

Perspectives Gaz 2020

Gaz naturel & renouvelables 2020 - 2030







Sommaire

4 Avant-propos et état des lieux

chapitre 01

10 Méthodologie

chapitre 02

18 Synthèse

chapitre 03 / analyse sectorielle

26 Bâtiment

54 Industrie

64 Mobilité

78 Production d'électricité centralisée et cogénération

chapitre 04

84 Gaz renouvelables et bas-carbone

chapitre 05

102 Analyses

116 Annexes

Avant-propos et état des lieux

Conformément à l'article L. 141-10 du Code de l'énergie, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz ont la responsabilité d'établir, tous les ans, des prévisions pluriannuelles de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelables en France.

Ce document de référence constitue ainsi la cinquième édition des prévisions de gaz. Comme pour les éditions précédentes, l'ensemble des hypothèses a été réévalué et retravaillé à partir des données de la dernière année de consommation et de production disponible.

POUR LA PREMIÈRE FOIS, UN EXERCICE QUI S'INSCRIT DANS UNE LOGIQUE D'ATTEINTE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE ET INTÉGRANT UNE VISION RÉGIONALE

Comme chaque année, l'exercice des Perspectives Gaz vise à présenter des visions réalistes et contrastées de l'évolution de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelables à moyen terme. La spécificité de cette édition 2020 réside dans le fait que tous les scénarios sont compatibles avec l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, tel qu'inscrit dans la loi Énergie Climat promulguée en novembre 2019 et ce sans recours aux importations. À l'échelle du système gazier, un scénario est considéré comme compatible avec la neutralité carbone si l'intégralité du gaz consommé à l'échelle nationale est d'origine renouvelable ou décarbonée. Cet objectif repose sur la matérialisation simultanée d'un certain nombre d'hypothèses et politiques ambitieuses, au premier rang desquelles, dans le secteur des bâtiments, un renforcement important du rythme annuel de rénovations énergétiques des bâtiments et la généralisation de systèmes de chauffage très efficaces.

Or, la non-réalisation d'une ou plusieurs de ces hypothèses peut remettre en question l'atteinte de l'objectif climatique de la France. D'autres hypothèses importantes, précisées dans le document, sont également considérées dans les secteurs industriels et de la mobilité. Cet exercice 2020 des Perspectives Gaz suppose donc que ces hypothèses structurantes se matérialiseront, et étudie différentes trajectoires pour atteindre la neutralité carbone en 2050, du point de vue du système gazier. Ces hypothèses ambitieuses reposant sur des déterminants à probabilité très variable (niveau de soutien budgétaire, accompagnement à la rénovation énergétique, croissance...), le document intègre également certaines analyses de sensibilité.

Une autre nouveauté importante par rapport aux éditions précédentes est l'ajout d'un scénario construit à partir de visions régionales. La totalité des SRADDET (schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires) ayant été publiés en 2019 et 2020, ces documents ont constitué une source structurante pour cet exercice, et ont permis d'illustrer les différentes dynamiques observées dans chaque région, que ce soit au niveau du développement de la production de gaz renouvelables ou de leurs usages.

UNE COLLABORATION ÉTROITE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE GAZ

Comme pour les éditions précédentes, les gestionnaires de réseaux de gaz (GRDF, GRTgaz, Teréga et le SPEGNN) ont poursuivi le choix de réaliser ces prévisions en commun, afin de proposer une vision intégrée des réseaux de gaz tout en mutualisant les moyens.

UN DOCUMENT DE RÉFÉRENCE ÉTABLI EN CONCERTATION

Ces prévisions ont pour vocation de permettre à chacun, public averti ou non, de disposer d'une vision pluriannuelle des évolutions possibles de la demande de gaz dans le cadre de l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050. Elles ont été finalisées à l'issue d'une démarche de concertation. En effet, afin de les partager avec le plus grand nombre d'acteurs, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution ont organisé le 10 novembre 2020 une réunion de concertation auprès des représentants de l'Administration, de la société civile et des acteurs de l'énergie en France qui a réuni 70 participants. Les principales hypothèses et les premiers résultats ont pu y être présentés et discutés, de manière à enrichir cet exercice ainsi que les suivants.

Accessible au plus grand nombre, ce document constitue un outil de transparence qui a vocation à éclairer le dialogue sur les enjeux stratégiques liés au système énergétique de demain, tel qu'initié par exemple dans le cadre de la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) ou dans la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC).

LES ÉLÉMENTS D'ACTUALITÉ STRUCTURANTS DE CET EXERCICE

Cette édition 2020 prend en compte le contexte réglementaire relativement riche de ces deux dernières années et notamment les principaux points ci-dessous qui ont influé sur les hypothèses des scénarios :

RÉTROSPECTIVE 2019 / 2020



**Loi énergie
PPE / SNBC
SRADDET**



RE2020



**Dynamisme
de la filière
biométhane**



Stratégie H₂



**Plan de Relance
et Stratégie
rénovations**



COVID 19

— Loi énergie / SNBC / PPE / SRADDET

Après la publication de la loi Energie Climat fin 2019, le décret d'adoption de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été publié au Journal Officiel le 21 avril 2020. Ce décret introduit des objectifs de baisse de consommation des énergies fossiles, notamment une réduction de la consommation gazière de 10 % en 2023 et de 22 % en 2028 par rapport à 2012. Des objectifs spécifiques sont introduits concernant les gaz renouvelables.

Le même jour, le décret d'adoption de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) a été publié. La SNBC fixe le cadre de la politique énergétique française de sorte à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour cela, elle s'appuie sur un scénario de référence, AMS, et certaines variantes dont la variante "gaz haut", dans laquelle la place du gaz est plus importante pour décarboner le secteur des bâtiments. Ces scénarios et variantes, non exhaustifs, témoignent des différents chemins possibles pour atteindre la neutralité carbone en France.

Dans le cadre de la loi 2015-992 (dite loi NOTRe) et de la validation de leurs SRADDET, les Régions ont engagé une importante réflexion sur l'évolution de leur mix énergétique.

— La crise sanitaire de la COVID-19

L'année 2020 a été marquée par le début de l'épisode de crise sanitaire qui a naturellement impacté les consommations d'énergie des différents secteurs. Différentes hypothèses ont été prises pour l'impact 2020 et le retour à la normale sur le début de la décennie 2020-2030.

— Le Plan de Relance et la stratégie rénovations

Le plan de relance présenté le 3 septembre 2020 a pour objectif de bâtir la France de 2030 et de retrouver le niveau économique d'avant crise COVID19 d'ici 2 ans. Doté de 100 milliards d'euros, il sera financé à 40 % par l'Union Européenne et repose sur 3 piliers :

- la transition écologique (30 milliards) ;

- la compétitivité des entreprises (34 milliards) ;
- et la cohésion territoriale (36 milliards).

— La Stratégie Nationale pour le développement de l'hydrogène bas-carbone en France

La stratégie hydrogène de la France présentée le 8 septembre 2020 prévoit un total de 3,4 milliards d'euros alloués d'ici 2023 et jusqu'à 7,2 milliards d'euros d'ici 2030.

Plusieurs mécanismes sont mis en place pour soutenir les projets portés par les entreprises dans les territoires afin de favoriser l'émergence d'une offre française de solutions hydrogène. Un mécanisme de soutien à l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, par appel d'offre et complément de rémunération, est prévu, ainsi que la mise en place d'un IPCEI (projet important d'intérêt européen commun) et de partenariats renforcés avec les grands acteurs des territoires.

— La Réglementation Environnementale 2020 (RE 2020)

La RE 2020 est la réglementation qui régira les performances environnementales des bâtiments neufs avec une échéance cible prévisionnelle d'application à début 2022 pour les maisons individuelles et 2025 pour les logements collectifs. Elle vise à diminuer l'impact carbone des bâtiments et à améliorer leur performance énergétique. Ses impacts potentiels sur la consommation de gaz dans le secteur résidentiel sont pris en compte dans les trajectoires proposées. La version définitive de cette réglementation devrait être publiée courant 2021.

— La poursuite du dynamisme de la filière biométhane

La filière biométhane est en plein essor avec une production attendue en hausse de 70 % en 2020 ainsi qu'une augmentation du budget de soutien et des travaux sont lancés pour construire des mécanismes de financement hors finances publiques. Ces mécanismes ainsi qu'une revue de la trajectoire

du développement du biométhane dans la future PPE pour atteindre les cibles fixées par la loi constituent des facteurs clés pour l'avenir de la filière.

UN EXERCICE PROSPECTIF NÉCESSAIREMENT INCERTAIN

Les Perspectives Gaz sont un exercice prospectif et donc par nature incertain. Il est réalisé à titre indicatif et repose sur la meilleure vision disponible à la date de rédaction des principaux inducteurs de l'évolution de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelables. L'exercice des Perspectives Gaz ne prétend pas être exhaustif en matière de scénarios envisagés.

Ces hypothèses seront sans aucun doute amenées à évoluer dans le futur, comme pour tout exercice prospectif de ce type. À titre d'illustration, la RE 2020

et la Stratégie Hydrogène du gouvernement, postérieures de quelques mois à la publication de la SNBC, remettent en question certaines hypothèses considérées dans cette dernière.

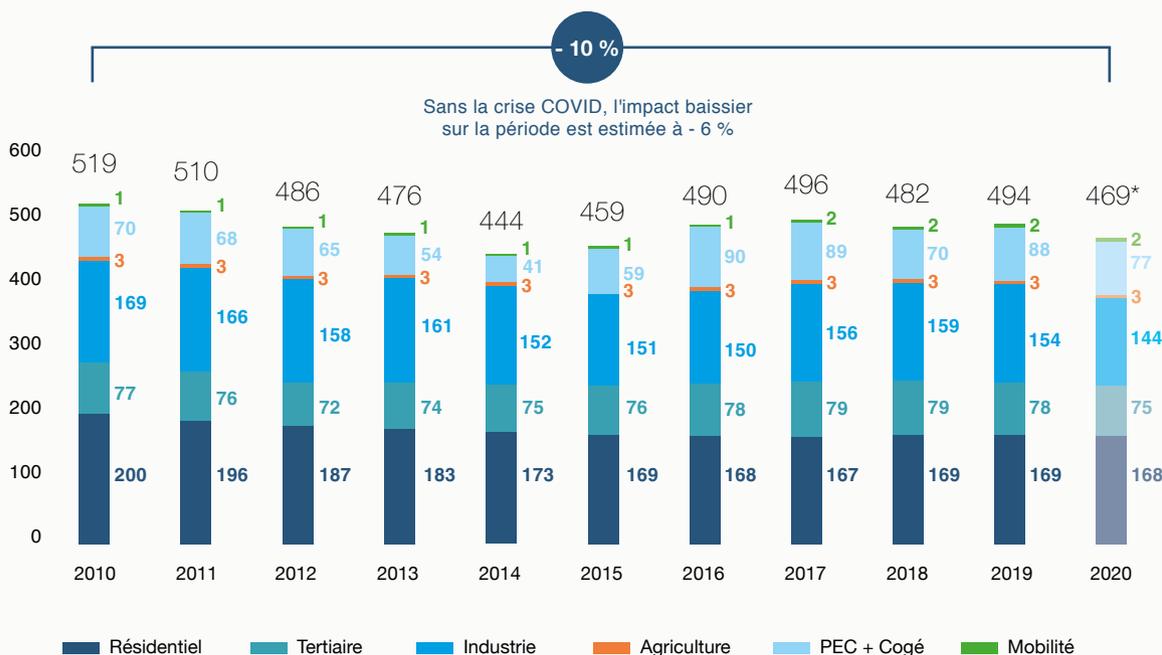
Enfin, la responsabilité de GRDF, GRTgaz, Teréga et du SPEGNN ne peut être engagée pour les dommages éventuels de toute nature qui résulteraient de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des données et informations contenues dans le présent document.

RÉTROSPECTIVE 2019 ET 2020

— Consommation de gaz

En 2019, la consommation gazière française s'élève à 494 TWh, en données corrigées du climat, soit une hausse de + 2,5 % par rapport à 2018, tirée par la demande pour la production d'électricité.

Consommation totale de gaz en France métropolitaine en corrigé du climat (TWh PCS)



* valeurs 2020 provisoires à la date de publication de ce rapport

En 2020, la consommation de gaz est estimée à 469 TWh. Cette baisse de 5 % par rapport à 2019 est essentiellement expliquée par l'impact de la crise sanitaire sur la demande, notamment dans les secteurs de l'industrie, du tertiaire et de la production électrique. Il s'agit, à la date de publication de ce rapport, de valeurs provisoires qui seront affinées en cours d'année par les opérateurs de réseaux.

La consommation annuelle totale de gaz a baissé de 5 % au cours de la dernière décennie, malgré une relative stabilité depuis 5 ans, hors effet COVID. Cette baisse s'explique avant tout par l'amélioration énergétique dans le secteur des bâtiments, ce qui induit une diminution des consommations de 11 % sur cette même décennie malgré la hausse du nombre de clients raccordés au gaz. La demande de gaz est également en baisse dans le secteur de l'industrie, grâce à l'efficacité énergétique mais également en corrélation avec l'évolution économique. Enfin,

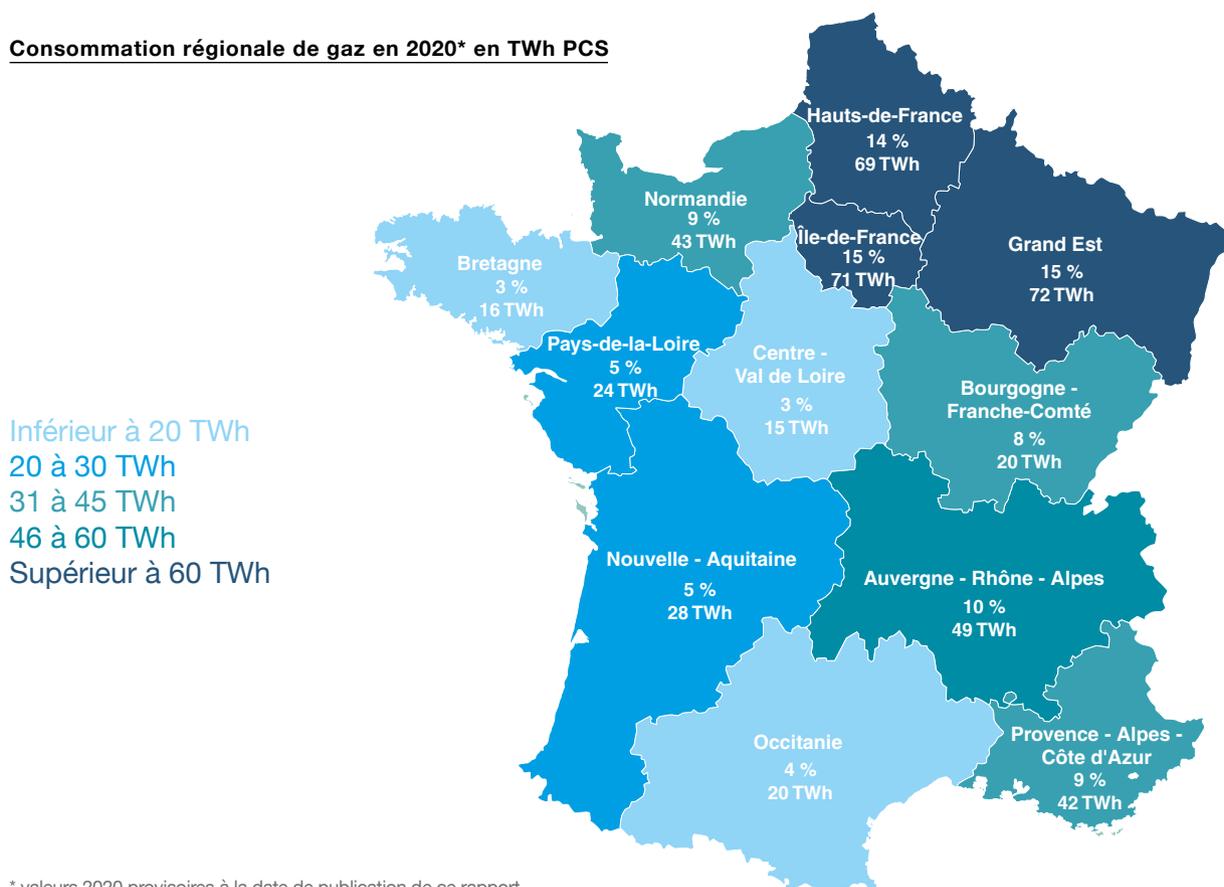
le recours au gaz pour la production d'électricité explique les principales variations d'une année sur l'autre. En effet, les indisponibilités du parc nucléaire et hydraulique impliquent des fortes sollicitations des centrales thermiques au gaz notamment en période de pointe de froid.

