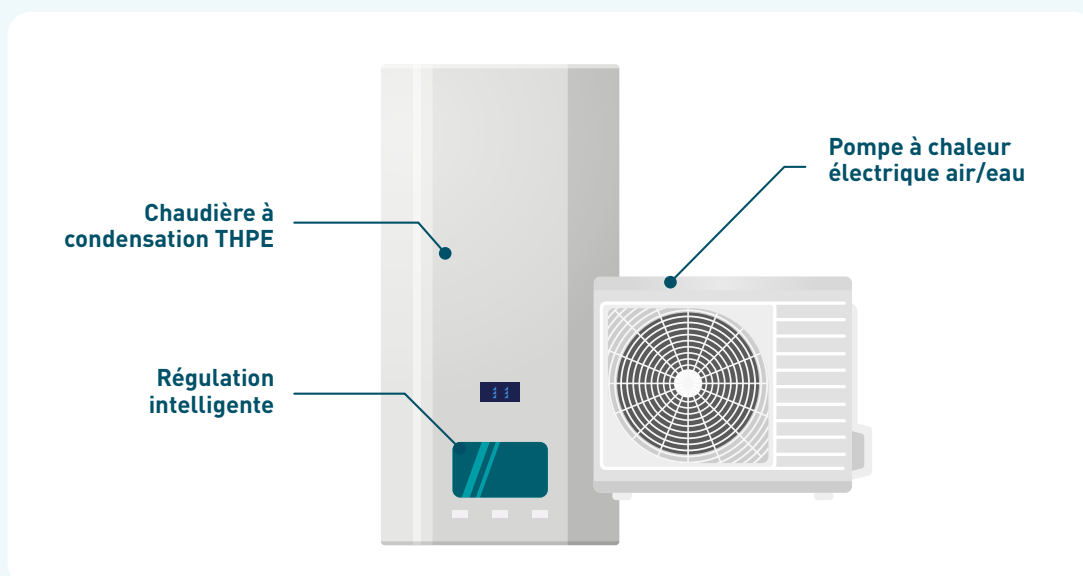
La commission européenne estime qu'à l'échelle de l'UE, l'installation à grande échelle de PAC hybrides pourrait réduire les coûts de fonctionnement du système énergétique de

⁵¹ Cf. sections précédentes

1,6 Mds €/an à horizon 2050⁵² par rapport à un scénario dans lequel tous les besoins de chauffage résidentiel sont assurés par des PAC électriques. De même, une étude réalisée par Artelys⁵³ en 2021 estime que le déploiement de 6 millions de PAC hybrides permettrait réduire les besoins de nouvelles infrastructures dans les réseaux électriques dus à la pointe de chauffage de 40%.

Dans le parc de bâtiments existants raccordés au gaz, et dans les bâtiments neufs à proximité du réseau de gaz, dès lors que son installation est techniquement possible, la pompe à chaleur hybride apparaît donc comme la solution la plus pertinente.

QU'EST-CE QU'UNE PAC HYBRIDE ?



La pompe à chaleur hybride réunit plusieurs éléments : une pompe à chaleur électrique, une chaudière très haute performance et une régulation intelligente capable d'optimiser le fonctionnement des deux générateurs de chaleur. Cette optimisation peut être faite sur le contenu CO₂ de l'énergie et en fonction de la saturation des réseaux, permettant ainsi de minimiser les émissions de carbone et les coûts pour les habitants et la société. La présence de la chaudière permet d'optimiser le dimensionnement

de la pompe à chaleur – en réduisant sa capacité – et de réduire les coûts avec une performance environnementale similaire.

La PAC hybride est considérée comme étant une **“technologie sans regret”**⁵⁴, c'est-à-dire une technologie dans laquelle des investissements de grande ampleur peuvent être réalisés dans les prochaines décennies. Le développement de cette technologie apporte des bénéfices certains à l'ensemble du système énergétique.