— Une consommation de gaz avec de fortes disparités régionales

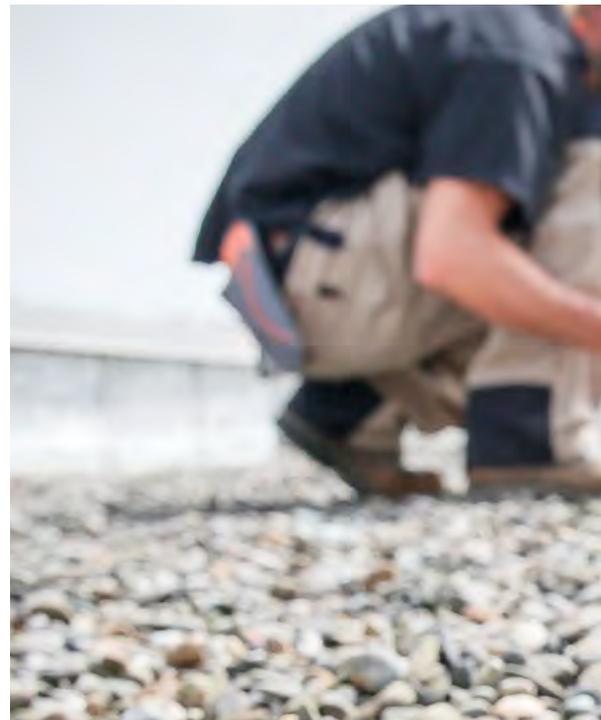
Le Nord, l'Île-de-France et l'Est de la France restent les régions les plus consommatrices de gaz en 2019 et 2020. Cette dynamique s'explique par des besoins accrus en termes de chauffage et d'industrie.

En effet, ces régions ont des besoins liés à une démographie croissante, mais également à un climat plus rigoureux et enfin à des facteurs historiques avec un taux élevé de bâtiments résidentiels et tertiaires chauffés au gaz.

Consommation régionale de gaz en 2020* en TWh PCS



* valeurs 2020 provisoires à la date de publication de ce rapport





Méthodologie



UN PROCESSUS ENCADRÉ ET CONCERTÉ : UN SOUCI DE TRANSPARENCE DES ACTEURS GAZIERS

Sur le volet de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelables en France, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz, par les voix de GRTgaz, GRDF, Teréga et du SPEGNN, ont tenu à proposer une vision prospective unique et harmonisée dans un souci de cohérence globale. Accessible au plus grand nombre, ce document publié en ligne constitue un outil de transparence des opérateurs de réseau gazier, et a vocation à contribuer au dialogue sur les enjeux stratégiques liés au système énergétique de demain.

UN EXERCICE 2020 DE SCÉNARISATION INSCRIT DANS UN CONTEXTE D'ATTEINTE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE EN 2050 ET TRADUISANT LES IMPÉRATIFS CLIMATIQUES AU NIVEAU NATIONAL COMME RÉGIONAL

La loi Energie Climat, promulguée le 8 novembre 2019, a inscrit dans la loi l'ambition d'atteindre la neutralité carbone en France en 2050. Les éditions 2018 et 2019 des Perspectives Gaz, préalables à cette loi, n'intégraient pas de prolongation à 2050. Pour cet exercice 2020, trois nouveaux scénarios ont donc été construits prenant en compte le cadre établi visant à atteindre la neutralité carbone en 2050. Ces scénarios prospectifs présentent une analyse détaillée de différentes évolutions contrastées de la demande de gaz et de production de gaz renouvelables à l'horizon 2030. Il est rappelé que cet exercice a pour vocation de scénariser de probables évolutions de la demande en gaz et non de décliner des trajectoires par rapport à un objectif cible.

Au niveau territorial, la loi portant sur la Nouvelle Organisation Territoriale de la République (NOTRe) de 2015 a permis d'ajouter aux compétences des régions l'élaboration d'un Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET). À l'échelle de la France métropolitaine, seule l'Île-de-France en est exemptée et doit réaliser un Schéma Directeur (SDRIF). Les SRADDET sont des **documents élaborés par co-construction**, à l'occasion de vastes périodes de consultation du public et des parties prenantes, qui ont pour objectif d'aboutir à un **document prescriptif de planification**. Ce document donne notamment des objectifs sur le volet énergie et climat – à des **niveaux de détails hétérogènes** selon les régions¹ - constituant une **vision régionale à l'horizon 2030 et 2050**. Ils permettent enfin de mettre en valeur les atouts et spécificités des territoires, que ce soit pour les potentiels de production d'énergies renouvelables ou pour les consommations sectorielles.

Ces SRADDET sont **complémentaires** aux documents nationaux de planification comme la SNBC et la PPE. À l'heure de la rédaction de ce rapport, toutes les régions ont d'ores et déjà publié ou adopté un document de SRADDET. Pour la première fois cette année, un des scénarios des Perspectives Gaz est construit à partir de ces ambitions régionales déclinées **dans les versions les plus avancées des SRADDET**.

1- L'Association négaWatt a publié en novembre 2020 une étude qui détaille l'absence d'homogénéité et de cohérence méthodologique entre les scénarios énergétiques sous-jacents aux SRADDET. Cette étude précise également les conditions auxquelles ils peuvent être concaténés – Analyse et concaténation du volet énergie des SRADDET, Association négaWatt, novembre 2020

DES TRAVAUX APPUYÉS SUR DES SOURCES EXTERNES ET VARIÉES

Au-delà de cette mise en compatibilité avec les orientations cadres de la SNBC et de la loi Energie Climat, ces travaux cherchent à s'appuyer autant que possible sur des sources externes, opposables et variées, parmi lesquelles celles issues du MTES, de l'ADEME, de RTE, de l'AFG, de la Plateforme de l'Automobile, etc... Ils exploitent également des bases de données issues de nombreuses études externes (INSEE, SDES, CEREN, ADEME, Bati Étude). Spécifiquement pour les scénarios régionaux, les travaux prospectifs se sont également appuyés sur les diagnostics énergétiques territoriaux ainsi que sur les données des observatoires régionaux.

Comme indiqué sur le schéma ci-dessous, les différentes trajectoires sont le résultat d'un travail en complémentarité des gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz. Il est à noter que pour la production d'électricité centralisée, des échanges ont régulièrement lieu avec l'opérateur de réseau de transport d'électricité, mais les trajectoires ont été construites avant la parution de leur Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande à 2030.

LES DIFFÉRENTES SOURCES



Les données résidentiel et tertiaire

proviennent de GRDF et du SPEGNN en coordination avec GRTgaz et Teréga



La production électrique centralisée et la cogénération

est estimée par GRTgaz en cohérence avec le bilan RTE



Les données Industrie

proviennent de GRTgaz, Teréga et GRDF



Les données de la mobilité

proviennent de GRTgaz, GRDF et le SPEGNN



Les données de production de gaz renouvelables

proviennent de l'ensemble des opérateurs

Trois scénarios compatibles avec la neutralité carbone

GRDF, GRTgaz, Teréga et le SPEGNN ont décidé pour cette édition 2020 des Perspectives Gaz de construire et présenter 3 nouveaux scénarios, **NATIONAL gaz bas**, **NATIONAL gaz haut** et **TERRITOIRES**. Ces 3 scénarios sont compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en France à l'horizon 2050 et décrivent autant d'évolutions contrastées et réalistes de la **consommation de gaz et de la production de gaz renouvelables pour atteindre la neutralité carbone en 2050**.

Les 3 scénarios reposent sur des hypothèses structurantes identiques en matière d'efficacité

énergétique, qu'il s'agisse de rénovations des bâtiments, de systèmes de chauffage très performants, de rendements de véhicules et de processus industriels, et aussi ambitieuses que celles de la SNBC. Ces hypothèses sont structurantes pour atteindre la neutralité carbone en 2050 en France.

Certaines de ces hypothèses sont particulièrement ambitieuses et nécessiteront une inflexion importante par rapport aux tendances actuelles. C'est par exemple le cas de l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, qui fait l'objet d'une analyse de sensibilité spécifique dans rapport.

Scénario NATIONAL gaz bas

Ce scénario est cohérent et compatible avec le scénario AMS (Avec Mesures Supplémentaires) de la SNBC publiée en avril 2020. Il repose notamment sur une électrification importante des usages, en particulier dans les secteurs de la mobilité, de l'industrie et des maisons individuelles, et sur un développement important des réseaux de chaleur urbains pour alimenter les logements collectifs et les bâtiments tertiaires.

Scénario NATIONAL gaz haut

Ce scénario est cohérent avec la variante "gaz haut" du scénario AMS de la SNBC. Cette dernière traduit la grande incertitude qui existe quant à l'évolution de la place du gaz dans les bâtiments et montre que d'autres chemins vers la neutralité carbone en 2050 sont possibles en France, en s'appuyant notamment sur une part plus importante de gaz renouvelable pour décarboner le secteur des bâtiments.

Scénario TERRITOIRES

Ce scénario est construit à partir de la concaténation des ambitions et dynamiques régionales. Il repose sur une harmonisation des textes de SRADDET publiés. La plupart de ces scénarios s'appuie sur la complémentarité des énergies.

Les trois scénarios explicitent une **modélisation de la production renouvelable**, détaillant le **développement des différentes filières de gaz renouvelables à l'horizon 2030**.

DES INTERPRÉTATIONS NÉCESSAIRES POUR ASSURER UNE COHÉRENCE GLOBALE ET HOMOGENE

Les 2 scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** visent à traduire les volumes de consommation de gaz et de production de gaz renouvelable des scénarios AMS et de sa variante "gaz haut" de la SNBC, sur la base des éléments publiés par l'administration. Si certaines hypothèses de modélisation sont relativement bien documentées, ce n'est pas le cas pour tous les secteurs, en particulier pour la variante « gaz haut ». Cela conduit à des interprétations nécessaires, qui ne sauraient prétendre traduire parfaitement l'exercice de la SNBC.

Le scénario **TERRITOIRES**, construit comme la concaténation de 12 scénarios régionaux (correspondant aux 12 régions métropolitaines hors Corse) s'appuie sur les travaux prospectifs de modélisation réalisés dans le cadre des SRADDET ou des textes de planifications disponibles pour lesquelles des concertations publiques larges ont été organisées lors de leur élaboration. La région Île-de-France n'est pas assujettie à la publication d'un SRADDET. C'est le cas également de la région Corse, mais qui ne fait pas partie du périmètre des Perspectives Gaz.

Par ailleurs, il est très important de noter que les méthodologies de modélisation ne sont pas homogènes entre les différentes régions. Pour chaque région un certain nombre d'hypothèses et de paramètres ont été harmonisés dans le but de pouvoir agréger ces scénarios entre eux et garantir la robustesse et une cohérence méthodologique de cet exercice.

En particulier, tous les SRADDET publiés par les régions ne sont pas nécessairement compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Les gestionnaires d'infrastructures de gaz ont cherché, le cas échéant, à renforcer certains déterminants clés de la demande et de la production d'énergie à partir du scénario proposé par la région pour le rendre compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone en France en 2050.

Structurellement, il n'est pas possible que chaque région soit autonome en termes de production et consommation de gaz renouvelables à l'horizon 2050. Toutefois, le travail de concaténation des 12 scénarios s'assure que l'intégralité du gaz consommé à l'échelle nationale est bien d'origine renouvelable ou décarbonée en 2050, mettant en lumière les besoins de transfert inter-régionaux et la solidarité nécessaire entre les régions pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050.

Pour conclure, le scénario **TERRITOIRES** met en cohérence les dynamiques propres à 12 SRADDET par nature hétérogènes pour mettre en lumière une vision du développement du gaz renouvelable et de l'évolution ses usages du gaz qui émane des territoires.

DES TRAJECTOIRES QUI INTÈGENT LA PRODUCTION ET LA CONSOMMATION D'HYDROGÈNE RENOUVELABLE ET BAS-CARBONE

Pour la première fois, au regard de l'essor attendu de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone et de ses impacts sur la consommation de méthane, les opérateurs de réseau ont choisi d'explicitier des trajectoires de production non seulement de biométhane mais également d'hydrogène renouvelable et bas-carbone. À l'horizon 2030, la part d'hydrogène renouvelable et bas-carbone représente ainsi 2 à 5 % de la consommation totale de gaz suivant les scénarios.

DES TRAJECTOIRES DÉTAILLÉES JUSQU'À L'HORIZON 2030, ET PROLONGÉES À TITRE INDICATIF JUSQU'À 2050

Pour chacun des 3 scénarios présentés dans ces Perspectives Gaz 2020, les trajectoires d'évolution des consommations de gaz par secteur et de production de gaz renouvelables sont détaillées jusqu'à l'horizon 2030. Ces 3 scénarios seront également prolongés à titre indicatif jusqu'à l'horizon 2050 afin de s'assurer qu'ils sont compatibles avec l'atteinte

de la neutralité carbone à cet horizon. La prolongation de ces tendances permet d'obtenir des ordres de grandeur des niveaux de consommation sectorielle de gaz et de production de gaz renouvelables. Ces valeurs sont nécessairement provisoires et indicatives et visent uniquement à présenter des premières tendances à 2050. Cette modélisation jusqu'à l'horizon 2050 nécessitera d'être approfondie et enrichie ultérieurement par des travaux complémentaires, qui feront l'objet d'une consultation spécifique courant 2021.

Enfin, il est important de noter que l'atteinte de la neutralité carbone doit nécessairement se mesurer

à l'échelle du système énergétique français, dépassant le cadre des Perspectives Gaz qui s'arrête au seul périmètre du système gazier. Aussi pour assurer en première approche que la neutralité carbone est atteinte, les gestionnaires d'infrastructures de gaz s'assurent que l'intégralité des consommations de gaz sont renouvelables et décarbonées en 2050. Ils indiquent également la quantité de biomasse mobilisée pour la production de gaz renouvelables dans chaque scénario au même horizon. En effet, il est important d'inscrire les trajectoires envisagées sur la base des gisements potentiels de biomasse avérés et sans concurrence avec les autres usages possibles de cette biomasse.

IMPACT DE LA CRISE SANITAIRE COVID-19

La crise sanitaire liée à la pandémie de Covid-19 a conduit à des changements significatifs sur le niveau de consommation et sa répartition entre les différents secteurs d'activités.

À la date de rédaction de ce document, les conséquences de cette crise sanitaire restent encore difficiles à estimer, et les impacts anticipés sont relativement limités.

Dans le cadre des Perspectives Gaz 2020, les premières estimations de l'impact de la crise sanitaire COVID-19 par rapport à la tendance attendue et distinct sur 3 secteurs de consommation en 2020 :



- 9 %
sur le secteur
industriel



+ 0,5 %
sur le secteur
résidentiel



- 4 %
sur le secteur tertiaire
et la mobilité

Les trajectoires après 2020 sont construites sur la base d'un retour progressif des consommations à un rythme tendanciel en 2023.

PAS D'ÉCHANGES, IMPORTATIONS OU EXPORTATIONS, DE GAZ RENOUVELABLES OU DÉCARBONÉS

Les 3 scénarios **TERRITOIRES**, **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** présentés dans ce rapport s'appuient sur les mêmes hypothèses d'effort d'efficacité énergétique que la SNBC, mais s'inscrivent également dans un cadre où la possibilité d'échanges de gaz renouvelables et décarbonés avec les voisins européens ou d'autres pays n'est pas prise en compte. D'autres visions intégrant des échanges transfrontaliers existent au niveau européen (ENTSOG) et international (AIE) dans lesquelles les demandes nationales de gaz sont alimentées en partie par une production domestique de gaz renouvelables et en partie par des importations de gaz renouvelables (sous forme méthane ou hydrogène). Ils sont pris en compte, ainsi que les transits qui les accompagnent, par les opérateurs de réseau de transport dans le cadre de leur Plan de développement décennal. Les futurs travaux prospectifs des prochaines éditions des Perspectives Gaz pourront également intégrer ces échanges dans le cadre de nouveaux scénarios ou des scénarios existants.

Enfin, au sujet des technologies de capture et de stockage de carbone, il est supposé comme dans la SNBC un recours limité à ces dernières. Par ailleurs, la SNBC ne spécifiant pas dans quels secteurs ces technologies sont utilisées, seul le scénario **NATIONAL gaz haut** mobilise une capacité de capture et de stockage de carbone pour décarboner du gaz naturel, et ce de façon limitée (représentant 30 TWh en 2050). De la même façon que pour les échanges internationaux, d'autres scénarios intégrant un développement plus important des technologies de capture et de stockage de carbone existent.

Les prochaines éditions des Perspectives Gaz pourront ainsi intégrer d'autres hypothèses sur ce sujet.

Une déclinaison régionale du scénario **TERRITOIRES** sera éditée courant 2021, en complément de ce document.

UNE OPTIMISATION ÉCONOMIQUE HORS PÉRIMÈTRE DE L'EXERCICE

Il est à noter que cet exercice ne se base pas sur une optimisation économique ; en effet, les prévisions n'ont pas été construites à partir d'analyses explicites de paramètres de coût. Cependant, les nombreuses hypothèses retenues sur le rythme des rénovations, sur le taux de pénétration des équipements gaz à haute performance énergétique ou sur les substitutions au bénéfice ou au détriment du gaz intègrent implicitement des éléments de coût (CO₂, prix de gros des énergies, production du gaz renouvelable...). Ces derniers soulèvent notamment la question de la compétitivité des solutions gaz qui doit être mesurée au regard de solutions alternatives pour chaque usage, qui dépasse le simple cadre des présentes Perspectives Gaz.

Ces trajectoires n'ont pas donné lieu à une analyse des externalités liées à l'usage du gaz, telles que les émissions de particules fines évitées, les impacts économiques sur la balance commerciale ou sur le soutien à l'agriculture en France métropolitaine.





Synthèse



Scénario TERRITOIRES

Consommation de gaz en 2030 410 TWh PCS dont 22 d'H₂



Résidentiel 124 TWh
Part des systèmes THPE 100 %



Tertiaire 43 TWh
Part de marché gaz dans le tertiaire 25 %



Industrie 137 TWh
dont 15 TWh d'H₂
Part de marché gaz dans l'industrie 28 %



Mobilité 41 TWh
dont 5 TWh d'H₂



Part de marché gaz
pour les poids-lourds porteurs neufs
65 % dont 5 % d'H₂



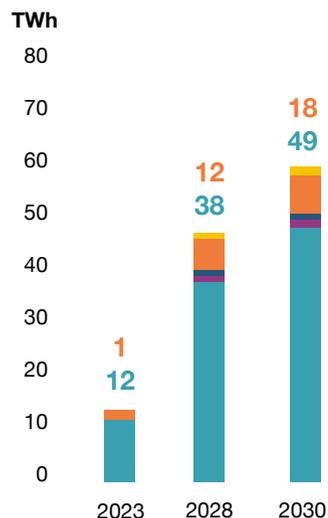
- 24 %
Baisse de la consommation primaire
de **gaz fossile** en 2028 vs 2012
(Objectif PPE de - 22 %)



16 %
Part de **gaz renouvelables**
sur la consommation totale en 2030
(Objectif Loi Energie Climat d'au moins 10 %)

Évolution de la production de gaz renouvelables

Méthanisation
Pyrogazéification
Gazéification hydrothermale
Hydrogène renouvelable/bas-carbone
Méthanation



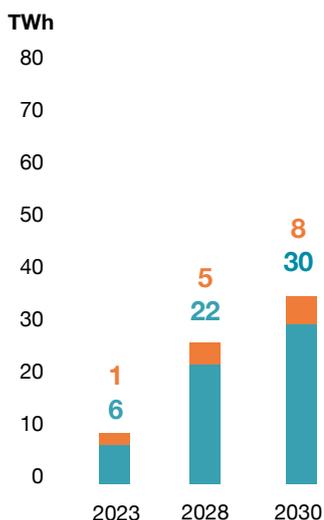
Émissions évitées en 2030
grâce au gaz

38 Mt CO₂ eq

Scénario NATIONAL gaz bas

Évolution de la production de gaz renouvelables

Méthanisation
 Pyrogazéification
 Gazéification hydrothermale
 Hydrogène renouvelable/bas-carbone
 Méthanation



Émissions évitées en 2030 grâce au gaz

31 Mt CO₂ eq

Consommation de gaz en 2030 381 TWh PCS dont 9 d'H₂



Résidentiel 115 TWh

Part des systèmes THPE 100 %



Tertiaire 35 TWh

Part de marché gaz dans le tertiaire 18 %



Industrie 122 TWh

dont 9 TWh d'H₂
Part de marché gaz dans l'industrie 25 %



Mobilité 13 TWh

 Part de marché gaz pour les poids-lourds porteurs neufs **23 %**



- 22 %

Baisse de la consommation primaire de **gaz fossile** en 2028 vs 2012 (Objectif PPE de - 22 %)



11 %

Part de **gaz renouvelables** sur la consommation totale en 2030 (Objectif Loi Energie Climat d'au moins 10 %)

Scénario NATIONAL gaz haut

Consommation de gaz en 2030 405 TWh PCS dont 9 d'H₂



Résidentiel 134 TWh
Part des systèmes THPE 100 %



Tertiaire 41 TWh
Part de marché gaz dans le tertiaire 20 %



Industrie 122 TWh
dont 9 TWh d'H₂
Part de marché gaz dans l'industrie 25 %



Mobilité 14 TWh
dont 1 TWh d'H₂



Part de marché gaz
pour les poids-lourds porteurs neufs
33 %



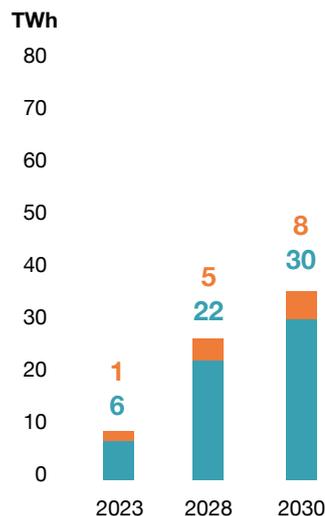
- 19 %
Baisse de la consommation primaire
de **gaz fossile** en 2028 vs 2012
(Objectif PPE de - 22 %)



10 %
Part de **gaz renouvelables**
sur la consommation totale en 2030
(Objectif Loi Energie Climat d'au moins 10 %)

Évolution de la production de gaz renouvelables

Méthanisation
Pyrogazéification
Gazéification hydrothermale
Hydrogène renouvelable/bas-carbone
Méthanation



Émissions évitées en 2030
grâce au gaz

31 Mt CO₂ eq

MESSAGES CLÉS

Pour cette édition 2020 des Perspectives Gaz, plusieurs points d'attention méritent d'être relevés.

Tout d'abord, de manière inédite cette année, un scénario est construit à partir des **ambitions régionales exprimées dans les SRADDET**s, avec la marge d'interprétation nécessaire pour que la concaténation de ces trajectoires régionales aboutisse à un scénario global non seulement compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, mais également cohérent et rigoureux d'un point de vue méthodologique. Ce scénario **TERRITOIRES** traduit une vision différente et complémentaire à celle des scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut**, construits eux à partir d'ambitions nationales.

Enfin, pour la première fois, toutes les trajectoires de consommation de gaz sont **en baisse à l'horizon 2030**. Cette baisse reflète principalement les ambitions importantes en termes d'efficacité énergétique, mais traduit également l'effet de substitution de parts de marché du gaz naturel vers d'autres énergies pour certains secteurs avec l'impact anticipé notamment de la RE 2020. Dans le même temps, la mobilité au gaz continue de se développer, contribuant à la décarbonation de ce secteur.

En parallèle, l'accélération du **développement du biométhane** se confirme, avec désormais une capacité d'injection installée de presque 4 TWh et plus de 26 TWh de capacités réservées sur le registre de capacités de biométhane au 31 décembre 2020. Cette matérialisation de l'essor de la filière méthanisation en injection s'accompagne par la publication en septembre 2020 de la Stratégie Nationale Hydrogène visant à accélérer l'émergence et le développement industriel de la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone. Enfin, les filières de pyrogazéification et gazéification hydrothermale émergent à travers le lancement d'appels à projets. Le scénario **TERRITOIRES** reflète à ce titre la volonté des régions de développer et exploiter ces productions locales.

Le développement de **l'hydrogène renouvelable**

et bas-carbone est pris en compte de façon distincte dans les trajectoires de production et de consommation.

Les 3 scénarios détaillés dans ce rapport respectent **l'objectif fixé dans la loi Énergie Climat**, à savoir que la production de gaz renouvelable doit être portée à au moins 10 % de la consommation de gaz en 2030. Enfin, ces 3 scénarios sont également compatibles avec l'objectif de baisse de la consommation primaire de gaz fossile d'au moins 22 % entre 2012 et 2028, tel qu'il est fixé dans la PPE publiée en mars 2020 (à l'exception du scénario **NATIONAL gaz haut** qui atteint une baisse de seulement 19 %).

Pour la première fois, l'exercice prospectif a été prolongé, de façon indicative, jusqu'à 2050 de manière à s'assurer de la compatibilité des trajectoires avec **l'objectif national de neutralité carbone en 2050**, qu'il s'agisse de la part renouvelable et bas-carbone du gaz consommé à cet horizon que de l'exploitation des gisements de biomasse, avec un recours limité à la capture et au stockage de carbone. Les trois scénarios, en cohérence avec le choix fait dans la SNBC, ne prennent pas en compte d'éventuelles capacités d'importations et d'exportations de gaz renouvelables ou bas-carbone, comme rappelé au chapitre 2.

Enfin, comme en 2018, cette édition 2020 des Perspectives Gaz estime les émissions de CO₂ évitées à l'horizon 2030 dans chacun des scénarios présentés, en intégrant également cette année les émissions évitées lorsque le gaz naturel est remplacé par un autre vecteur énergétiques. Cette analyse montre que le scénario **TERRITOIRES** permet d'éviter au moins autant de CO₂ que le scénario **NATIONAL gaz bas**, et ce même si la production de gaz renouvelables est aussi contrainte que dans ce dernier scénario. Cela tend à montrer que les solutions gaz peuvent représenter une solution pertinente dans la lutte contre le réchauffement climatique, au même titre que d'autres vecteurs énergétiques. Surtout, cette analyse souligne à nouveau que les actions d'efficacité énergétique, notamment dans les bâtiments, restent le meilleur levier pour réduire durablement les émissions.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT : LIMITES DE L'EXERCICE

Ces trajectoires ont été établies sur la base de scénarios décrivant des contextes réalistes. Ces travaux sont complétés par l'exercice de prévision de la demande de pointe à court et moyen terme dans le cadre de la mise à jour du Plan de développement décennal des opérateurs de transport et par les travaux sur la sécurité d'approvisionnement du TYNDP 2020 (*Ten-Year Network Development Plan* établi conjointement par l'ENTSOG et l'ENTSO-E).

Ces contextes ne sauraient cependant décrire ou encadrer toutes les situations possibles. Ainsi, par exemple, le choix a été fait pour le recours au gaz pour la production d'électricité de se baser en grande partie sur l'historique des consommations. Le bilan prévisionnel de RTE paru en mars 2021, fait de son côté l'hypothèse d'un moindre recours la production thermique au gaz en 2030.

La complémentarité des énergies a une valeur en termes de flexibilité requise sur l'ensemble du système et de sécurité d'approvisionnement qui n'est pas analysée explicitement dans le présent exercice, même si, pour ces deux indicateurs, un mix énergétique équilibré faisant appel à un vecteur stockable est un atout indéniable.

Il convient également de noter qu'à l'horizon 2030, selon le développement envisagé des gaz renouvelables dans les différents scénarios, la dépendance énergétique liée aux approvisionnements gaz est réduite de 9 % à 17 % par rapport à aujourd'hui.





Bâtiment



CADRAGE DES SCÉNARIOS

Les objectifs de la SNBC sont clairs en matière de bâtiment : le secteur doit atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Le bâtiment est par ailleurs une des principales sources d'émissions de gaz à effet de serre de la France, et représente 28 % des émissions de CO₂ françaises¹. Ces émissions sont en particulier concentrées sur l'usage chauffage, qui représente 60 % des émissions de scope 1 et 2 du bâtiment². La réduction de la consommation unitaire des bâtiments français est donc une priorité.

La rénovation énergétique est un des leviers qui conditionne l'atteinte de la neutralité carbone, et la France à travers la SNBC, s'est dotée d'objectifs très ambitieux et indispensables en la matière, malgré des trajectoires historiquement en deçà des ambitions affichées ces dernières années.

Les scénarios proposés ici s'inscrivent dans un contexte de recherche de la neutralité carbone, et cherchent à proposer des trajectoires possibles pour atteindre ces objectifs. Les trois scénarios présentés suivent une trajectoire unique et ambitieuse de rénovations : celle retenue par la Stratégie Nationale Bas Carbone. Les trois scénarios se distinguent donc sur d'autres inducteurs du secteur du bâtiment, comme les parts de

marchés des énergies et des systèmes par typologie de bâtiments et par usage.

Les scénarios **NATIONAL gaz bas et haut** et le scénario **TERRITOIRES**, s'ils ont des caractéristiques communes, décrivent une évolution différente de la place du vecteur gaz dans le secteur du bâtiment.

On observe en effet dans tous les scénarios la généralisation des systèmes de chauffage au gaz performants, et notamment une généralisation des chaudières très haute performance. La pompe à chaleur gaz émerge également à l'horizon 2030 dans les 3 scénarios. Dans le scénario **TERRITOIRES**, les opportunités de couplage sectoriel sont exploitées, à travers une hybridation des usages. La PAC hybride commence par se développer dans le secteur résidentiel, et émerge dans le secteur tertiaire à l'horizon 2030.

En raison des évolutions réglementaires inhérentes au secteur, les trois scénarios décrivent un net recul des solutions gaz dans le neuf. Dans le flux de renouvellement des bâtiments existants, si en raison des effets de substitutions d'énergie, on observe un net recul des parts de marché du gaz dans les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas**, la diminution des parts de marché gaz est plus mesurée dans le scénario **TERRITOIRES**.

NOTE MÉTHODOLOGIQUE

Par rapport aux éditions précédentes, une requalification plus fine du parc de bâtiments réalisée en 2020 entre clients des secteurs résidentiels et tertiaire conduit à un basculement de certains clients du secteur tertiaire vers le secteur résidentiel. Cette requalification du parc a été appliquée en historique : l'impact est de 12 TWh en 2018 en faveur du secteur résidentiel par rapport au tertiaire.

Le modèle climatique utilisé pour ramener les consommations thermosensibles réelles à climat moyen a également été revu. Toutefois, l'impact de ce nouveau modèle reste marginal par rapport aux éditions précédentes.

1- Source : SNBC 2020, avec émissions des scopes 1 et 2 (directes et liées à la production d'énergie consommée dans les bâtiments).

RÉSIDENTIEL

— État des lieux et rétrospective

En 2019, la consommation de gaz dans le secteur résidentiel s'élève à 169 TWh PCS en corrigé du climat, pratiquement stable par rapport à 2018². Ce secteur représente près de 39 % de la consommation annuelle de gaz en 2019, ce qui en fait le premier secteur de consommation gazière, juste devant l'industrie³. Par ailleurs, l'usage du chauffage y est majoritaire, puisqu'il représente en moyenne 83 % des consommations de gaz du secteur ces dix dernières années.

La consommation de gaz pour l'année 2020 est estimée à 168 TWh, en légère baisse par rapport à 2019, baisse en partie compensée par l'impact de la crise sanitaire

COVID, qui du fait des périodes de confinement a conduit à une consommation supplémentaire des ménages.

La baisse structurelle de la demande de gaz ces 10 dernières années est essentiellement due à la baisse du besoin unitaire de chauffage. Malgré la hausse du nombre de logements chauffés au gaz sur la période, cette demande de chauffage a baissé de 10 %, notamment grâce à l'installation de chaudières à condensation gaz à très haute performance énergétique. Ces équipements THPE sont présents aujourd'hui dans un peu plus de 25 % des logements chauffés au gaz, contre 85 % en Allemagne et plus de 95 % aux Pays Bas.

Consommation de gaz du secteur résidentiel 2012 - 2020 (en TWh PCS)



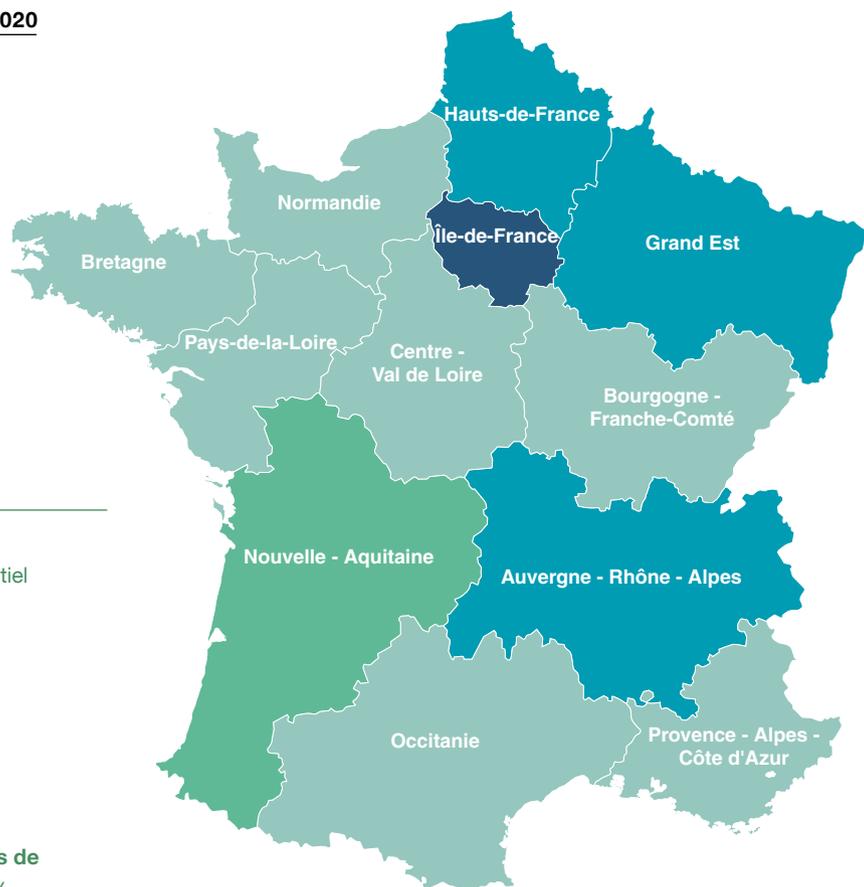
* valeurs 2020 provisoires à la date de publication de ce rapport

2- Source : Le bâtiment, un secteur en première ligne des objectifs de neutralité carbone de la France en 2050, Carbone4, 2016.