⁵² Commission Européenne, Direction Générale de l'Énergie, *Decentralised heat pumps: system benefits under different technical configurations: METIS Studies, study S6*, 2019

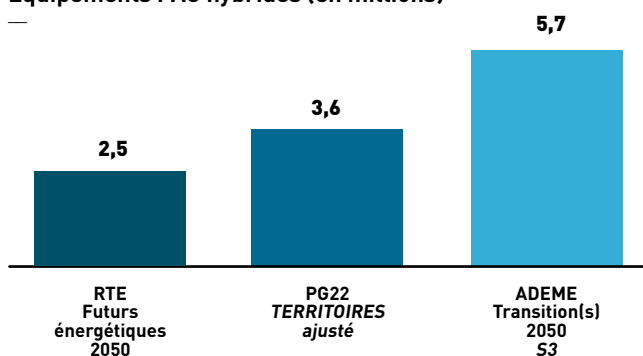
⁵³ Artelys, *Estimation de l'impact sur les réseaux électriques entre 2020 et 2050 du scénario AMS de la SNBC*, 2021

⁵⁴ ENGIE, TSE et Terra Nova, *Quelles solutions pour une Transition Énergétique économique et résiliente*, 2022

POURQUOI L'INTÉGRATION DE PAC HYBRIDES PERMET D'ACCROÎTRE LA RÉSILIENCE DE L'ENSEMBLE DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

La PAC hybride est mise en avant dans le rapport TYNDP 2022 des associations de gestionnaires de réseaux européens (ENSTO – E/G) comme une des solutions incontournables de la transition du mix énergétique européen et pour l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et l'objectif *Fit for 55* en 2030 (scénario *Global Ambition*).

Équipements PAC hybrides (en millions)



Le scénario *TERRITOIRES ajusté* présenté dans les *Perspectives Gaz* édition 2022 intègre un total de **11 millions de PAC dont 3,6 millions de PAC hybrides en 2050**. À horizon 2050, RTE et l'ADEME prévoient le déploiement de 2,5 à 6 millions de PAC hybrides, un nombre permettant de se passer de capacités de gestion de la pointe électrique jusqu'à 20 GW. Ils estiment en effet que le déploiement de PAC hybrides à la place de PAC électriques conduirait à diminuer la pointe de consommation d'électricité de

1,4 GW par million d'installations⁵⁵. D'autres sources indiquent **une réduction de la pointe pouvant aller jusqu'à 3 GW** en période hivernale pour le remplacement de 1 million de PAC 100% électriques par des systèmes hybrides⁵⁶. L'écart entre les deux estimations (1,4 GW et 3 GW) résulte principalement d'une prise en compte de l'effet du "soutien à effet Joule" des PAC électriques lors des périodes de forte demande hivernales. En effet, lors des pics de froid, le rendement des PAC électriques se détériore. En compensation, un appoint peut être fourni par un chauffage à effet joule. Moins efficace, cet appoint accroît significativement la puissance électrique nécessaire.

Le relai assuré par le gaz lors des périodes de froid extrême et de stress important pour le réseau électrique, permet de réduire fortement des coûts d'investissement difficiles à amortir sur des besoins peu fréquents. Une intégration progressive de systèmes hybrides apparaît comme un objectif raisonnable pour permettre la réussite d'une transition énergétique à la fois ambitieuse et pragmatique. Cette intégration a pour objectif d'atténuer au maximum les difficultés qui risquent de se présenter avec la transformation rapide du système énergétique, et en particulier du système électrique déjà fortement mis sous tension.

Enfin, l'intérêt d'une électrification massive des usages sur la réduction des émissions de GES reste limité tant que l'électricité produite à la pointe hivernale conserve un caractère fortement carboné. En tirant le maximum de l'électricité lorsque celle-ci est disponible et décarbonée, l'hybridation des systèmes de chauffage permet de dépasser cette limite.



⁵⁵ RTE et ADEME, *Évaluation de scénarios possibles pour décarboner le chauffage dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2035, 2020*