3- Bilan énergétique de la France pour 2019 | Données et études statistiques (developpement-durable.gouv.fr)

Consommation régionale de gaz en 2019-2020

$x > 25$ TWh PCS
 $25 \text{ TWh} > x > 15 \text{ TWh}$
 $15 \text{ TWh} > x > 10 \text{ TWh}$
 $10 \text{ TWh} > x$



La consommation de gaz dans le secteur résidentiel est concentrée dans le Nord-Est de la France.

L'IMPACT DE LA COVID-19

Les modélisations intègrent l'effet de la crise de la COVID-19 sur les consommations du secteur résidentiel.

Sur l'année 2020, il est estimé que les périodes de confinement ont conduit à une hausse de 0,5% des consommations de gaz dans le secteur résidentiel par rapport à une année normale, et le retour à un rythme tendanciel est estimé à 2023.

— Hypothèses

Les scénarios **NATIONAL gaz bas**, **NATIONAL gaz haut** et **TERRITOIRES** partagent un socle d'hypothèses communes : elles concernent notamment la démographie, le nombre de rénovations, les constructions neuves, et les taux de destruction appliqués.

Une série de textes règlementaires au fort impact sur la consommation de gaz, tels que la RE2020, a été intégrée aux modélisations présentées dans ce document. Bien que toujours ouverte à consultation, cette dernière prévoit l'interdiction des chaudières alimentées à 100 % par du gaz naturel dès 2022 pour

les maisons individuelles neuves et en 2025 pour les logements collectifs neufs.

Afin d'amener plus de finesse et de précision aux différents modèles, une série de déterminants de la demande a été régionalisée dans le scénario **TERRITOIRES** à partir des données de consommations énergétiques régionales et des hypothèses disponibles dans les textes de SRADDET. Lorsque les hypothèses nécessaires au travail de prospective disponibles dans les SRADDET n'étaient pas suffisamment précises, une mise en cohérence avec le reste du territoire et la situation régionale a été réalisée.

La population française à l'horizon 2030

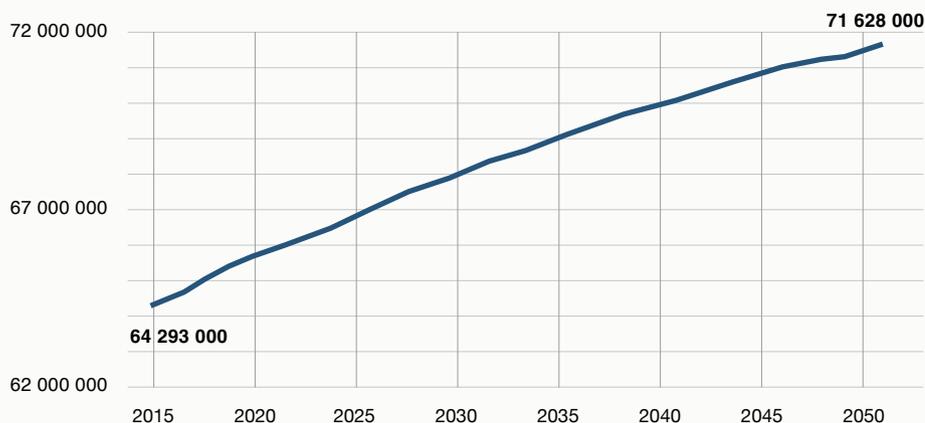
La consommation gazière du secteur résidentiel est directement impactée par deux facteurs : la démographie et l'évolution du nombre de personnes par ménage. La démographie et son évolution sont directement issues de la trajectoire centrale des dernières études de projection de population de l'INSEE⁴. La baisse du nombre de personnes par ménage s'explique par des facteurs sociétaux, notamment l'augmentation du nombre de familles monoparentales et l'augmentation de la durée de vie.

Un socle d'hypothèses transverses semblables à la SNBC

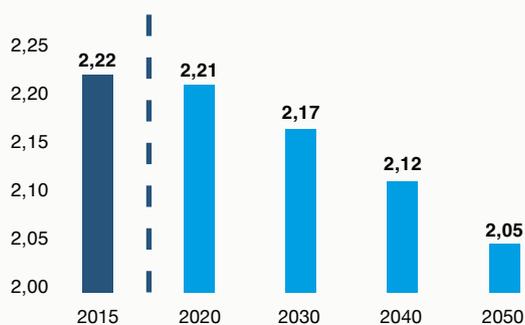
• Constructions neuves

Dans sa version de 2020, la SNBC recommande de limiter la construction neuve, en poussant à remettre les logements vacants comme les résidences secondaires sur le marché. Cependant, un besoin important de logements neufs persiste, induit par l'augmentation de la population et la baisse du nombre de personnes par ménage. La trajectoire considérée est commune aux 3 scénarios, et reprend une trajectoire similaire à la SNBC.

Population française à l'horizon 2050⁵



Nombre de personnes par ménage à l'horizon 2050⁶



4- Projections de Population 2013-2070, Insee, 2016

5- Ibid

6- Ibid

Elle implique donc que le rythme de constructions neuves passe de 324 000 par an en 2016 à 274 000 en 2030. A titre indicatif, cette tendance baissière se poursuit au-delà de 2030, pour arriver à 205 000 constructions neuves en 2050, à l'instar de la trajectoire de la stratégie nationale.

La part des logements collectifs dans la construction neuve est amenée à augmenter, passant de 60 % en 2015 à 75 % en 2050.

Par ailleurs, les constructions neuves se déclinent région par région de la façon suivante (voir figure ci-dessous).

• Destructiions

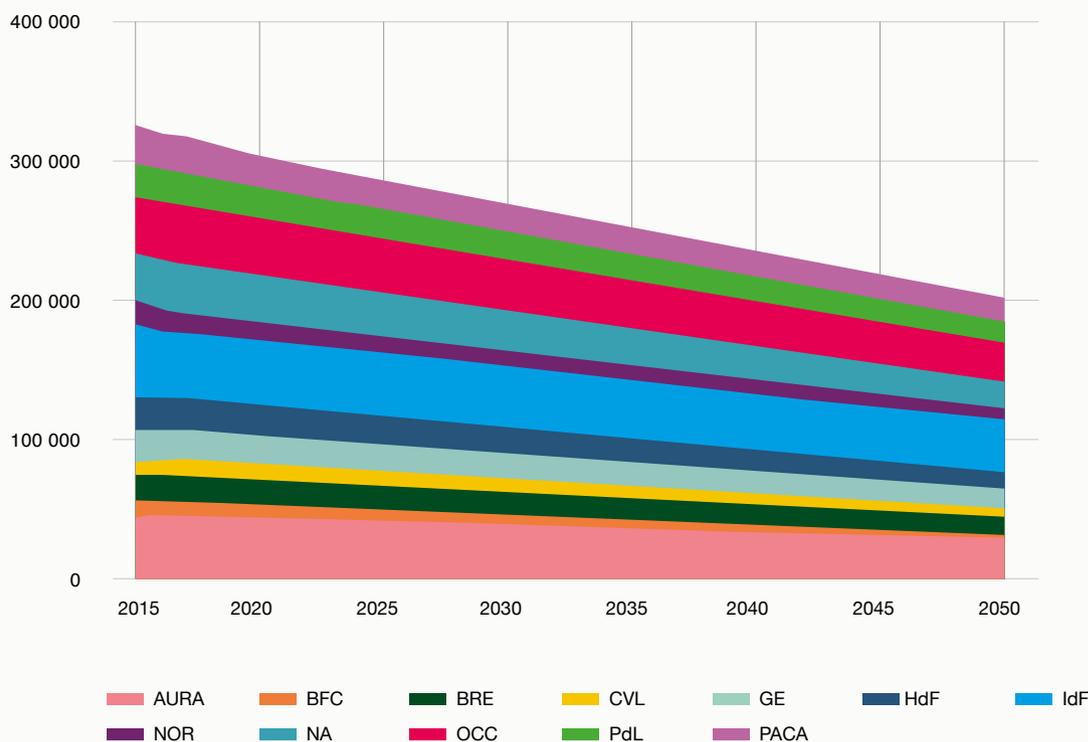
Les destructions sont considérées comme stables sur toute la période, à 0,35 % du parc chaque année.

• Rénovations des bâtiments

Les rénovations du bâti font partie des points essentiels de toutes les politiques énergétiques, sans lesquels les objectifs de décarbonation ne seront pas atteints.

La nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie a entériné la rénovation énergétique comme l'un des piliers de l'atteinte des objectifs gouvernementaux en matière de réduction des consommations énergétiques. Le plan

Constructions neuves par région à l'horizon 2050



Les trajectoires en matière de constructions neuves sont cohérentes avec celles des principaux acteurs en la matière.

pour la rénovation énergétique des bâtiments fixe en effet un objectif ambitieux en 2030 de 500 000 rénovations de logements chaque année et cible prioritairement les « passoires thermiques » (performance énergétique de classe F ou G). Le financement pour les ménages de ces rénovations est également repensé, et le dispositif « MaPrimeRenov' » a remplacé le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) en 2020.

En 2020, l'Anah⁷ indique avoir subventionné la rénovation de 247 000 logements, en engageant 1,4 milliard d'euros d'aides à la rénovation en 2020, dont 570 millions d'euros au titre de MaPrimeRenov'.

La rénovation est donc une priorité gouvernementale clairement affichée, pour laquelle les moyens alloués ont été largement réhaussés en 2020. Près de 7 milliards d'euros du plan de relance sont ainsi orientés vers la réussite des objectifs de rénovation.

Le projet de loi Climat et Résilience, qui intègre une partie des propositions de la Convention citoyenne, complète encore l'arsenal législatif français entérinant la priorité devant être donnée à la rénovation. Enfin, une mission gouvernementale sur le financement de la rénovation énergétique, dont les conclusions sont attendues d'ici la

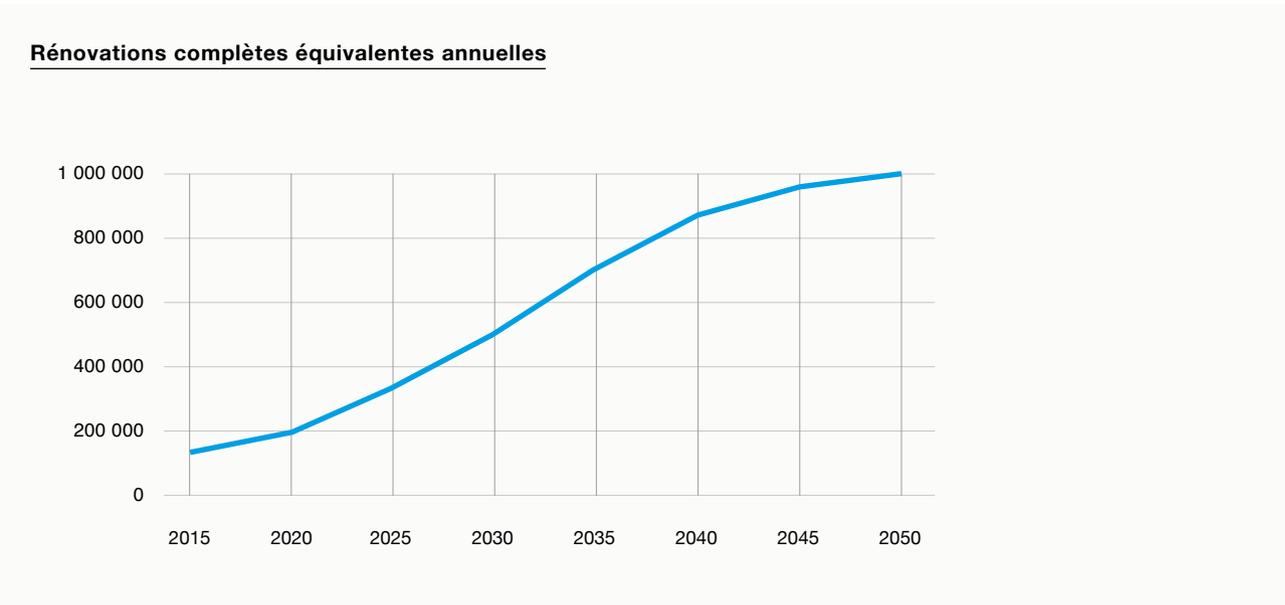
fin du mois de mars 2021, devrait introduire de nouvelles pistes de financement de la rénovation énergétique.

Les trois scénarios détaillés dans cette édition 2020 des Perspectives Gaz suivent donc la même trajectoire ambitieuse d'augmentation du rythme de rénovations, pour atteindre environ 370 000 rénovations complètes équivalentes par an en moyenne sur la période 2015-2030 soit plus de 500 000 rénovations complètes équivalentes par an en 2030, et 1 000 000 en 2050.

La trajectoire est illustrée en Figure 9 avec un gain de rénovation qui va en s'améliorant avec le temps. Le gain unitaire de chaque rénovation est estimé entre 50 et 60 % à l'horizon 2030. Ce gain unitaire pourrait être abaissé par la suite, si le gisement de rénovation performante facilement accessible diminue.

• **Rendements des équipements de gaz**

Les rendements des équipements au gaz et hybrides gaz/électricité modélisés sont indiqués dans le tableau page suivante. Dans un souci de représentation de l'efficacité énergétique croissante, tous les systèmes gaz voient leurs rendements s'améliorer de 10 % en 2030.

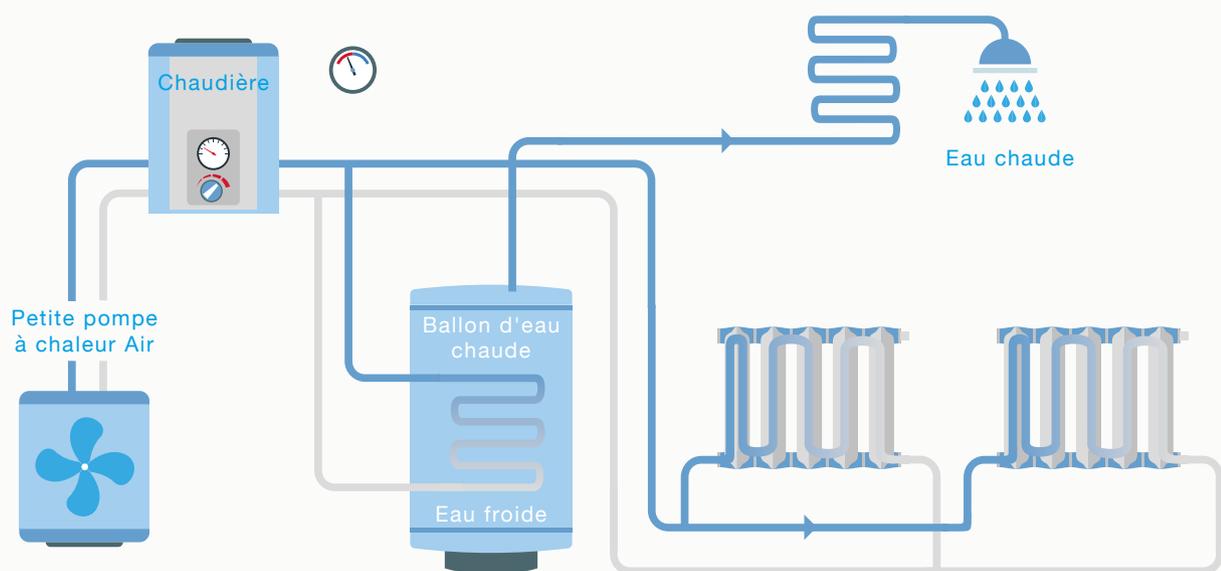


7- Agence Nationale de l'Habitat

Hypothèses de rendement des systèmes de chauffage au gaz

Type de systèmes	2015	2030
Chaudière Standard	70 %	+ 10 %
Chaudière Basse température	75 %	
Chaudière Condensation Haute Performance	86 %	
Système de cogénération	140 %	
Pompe à Chaleur (PAC) air/eau hybride	211 %	
Pompe à Chaleur (PAC) gaz	125 %	

Un exemple de solution gaz innovante du bâtiment : la Pompe à Chaleur Hybride (PAC hybride)



8

La PAC hybride est un générateur bi-énergie adapté à la maison ou au logement collectif neuf comme à la rénovation, qui assure le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire et parfois même le rafraîchissement. En associant une chaudière à condensation gaz à une petite pompe à chaleur électrique couplées par un système de régulation, cet équipement permet de tirer le meilleur parti des deux technologies et de réaliser des économies d'énergie.⁹ Par ailleurs, les PAC hybrides permettent d'apporter de la flexibilité au système électrique. L'étude publiée par RTE et l'ADEME en décembre 2020¹⁰ montre que l'installation de 1 million de PAC hybrides au lieu d'autant de PAC électriques permet de réduire l'appel de puissance électrique à la pointe de 1,4 GW à l'horizon 2035, sans augmenter les émissions de CO₂ et sans surcoût lorsqu'un réseau de gaz existe déjà.

8- Source : West and Wales Utilities, Freedom Project

9- Source : Pompe à chaleur hybride, le choix économique - grdf.fr

10- Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique: quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035?, RTE et ADEME, décembre 2020.

Les hypothèses de parts de marché traduisent différentes visions d'une transition énergétique réussie

• Part de marché des énergies

Comme le rappelle la SNBC, différentes trajectoires d'évolution du mix énergétique permettent de décarboner les bâtiments. Cette édition des Perspectives Gaz fait le choix d'en étudier trois : le scénario **TERRITOIRES** s'appuie sur la complémentarité des énergies, avec un mix énergétique résidentiel qui va avoir tendance à s'adapter aux spécificités de chaque région, telles qu'indiquées dans les SRADDET ; le scénario **NATIONAL gaz bas** propose une vision centrée sur l'électrification des usages et le développement des réseaux de chaleur dans les bâtiments, avec des parts de marché du gaz qui baissent significativement dès l'horizon 2030 ; et le scénario **NATIONAL gaz haut**, de façon analogue à la variante « Gaz Haut » du scénario AMS de la SNBC, propose une même électrification des usages, tout en conservant des parts de marché au gaz au détriment des réseaux de chaleur et des solutions au bois.

Depuis la consultation publique réalisée en novembre 2020, les premiers arbitrages relatifs à la RE 2020 ont

été rendus publics. Ces derniers conduisent à ne plus pouvoir installer de chaudières gaz dans les maisons individuelles neuves à partir de 2022, et dans les logements collectifs neufs à partir de 2025. En attendant les arbitrages finaux qui pourraient permettre aux solutions gaz alimentées en majeure partie par du biométhane d'être installées dans les bâtiments neufs, il a été supposé qu'en 2030, les parts de marché des solutions « pur gaz » sont nulles pour les bâtiments neufs. En revanche, il est supposé dans le scénario **TERRITOIRES** que des PAC hybrides puissent être installées dans les bâtiments neufs. Cette hypothèse pourra être étendue à un ou deux des scénarios **NATIONAL gaz bas** et **gaz haut** dans les prochaines éditions des Perspectives Gaz.

Pour les bâtiments existants, qui continueront de constituer la majeure partie du parc de bâtiments en 2030 et en 2050, les parts de marché des solutions « pur gaz » baissent dans tous les scénarios à l'horizon 2030, dans des proportions variables.

Cette baisse est en partie compensée dans le scénario **TERRITOIRES** par le développement progressif des PAC hybrides.

• Part de marché des systèmes de chauffage

		2019	TERRITOIRES	NATIONAL GAZ HAUT	NATIONAL GAZ BAS
Hypothèses des parts de marché du gaz dans l'existant à 2030	Maisons individuelles	28 %	15 – 42 % ¹¹	31 %	23 %
	Logements Collectifs	46 %	37 – 45 % ¹¹	44 %	31 %
Hypothèses des parts de marché du gaz dans le neuf à 2030	Maisons individuelles	20 %	10 % ¹²	0 %	0 %
	Logements Collectifs	62 %	6 % ¹³	0 %	0 %

11- Pour le scénario Territoires, les parts de marché varient de région en région : les données présentées sont donc les valeurs extrêmes prises par les parts de marché dans chaque région.

12- Valeurs des parts de marché des PAC hybrides, prises comme une consommation mixte d'énergies.

13- Valeurs des parts de marché des PAC hybrides, prises comme une consommation mixte d'énergies.

Parts de marché du gaz dans le secteur résidentiel pour les maisons individuelles (MI) et pour les logements collectifs (LC) existants



* valeurs 2020 provisoires à la date de publication de ce rapport

NOTES AU LECTEUR

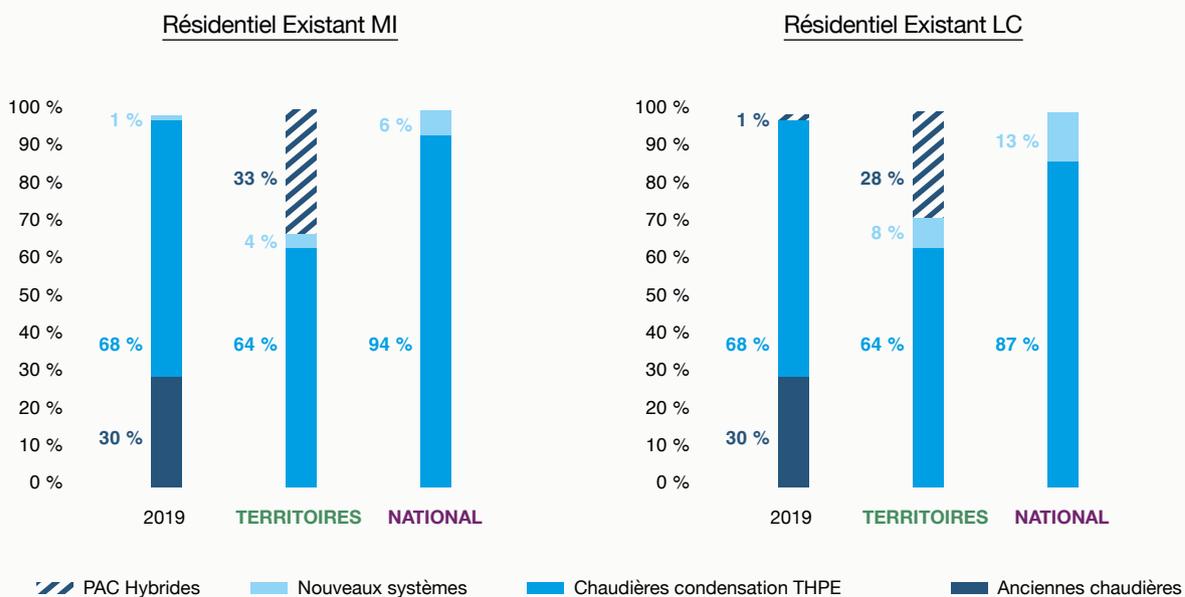
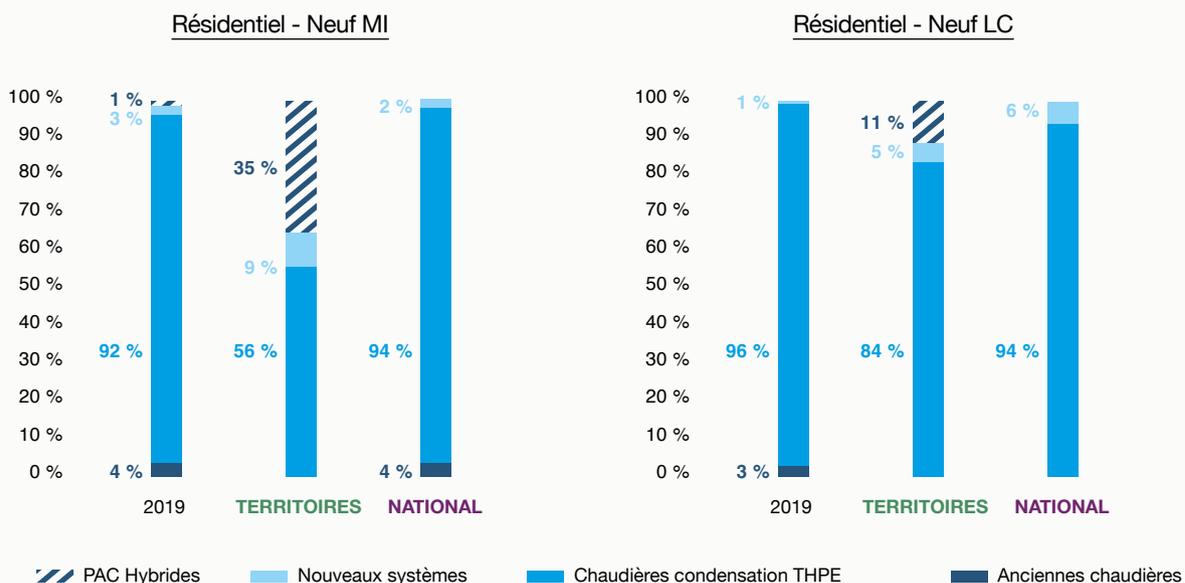
Compte tenu de la disparité des parts de marché gaz entre les différentes régions, les valeurs minimales et maximales sont indiquées pour le scénario **TERRITOIRES**, en plus de la valeur moyenne nationale. Les parts de marché des PAC hybrides sont précisées et viennent s'ajouter aux parts de marché des équipements « pur gaz ».

À noter également que conformément au cadrage de la variante gaz haut de la SNBC, les parts de marché gaz du scénario **NATIONAL gaz haut** réaument au-delà de 2030, au détriment des parts de marché des solutions bois et d'une partie des réseaux de chaleur, à mesure que la pyrogazéification se développe produisant les volumes de gaz renouvelables suffisants.

Deux jeux d'hypothèses ont été mis en place pour les parts de marché des systèmes neufs et existants : des hypothèses propres au scénario **TERRITOIRES**, et des hypothèses communes aux scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas**. À l'horizon 2030, les systèmes labellisés « Très Haute Performance Énergétique » (THPE) se généralisent, et ce dans tous les scénarios. Dans le même temps, le développement des PAC hybrides s'accélère dans le scénario **TERRITOIRES**.

Les besoins en matière d'eau chaude sanitaire et de cuisson baissent sur toute la période 2020-2050. En effet, le développement des chauffe-eaux thermodynamiques électriques et des plaques à induction dans les logements collectifs et dans les maisons individuelles entraînent une baisse notable de la consommation de gaz destinée à ces 2 usages, dans tous les scénarios.

Parts de marché des systèmes de chauffage par scénario pour les logements neufs ou existants, individuels ou collectifs en 2030 versus 2019



— Résultats et perspectives

Visualisation globale des résultats

• Le gaz dans l'évolution des consommations du secteur résidentiel français

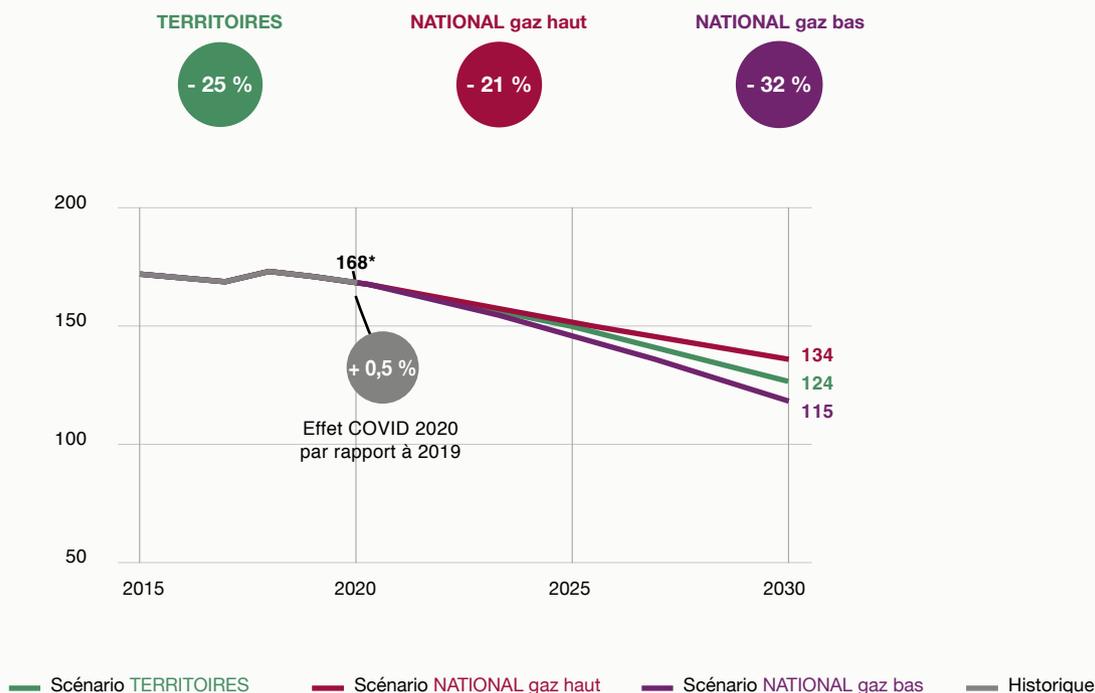
Les efforts d'efficacité énergétique et les effets de substitutions entre énergies des différents scénarios de consommation de gaz modélisés dans le secteur résidentiel conduisent à une baisse des consommations comprise entre 21 et 32 % en 2030 par rapport à 2019.

Cette diminution de la consommation de gaz s'explique également par une rétraction de la part du gaz dans le mix énergétique dans le secteur résidentiel. En 2030, le gaz représente ainsi entre 16 % et 20 % de la consommation énergétique dans le résidentiel, contre 28 % en 2015.

• Une baisse du solde clients gaz, contrebalancée par l'hybridation des solutions

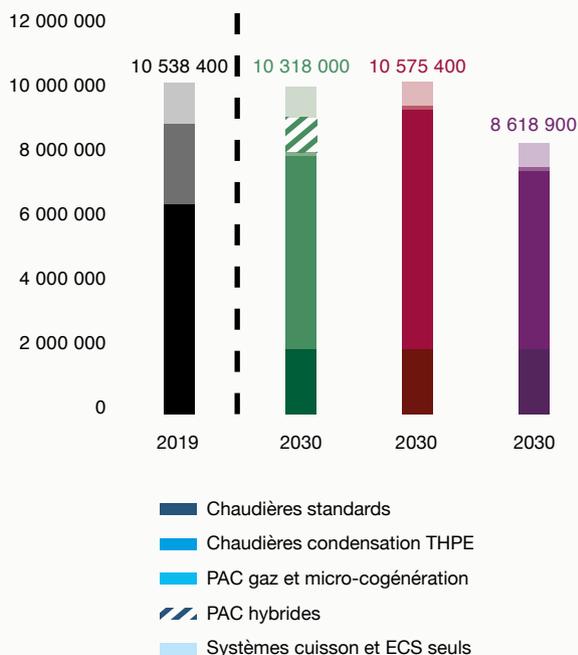
L'impact des transformations du secteur résidentiel à l'horizon 2030 sur le nombre de points de livraison est très différencié selon les scénarios. Les effets de substitution entre énergies ont un impact conséquent sur le scénario **NATIONAL gaz bas**, qui voit le solde client baisser de 18 %, soit une diminution de près de 2 millions de clients utilisant le gaz en 2030. Le scénario **NATIONAL gaz haut** conserve un solde client stable par rapport à aujourd'hui, en partie lié à la réorientation de clients chauffés au fioul sur des systèmes de chauffage gaz, dans les zones déjà raccordées au réseau de distribution de gaz. Enfin, dans le scénario **TERRITOIRES**, la diminution modérée (- 2 %) du solde de clients gaz est quant à elle liée à l'émergence des PAC hybrides dans le secteur, qui permet de conserver des points de livraison gaz tout en réduisant significativement les consommations de gaz.

Évolution de la consommation de gaz dans le secteur résidentiel entre 2020 et 2030 en TWh PCS



* valeurs 2020 provisoires à la date de publication de ce rapport

Nombre de logements résidentiels raccordés au gaz en 2030 suivant les scénarios par rapport à 2019



• **La régionalisation des scénarios permet d'isoler des comportements distincts entre aires géographiques du territoire**

À l'horizon 2030, la répartition de la consommation de gaz entre les régions reste similaire à la répartition actuelle. En effet, les régions qui conservent en 2030 une part de marché de gaz dans leur mix de consommation comparativement supérieure aux autres sont des régions du quart Nord-Est de la France, soumises à des conditions climatiques plus rigoureuses que la moyenne française et dont les besoins énergétiques s'en retrouvent affectés, et des régions plutôt densément peuplées (Île-de-France, Auvergne-Rhône-Alpes, Hauts-de-France).

Parts de marché de la consommation de gaz du secteur résidentiel en 2030, scénario TERRITOIRES



x > 40%
de gaz dans l'existant dans le secteur résidentiel en 2030

40 % > x > 30 %
de gaz dans l'existant dans le secteur résidentiel en 2030

30 % > x > 25 %
de gaz dans l'existant dans le secteur résidentiel en 2030

25 % > x
de gaz dans l'existant dans le secteur résidentiel en 2030

Analyse d'impacts

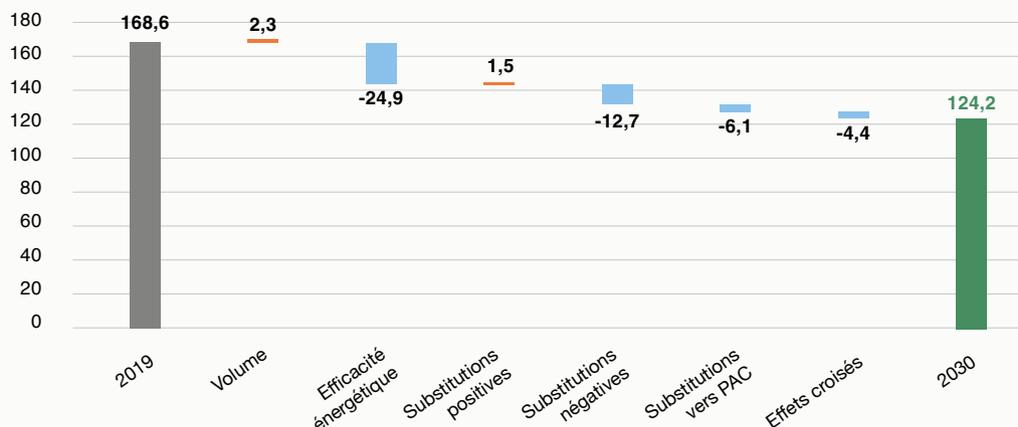
La consommation de gaz dans le secteur résidentiel baisse entre 21 et 32 % selon les scénarios. L'objet de cette analyse est de chiffrer l'impact en volume de gaz de chaque facteur influant cette baisse, en distinguant :

- l'effet Volume, traduisant la croissance du parc de logements, net des destructions ;
- l'effet « Efficacité énergétique », traduisant une moindre consommation unitaire suite :
 - aux rénovations du bâti ;
 - aux changements d'équipements, dans une même énergie, vers un système plus performant ;
- L'effet « Substitutions », en distinguant les substitutions :
 - « positives » vues des consommations de gaz, lorsque les solutions gaz remplacent une autre énergie, essentiellement lors des conversions fioul vers gaz ;
 - « négatives » vues des consommations de gaz, lorsque les solutions gaz sont remplacées par d'autres énergies, hors PAC hybrides ;
 - « PAC hybrides » pour le scénario **TERRITOIRES** lorsqu'une chaudière gaz est remplacée par une PAC hybride ;
- Les « effets croisés », qui ne peuvent pas être alloués précisément à un des 3 effets précédents.