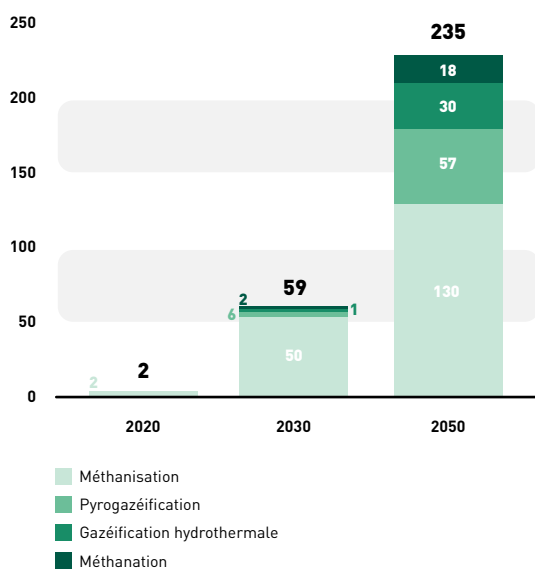
⁵⁶ Chiffres basés sur les estimations de RTE/ADEME et ElementEnergy pour la fourchette respectivement basse et haute

ANNEXES

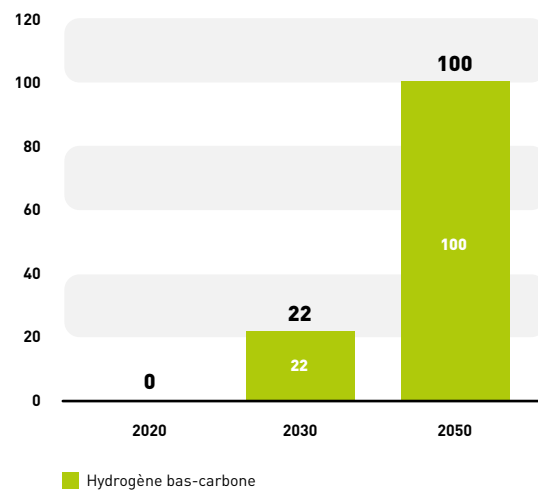
ANNEXE 1

TRAJECTOIRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS-CARBONE DANS LE SCÉNARIO *TERRITOIRES AJUSTÉ*

Production de méthane renouvelable et bas-carbone - TWh



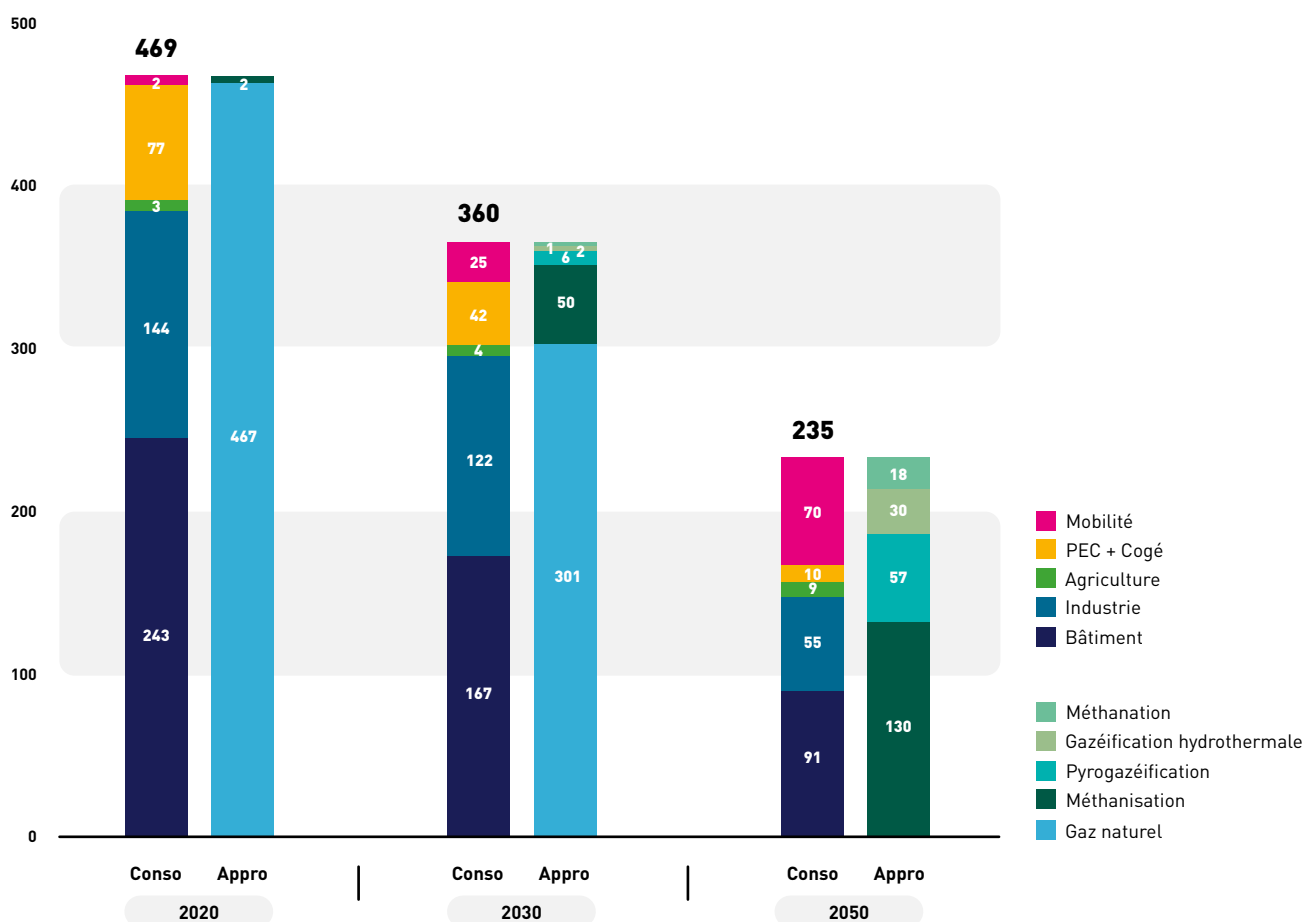
Production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone - TWh