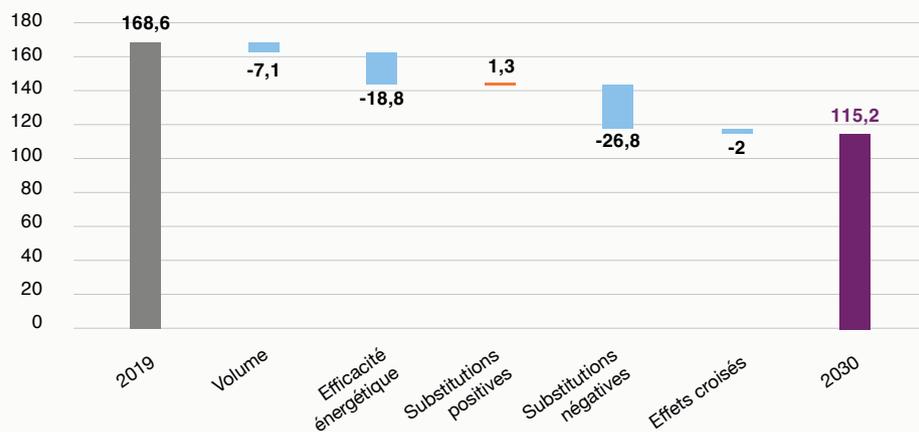
Cette analyse d'impact met en évidence que dans les 3 scénarios **TERRITOIRES**, **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** l'efficacité énergétique a un impact prépondérant dans la baisse des consommations de gaz d'ici à 2030. Cela s'explique notamment par la généralisation des chaudières à condensation gaz au détriment des systèmes plus anciens dans tous les scénarios, couplée à l'accélération du rythme de rénovations du parc de bâtiments. Compte tenu de leur impact substantiel sur la consommation de gaz, une analyse de sensibilité sur les hypothèses d'efficacité énergétique est réalisée dans le chapitre « Analyses » de ce rapport.

Par ailleurs, les substitutions positives, essentiellement dues aux conversions des chaudières fioul vers des solutions gaz, ont un impact haussier très marginal sur les consommations de gaz, tout comme l'augmentation de la taille du parc de logement résidentiel. Au global, l'effet des substitutions est largement négatif, quel que soit le scénario, avec un effet plus marqué pour le scénario **NATIONAL gaz bas**, traduisant la baisse des parts de marché des solutions gaz dans tous les scénarios à l'horizon 2030. Dans le scénario **TERRITOIRES**, le développement de la PAC hybride permet également de réduire sensiblement la consommation de gaz.

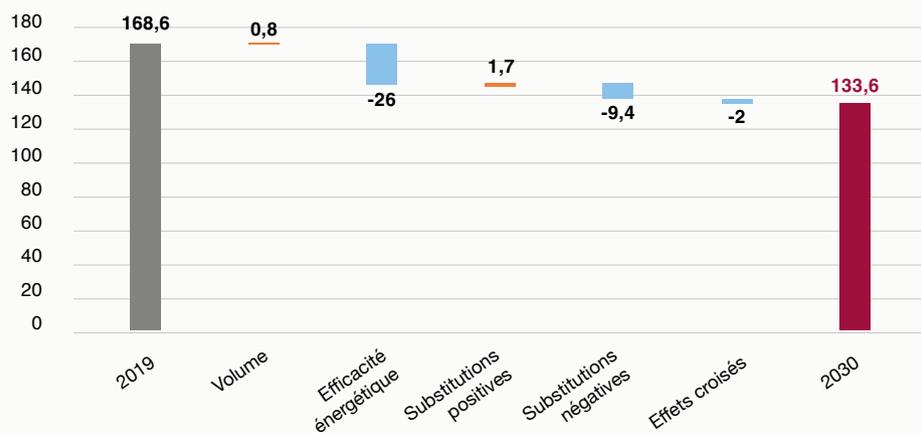
Analyse d'impact sur le secteur résidentiel pour le scénario **TERRITOIRES**, 2030



Analyse d'impact sur le secteur résidentiel pour le scénario NATIONAL gaz bas, 2030



Analyse d'impact sur le secteur résidentiel pour le scénario NATIONAL gaz haut, 2030



Pour les 3 scénarios, l'analyse d'impact a été réalisée à partir des valeurs de consommations constatées en 2019, les valeurs 2020 étant encore provisoires.

SECTEUR TERTIAIRE

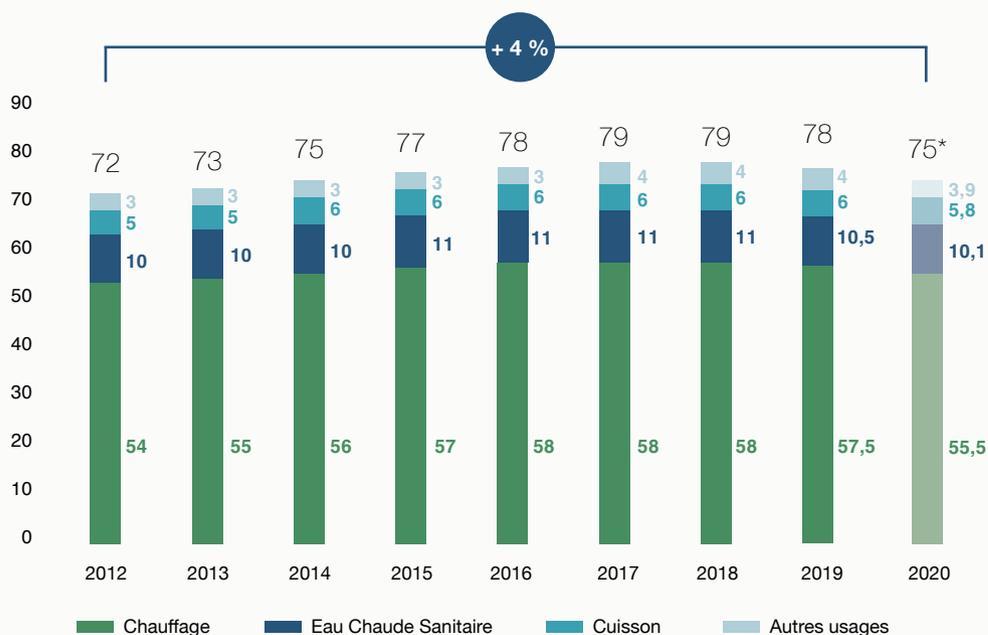
— État des lieux et rétrospective

Le chauffage, usage majoritaire

Après une hausse régulière des consommations de gaz dans le secteur tertiaire au début des années 2010,

une stagnation est observée ces 5 dernières années un peu en dessous de 80 TWh PCS. Comme pour le secteur résidentiel, l'usage **chauffage** représente la part essentielle des consommations de gaz, le poids des différents usages dans la consommation variant peu dans le temps.

Historique de la consommation de gaz dans le secteur tertiaire en TWh PCS



La consommation de gaz dans le secteur tertiaire est concentrée dans les aires d'activité économique et dans le nord de l'hexagone, notamment pour des raisons climatiques.

* valeurs 2020 provisoires à la date de publication de ce rapport

Consommation régionale de gaz dans le tertiaire en 2019-2020¹⁴

x > 9 TWh
9 TWh > x > 6 TWh
6 TWh > x > 3 TWh
3 TWh > x



L'IMPACT DE LA COVID-19

Les modélisations intègrent l'effet de la crise de la COVID-19 sur les consommations du secteur tertiaire.

L'impact baissier sur 2020 est estimé à 4 % sur le secteur tertiaire, avec un retour

« à la normale » prévu en 2023.

Cet impact pourra être réévalué dans la prochaine édition des Perspectives Gaz une fois les valeurs de consommation de gaz réellement constatées.

Stabilité sur les branches historiques du gaz

Le gaz représente environ 30 % de la consommation énergétique du secteur tertiaire en 2020, dans un bouquet énergétique du secteur plus électrifié que le résidentiel (53 %)¹⁵, en raison des usages spécifiques à l'électricité (informatique, bureautique...) et du recours plus fréquent à la climatisation.

Le secteur tertiaire regroupe la consommation de huit branches d'activité : bureaux, commerces, cafés/

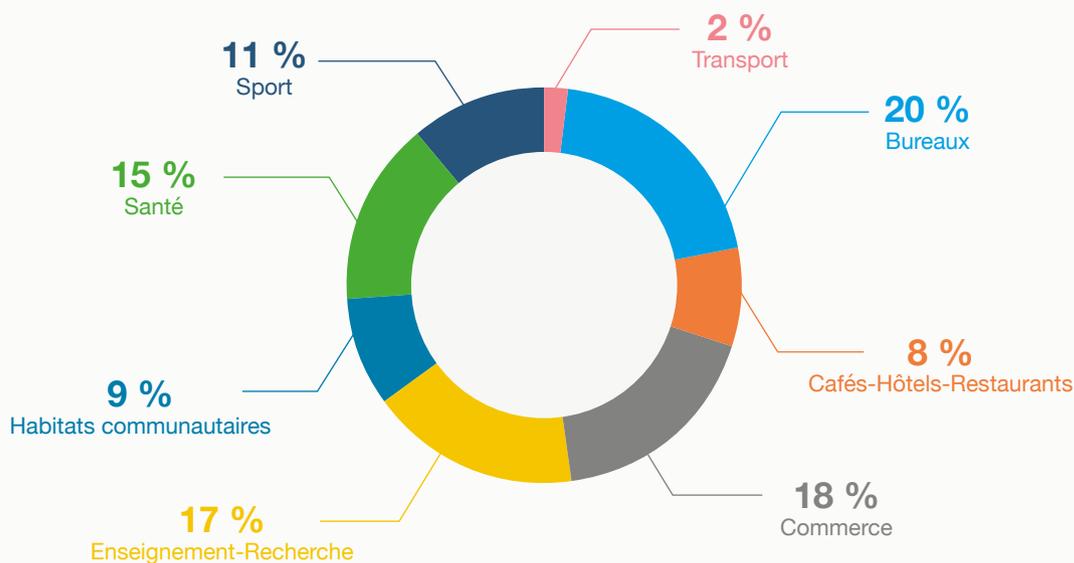
hôtels/restaurants, enseignement-recherche, habitat communautaire, santé, sport et transport. Les bureaux, les commerces et l'enseignement-recherche sont les branches les plus consommatrices de gaz en 2020.

Historiquement, si le gaz a tendance à voir ses parts de marché décroître sur les branches bureaux et commerce, il a vu ses parts de marché se maintenir dans ses branches historiques : santé, habitats communautaires et enseignement-recherche.

14- Source : Sorties modèles

15- CEREN

Répartition de la consommation de gaz entre les branches du secteur tertiaire en 2019-2020



En moyenne en France, dans le tertiaire neuf, le gaz représente près de 40 % de part de marché toutes branches confondues. Historiquement, le gaz est resté stable et l'énergie majoritaire sur ses branches traditionnelles.

Parts de marché dans le tertiaire neuf en %, en 2019-2020

38 % toutes branches confondues



**60 %
SANTÉ**



**50 %
HABITATS
COMMUNAUTAIRES**



**55 %
ENSEIGNEMENT -
RECHERCHE**

— Hypothèses

Les scénarios **NATIONAL gaz bas**, **NATIONAL gaz haut** et **TERRITOIRES** partagent un socle d'hypothèses communes : elles concernent notamment la démographie, les surfaces rénovées, les constructions neuves, et les taux de destruction appliqués.

Certaines hypothèses ont été régionalisées dans le scénario **TERRITOIRES** à partir des données de consommations énergétiques régionales et des hypothèses disponibles dans les textes de SRADDET. Lorsque les hypothèses nécessaires au travail de prospective disponibles dans les SRADDET n'étaient pas suffisamment précises, une mise en cohérence avec le reste du territoire et de la situation régionale a été réalisée.

Enfin, pour prendre en compte les transformations des modes de vie et de consommation, des hypothèses spécifiques au secteur tertiaire ont été prises en compte. Aussi, la généralisation du télétravail se traduit par une baisse du poids des bureaux dans les surfaces neuves.

Une construction d'hypothèses transverses semblables à la SNBC

Aujourd'hui, un peu moins de 10 millions de m² sont rénovés chaque année. Les trois scénarios ambitionnent d'augmenter ce rythme de rénovations pour atteindre 25 millions de m² de rénovations complètes équivalentes par an à l'horizon 2030, conformément aux engagements nationaux. Cela correspond à rénover en moyenne 3 % du parc chaque année.

Le décret dit « décret tertiaire » ou « décret rénovation tertiaire », entré en vigueur le 1^{er} octobre 2019, précise les nouvelles obligations auxquelles sont assujétis les bâtiments tertiaires en matière de réduction des consommations énergétiques. Son application conduit à une accélération des rénovations dans ce secteur et à une baisse des parts de marché du gaz.

De même, le ralentissement démographique et la volonté de rationalisation des surfaces des entreprises impactent la construction neuve dans le secteur. Le rythme de construction passe de 10 millions de m² en 2015 à un peu moins de 9 millions de m² en 2030.

HYPOTHÈSES STRUCTURANTES



RÉNOVATIONS

25 millions m²

rénovations complètes équivalentes
par an en 2030

3 % du parc par an

rénové en 2035



CONSTRUCTIONS NEUVES

9 millions m²

construits
par an en 2030

7 millions m²

en 2050

Les hypothèses de parts de marché traduisent deux visions différentes d'un mix énergétique menant à la transition énergétique

• Part de marché des énergies par secteur

Les parts de marché du secteur tertiaire se décomposent comme pour le secteur résidentiel, entre les parts de marché inhérentes à la construction neuve, et au flux de renouvellement des équipements dans le bâti existant, après rénovations ou fin de vie des systèmes.

Tout d'abord, le flux neuf est impacté par une forte diminution des parts de marché gaz tous scénarios confondus.

À compter de début 2022, la nouvelle réglementation environnementale (RE2020) s'appliquera uniquement

aux bureaux et aux locaux scolaires du secteur tertiaire. Les bâtiments tertiaires plus spécifiques feront l'objet d'un volet ultérieur de la réglementation, avec un décalage d'un an environ, et resteront d'ici là régis par la RT 2012. Les trois scénarios intègrent cette nouvelle réglementation, et les solutions « pur gaz » disparaissent pratiquement des constructions neuves dans les branches Bureaux et Enseignement-Recherche dès 2022. Dans une hypothèse conservatrice, les solutions gaz sortent de toutes les autres branches du tertiaire en 2025.

La diminution des parts de marché gaz dans le flux de renouvellement du bâti est également relativement marquée. Toutes branches confondues, les parts de marchés baissent entre 2019 et 2030, de - 22 % à - 64 %, soit un taux annuel (TCAM) de - 2 % à - 10 %.

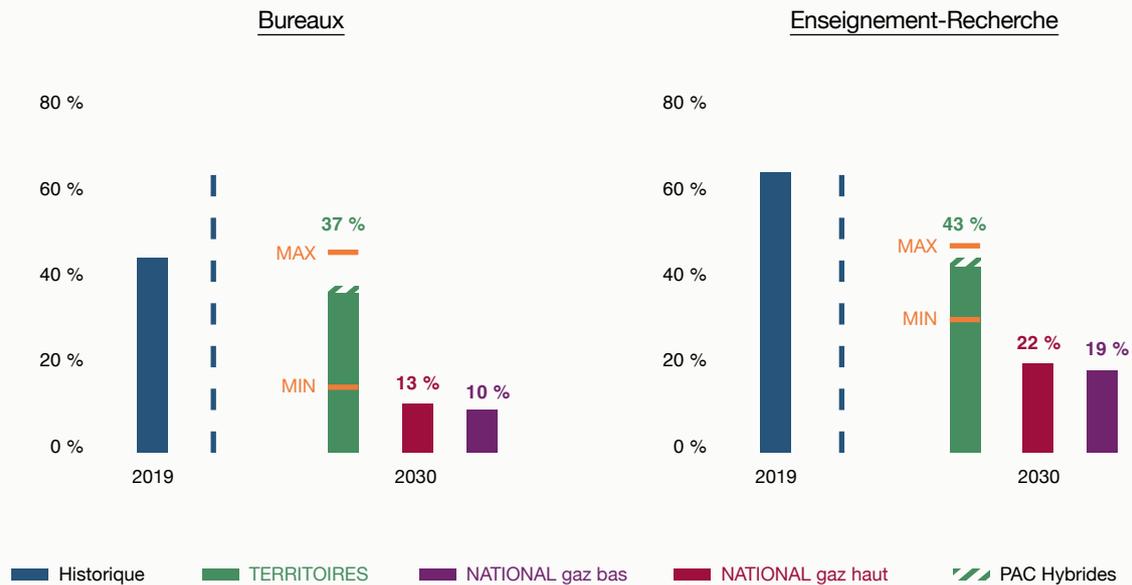
Parts de marché du gaz dans le flux de renouvellement et dans le neuf dans le secteur tertiaire en 2030, en %

	2019	2030		
		TERRITOIRES	NATIONAL gaz haut	NATIONAL gaz bas
Parts de marchés du gaz dans le flux de renouvellement en 2030¹⁶				
<i>Bureaux</i>	45 %	15 – 52 %	13 %	10 %
<i>Enseignement-Recherche</i>	65 %	34 – 48 %	22 %	19 %
<i>Moyenne toutes branches</i>	49 %	35 %	19 %	16 %
Parts de marchés du gaz dans le neuf en 2030				
<i>Moyenne toutes branches</i>	39 %	3 – 7 % ¹⁷	0 %	0 %

16- Pour le scénario Territoires, les parts de marché varient de région en région : les données présentées sont donc les valeurs extrêmes prises par les parts de marché.

17- Valeurs des parts de marché des PAC hybrides, prises comme une consommation mixte d'énergies.

Parts de marché en énergie du gaz dans le flux de renouvellement dans le secteur tertiaire en 2030, en %



Compte tenu de la disparité des parts de marché gaz entre les différentes régions, les valeurs minimales et maximales sont indiquées pour le scénario **TERRITOIRES**, en plus de la valeur moyenne nationale. Les parts de marché des PAC hybrides sont précisées et viennent s'ajouter aux parts de marché des équipements « pur gaz ».

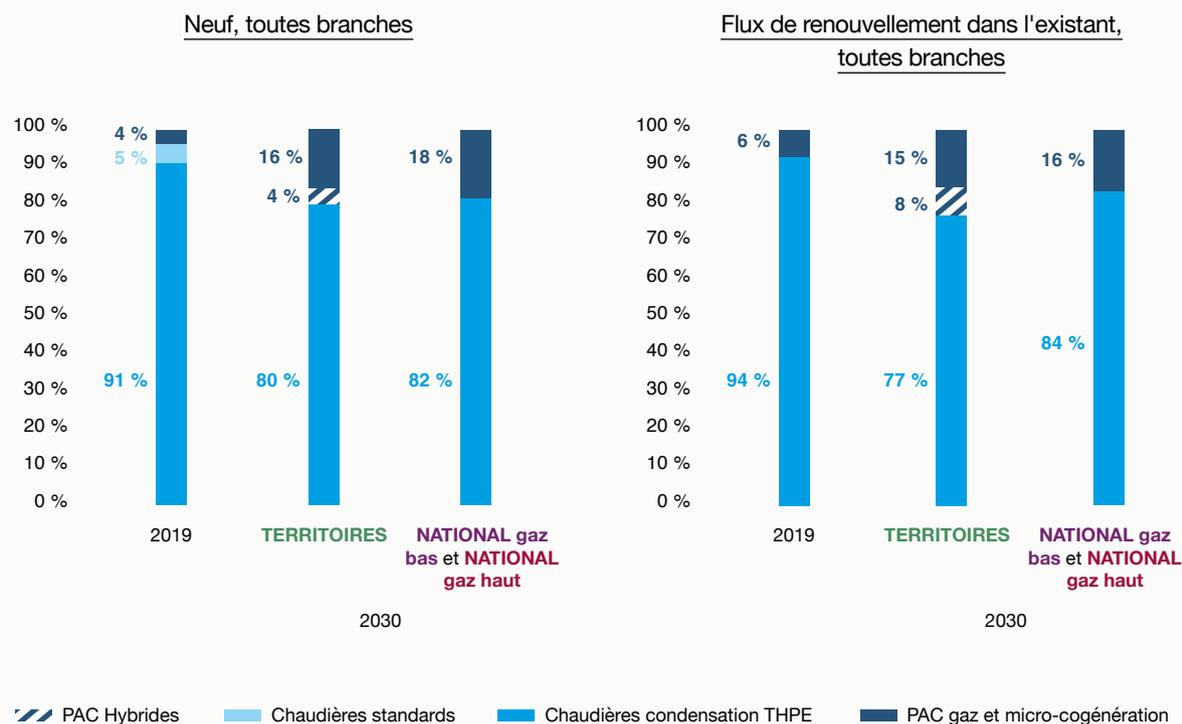
À noter également que conformément au cadrage de la variante gaz haut de la SNBC, les parts de marché gaz du scénario **NATIONAL gaz haut** réaument au-delà de 2030, au détriment des parts de marché des solutions bois et d'une partie des réseaux de chaleur, à mesure que la pyrogazéification se développe produisant les volumes de gaz renouvelables suffisants.

• Part de marché des systèmes de chauffage

Deux jeux d'hypothèses ont été mis en place pour les parts de marchés des systèmes de chauffage (neufs et existants) : des hypothèses propres au scénario **TERRITOIRES**, et des hypothèses communes aux scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL**

gaz bas. À l'horizon 2030, les systèmes à Très Haute Performance Énergétique (THPE) se généralisent, et ce dans tous les scénarios. Dans le même temps, les PAC hybrides apparaissent et se développent dans le scénario **TERRITOIRES**.

Répartition des systèmes gaz, en %



— Résultats et perspectives

Résultats globaux

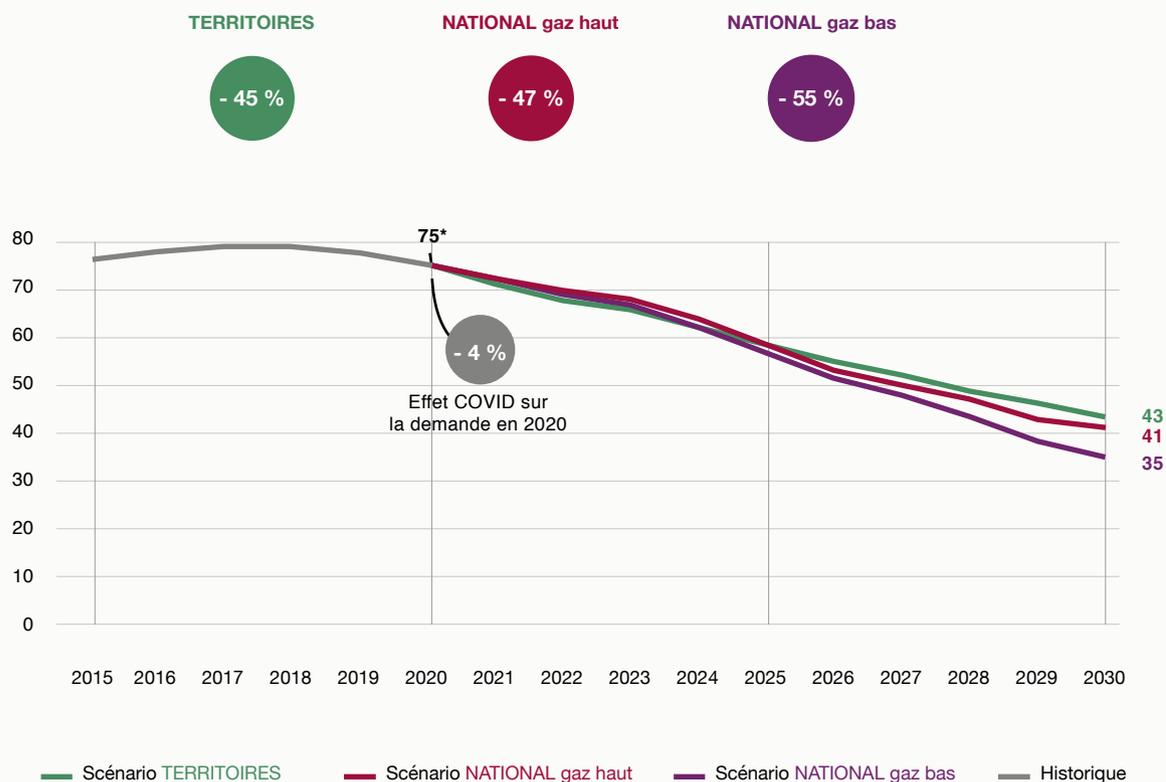
• Une baisse significative des consommations de gaz dans le secteur tertiaire

Les efforts d'efficacité énergétique et les effets de substitutions entre énergies des différents scénarios de consommation de gaz modélisés dans le secteur

tertiaire aboutissent à une réduction des consommations comprise entre 45 et 55 % en 2030 par rapport à 2019.

Cette diminution de la consommation de gaz va de pair avec une rétraction de la part du gaz dans le mix énergétique tertiaire. En 2030, le gaz représente ainsi entre 16 % et 20 % de la consommation énergétique, contre 29 % en 2019.

Évolution de la consommation de gaz dans le secteur tertiaire entre 2020 et 2030 en TWh PCS



• Un impact différent selon les branches d'activité

Ces résultats pour le secteur tertiaire mettent en évidence des impacts très différents sur les volumes de gaz consommés selon les branches. La systématisation de la climatisation dans les bureaux et son augmentation dans les commerces,

cafés, hôtels et restaurants accélère le déclin du gaz dans ces branches. Par exemple, dans le scénario **TERRITOIRES**, la part de marché du gaz sur ces trois branches est en moyenne inférieure de 20 % à la moyenne des parts de marché des autres branches.

Parts de marché du gaz entre les branches, en %

		SCÉNARIO TERRITOIRES	SCÉNARIO NATIONAL
	2015	Réduction de consommation en 2030 par rapport à 2015	
<i>Bureaux</i>	26 %	- 48 %	- 62 %
<i>Cafés-Hôtels-Restaurants</i>	30 %	- 30 %	- 43 %
<i>Commerce</i>	24 %	- 43 %	- 43 %
<i>Enseignement-Recherche</i>	32 %	- 24 %	- 40 %
<i>Habitat communautaire</i>	33 %	- 14 %	- 31 %
<i>Santé</i>	33 %	- 24 %	- 38 %
<i>Sport</i>	41 %	- 32 %	- 49 %
<i>Transport</i>	18 %	- 25 %	- 45 %

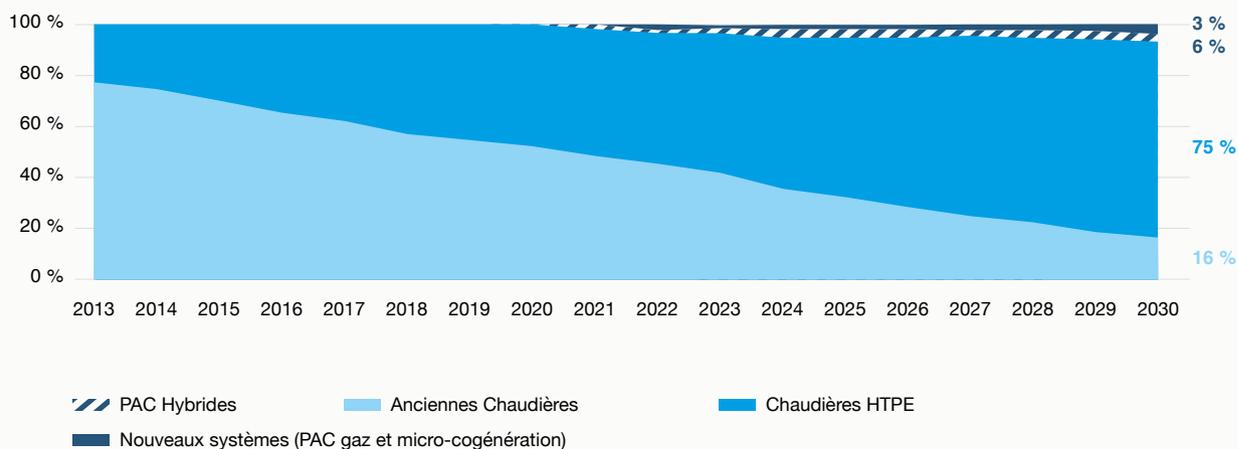
• **La généralisation des systèmes performants de chauffage permet une réduction importante des consommations de gaz à l'horizon 2030**

Les résultats de la modélisation du secteur tertiaire mettent en évidence la généralisation des systèmes à condensation haute performance, qui représentent près de 3/4 du parc de systèmes dans les scénarios **TERRITOIRES** et **NATIONAL gaz bas / NATIONAL gaz haut**.

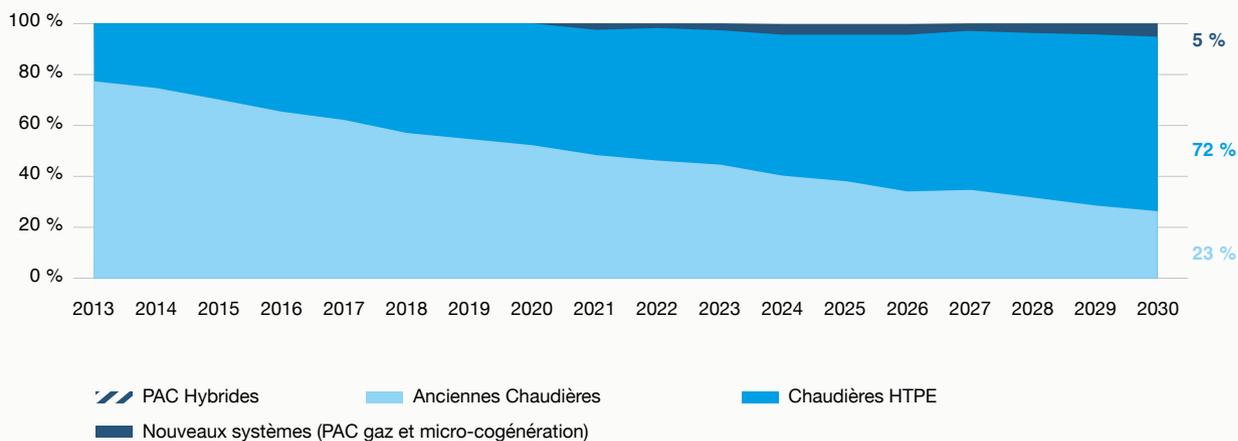
Les systèmes gaz innovants, comme la pompe à chaleur gaz ou les systèmes de micro-cogénération commencent eux aussi à émerger dans ce secteur, tout comme les PAC hybrides, qui se développent dans le scénario **TERRITOIRES** dès 2023 pour représenter 3 % du parc en 2030.

Évolution des systèmes gaz dans le parc tertiaire entre 2015 et 2030, en %

Scénario **TERRITOIRES**



Scénario **NATIONAL gaz bas / NATIONAL gaz haut**



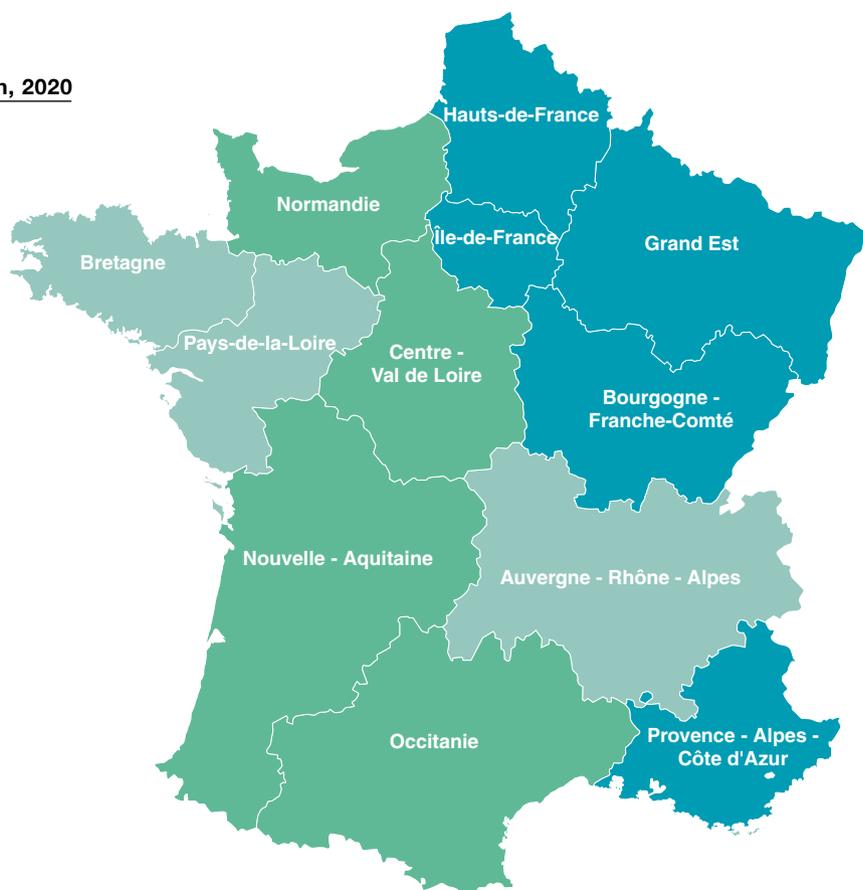
- **La régionalisation des scénarios permet d'isoler des comportements distincts entre zones géographiques du territoire**

À l'horizon 2030, la répartition de la consommation de gaz entre les régions reste similaire à la répartition actuelle. En effet, les régions qui conservent en 2030

une part de marché de gaz dans leur mix de consommation comparativement supérieure aux autres sont des régions du quart Nord-Est de la France, soumises à des conditions climatiques plus rigoureuses que la moyenne française et dont les besoins énergétiques sont plus importants.