ANNEXE 2

TRAJECTOIRES DE PRODUCTION ET CONSOMMATION DE MÉTHANE DANS LE SCÉNARIO *TERRITOIRES AJUSTÉ*

Consommations et approvisionnement de gaz en TWh PCS



ANNEXE 3

DÉTAIL DES HYPOTHÈSES PRISES EN COMPTE DANS LA VARIANTE « SOBRIÉTÉ RENFORCÉE »

INDICATEUR TESTÉ		SCÉNARIO TERRITOIRES AJUSTÉ	HYPOTHÈSES DE SOBRIÉTÉ RENFORCÉE	HYPOTHÈSE DE SCÉNARIOS EXTERNES
Secteur résidentiel				
Recohabitation		2,1 personnes par ménage en 2050 <i>Poursuite de la décohabitation</i>	+10% <i>Stabilité et légère recohabitation</i>	<ul style="list-style-type: none"> RTE : 1,9 (et 2,2 personnes par ménage dans la variante sobriété +) négaWatt : 2,2
Réduction des surfaces des nouvelles maisons individuelles		+10% des surfaces des maisons construites par rapport à 2020	Stabilité des surfaces	
Réduction de la température de consigne de chauffage		Stable	-1°C	<ul style="list-style-type: none"> SNBC : - 1°C RTE variante sobriété + : -1°C soit -3% sur les consommations ADEME : -1°C soit 7-10% pour 1°C
Restriction de la consommation d'eau chaude sanitaire		-0,5%/an du besoin par rapport à 2020	-10% par rapport à la trajectoire de référence	Évolution 2020-2050 <ul style="list-style-type: none"> RTE variante sobriété : -32% négaWatt : entre -14% et -25%
Secteur tertiaire				
Modification de l'activité économique et réduction des nouvelles surfaces tertiaires	Surface neuves des bureaux	Stabilité des surfaces de bureau jusqu'à 2035 puis légère baisse	-50% entre 2020 et 2050	<ul style="list-style-type: none"> RTE variante sobriété : 2,5 jours de télétravail/semaine, soit -50% des surfaces bureaux du parc et -5% sur les autres
	Surface neuves des commerces	Stabilité	-10% entre 2020 et 2050	<ul style="list-style-type: none"> RTE variante sobriété : -10%

ANNEXE 4

CARTE DES PROJETS DE PYROGAZÉIFICATION POUR INJECTION INSCRITS DANS LE CADRE DE L'APPEL À MANIFESTATION D'INTERÊT DU COMITÉ STRATÉGIQUE DE FILIÈRE « NOUVEAUX SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES »

13 projets confidentiels n'apparaissent pas sur cette carte.

Source : GRTgaz