Parts de marché du gaz par région, 2020

- x > 35 %
- 35 % > x > 20 %
- 20 % > x > 15 %
- 15 % > x



Analyse d'impacts

Comme pour le secteur résidentiel, une analyse d'impact est réalisée pour comprendre quels inducteurs expliquent la baisse des consommations de gaz dans le secteur tertiaire, qui déclinent entre 45 et 55 % entre 2019 et 2030.

Cette analyse d'impact distingue :

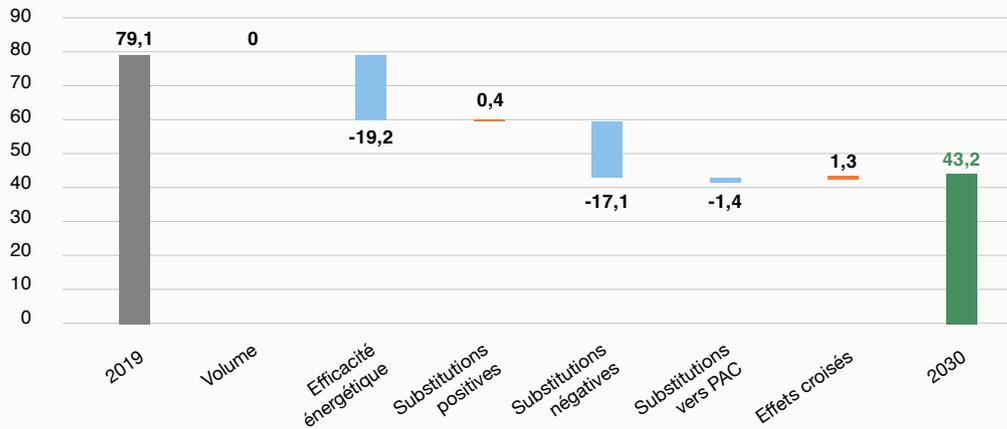
- l'effet Volume, traduisant la croissance de la surface du parc tertiaire, nette des destructions ;
- l'effet « Efficacité énergétique », traduisant une moindre consommation unitaire suite :
 - aux rénovations du bâti ;
 - aux changements d'équipements, dans une même énergie, vers un système plus performant ;
- L'effet « Substitutions », en distinguant les substitutions :
 - « positives » vues des consommations de gaz, lorsque les solutions gaz remplacent une autre énergie, essentiellement lors des conversions fioul vers gaz ;

- « négatives » vues des consommations de gaz, lorsque les solutions gaz sont remplacées par d'autres énergies, hors PAC hybrides ;
- « PAC hybrides » pour le scénario **TERRITOIRES** lorsqu'une chaudière gaz est remplacée par une PAC hybride ;
- Les « effets croisés », qui ne peuvent pas être alloués précisément à un des 3 effets précédents.

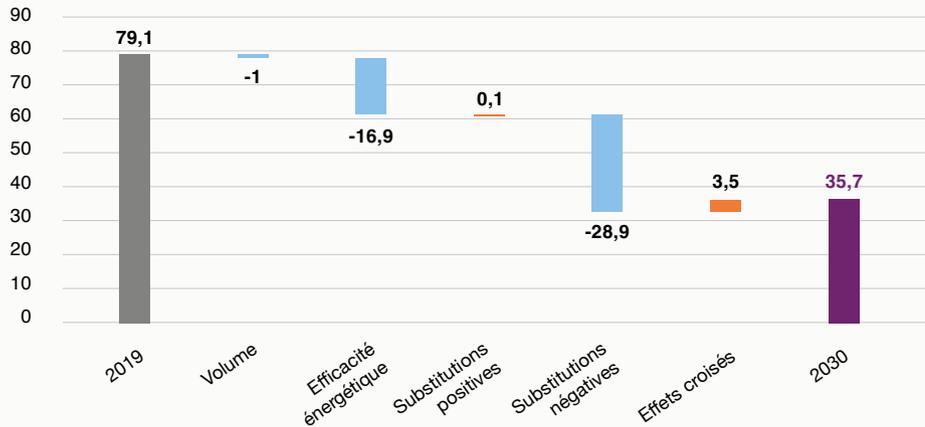
Quel que soit le scénario, la forte diminution des parts de marché gaz dans le secteur tertiaire, traduite par l'effet substitutions, a un impact significatif sur la baisse des consommations de gaz du secteur. Par ailleurs, l'efficacité énergétique joue elle aussi un rôle important pour la baisse des consommations de gaz dans le tertiaire.

Dans le scénario **TERRITOIRES**, les PAC hybrides ont un impact plus limité que dans le secteur résidentiel, du fait de leur moindre grande pénétration dans le secteur tertiaire.

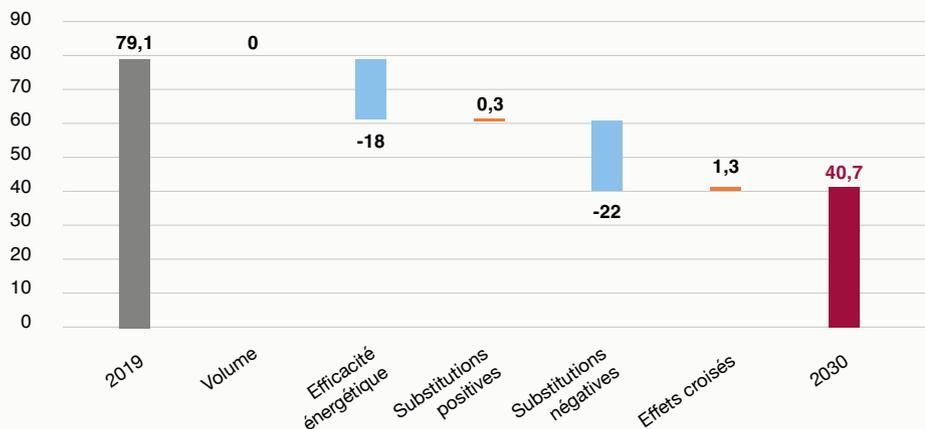
Analyse d'impact sur le secteur tertiaire pour le scénario **TERRITOIRES, 2030**



Analyse d'impact sur le secteur tertiaire pour le scénario **NATIONAL gaz bas, 2030**



Analyse d'impact sur le secteur tertiaire pour le scénario **NATIONAL gaz haut, 2030**



Pour les 3 scénarios, l'analyse d'impact a été réalisée à partir des valeurs de consommations constatées en 2019, les valeurs 2030 étant encore provisoires.





Industrie



ÉTAT DES LIEUX

Cette section décrit les consommations de gaz dans le secteur de l'industrie manufacturière et du raffinage, à l'exception de la production électrique (centralisée et par cogénération), qui est traitée dans une section dédiée.

La consommation de méthane dans l'industrie française est comprise entre 150 et 160 TWh depuis une dizaine d'années. Presque la moitié de ces volumes sont utilisés dans deux secteurs : la chimie et l'industrie agroalimentaire.

La tendance de la consommation d'énergie dans l'industrie est fortement corrélée à celle de l'activité de production. Ainsi, la production manufacturière française ayant baissé de 0,7 %¹ sur l'année 2019 cela se traduit par une baisse de 3 % de la consommation de gaz (154 TWh contre 159 TWh en 2018).

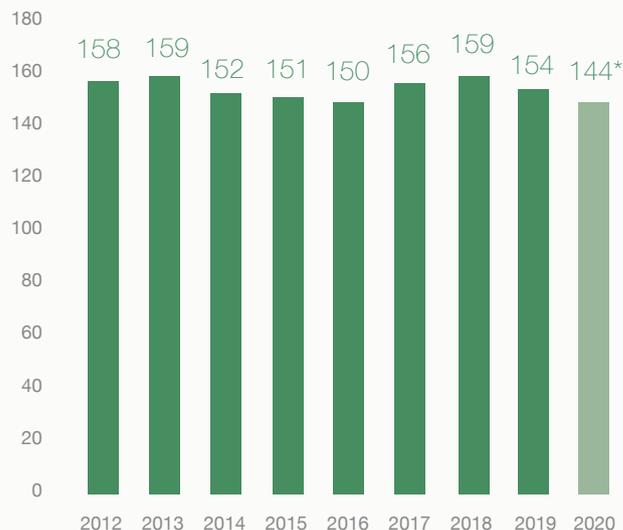
L'impact de la crise de la COVID-19 sur les consommations de gaz dans l'industrie était estimé à - 9 % pour l'année 2020. Les résultats provisoires semblent indiquer un impact moindre de l'ordre de - 6 %. Un retour à la trajectoire tendancielle est estimé pour 2023.

Environ la moitié du gaz consommé dans l'industrie l'est sous chaudières, pour de la production de vapeur, d'eau chaude ou pour le chauffage des locaux, un peu plus de 40 % est utilisé directement dans les procédés, pour du séchage, du traitement thermique, de la cuisson et 10 % du gaz est utilisé comme matière première.

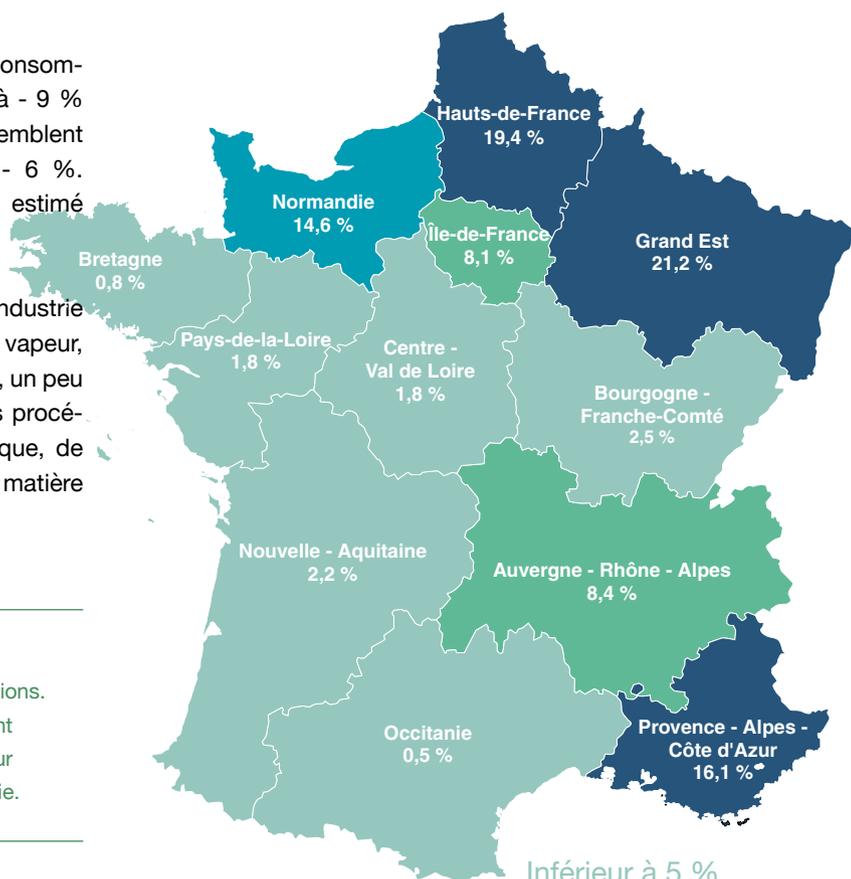
La répartition des consommations est directement corrélée à l'intensité de l'activité industrielle des régions. Ainsi, les régions Grand-Est et Hauts-de-France sont les plus consommatrices de méthane pour le secteur industriel, suivies par les régions PACA et Normandie.

1- Source INSEE : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4305959>

Consommation de méthane dans l'industrie en TWh PCS

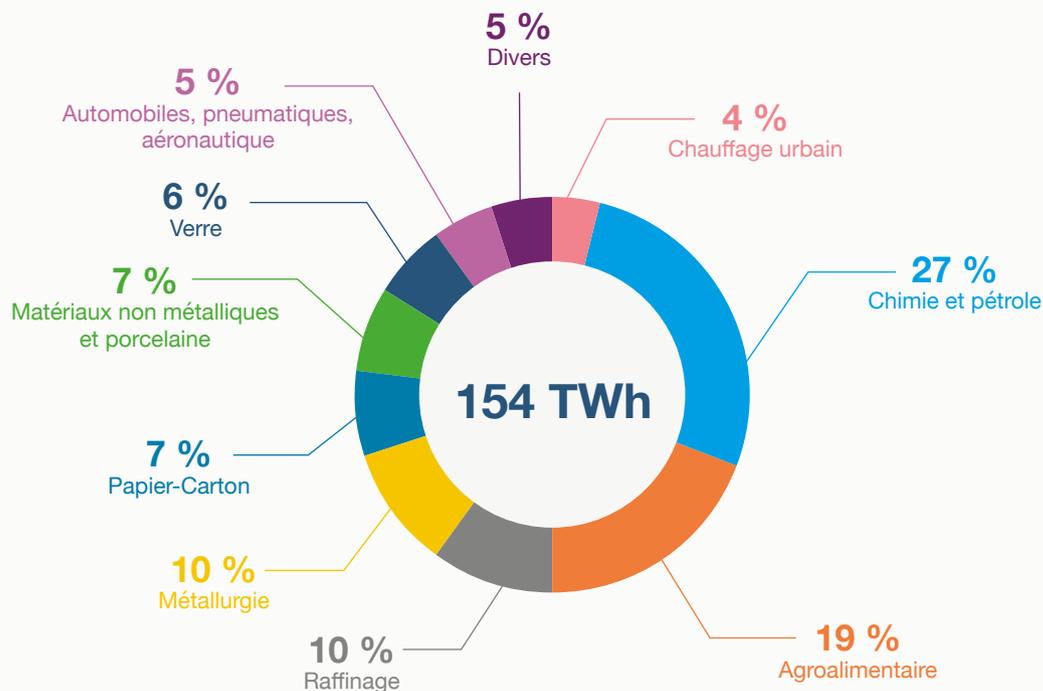


* valeurs 2020 provisoires à la date de publication de ce rapport



Inférieur à 5 %
 Entre 5 % et 10 %
 Entre 10 % et 15 %
 Supérieur à 15 %

Répartition des consommations de méthane dans l'industrie par secteur en 2019



La part de chaque secteur reste assez stable depuis plusieurs années. La baisse globale de 5 TWh de la consommation de méthane entre 2018 et 2019 s'explique notamment par une baisse de 2 % dans le secteur de la chimie et une baisse de 5 % dans le secteur de l'agroalimentaire. Les effets de la crise sanitaire sur les consommations de 2020 restent à évaluer de façon plus précise.

HYPOTHÈSES

L'élaboration des trajectoires de la consommation de gaz de l'industrie à l'horizon 2030 repose, comme pour les autres secteurs, sur une méthodologie ascendante (ou « bottom-up »). Le modèle utilisé représente et simule la consommation d'énergie de 36 branches industrielles, ce qui permet de prendre en compte les spécificités de chaque activité.

Pour chaque branche, l'évolution de la consommation de gaz est basée sur l'évolution de trois déterminants :

- l'activité industrielle ;
- l'efficacité énergétique ;
- les substitutions entre vecteurs énergétiques.

Les hypothèses sur **l'activité industrielle** sont identiques pour les trois scénarios et se matérialisent par deux types d'indicateurs, dont les valeurs sont tirées de la trajectoire AMS de la SNBC :

- **L'évolution de la production industrielle pour les industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE), dont l'activité est reliée à des productions physiques (comme l'acier, le sucre, le ciment, l'ammoniac) ;**
- **La valeur ajoutée pour les industries diffuses.**

Hypothèse de taux de croissance annuelle moyen de la valeur ajoutée par secteur pour les industries diffuses

Macro-Branche	Valeur ajoutée (TCAM à 2030)
Agroalimentaire	0,97 %
Métallurgie	1,61 %
Minéraux non métalliques	2,31 %
Chimie et pétrole	1,64 %
Équipements	1,93 %
Automobile	1,87 %
Autres	0,84 %
Valeur moyenne	1,53 %

Le cadre de l'exercice de prospective étant le même que celui de la SNBC, avec un objectif ambitieux d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, les hypothèses d'**efficacité énergétique** ambitieuses de la SNBC ont été également appliquées à l'ensemble des scénarios. En ce qui concerne les process thermiques, cette trajectoire correspond à un gain moyen d'efficacité énergétique de 18,5 % en 2030 par rapport à 2013, et pour les usages transverses (froid, chauffage, moteur, éclairage) à un gain moyen de 31,2 % en 2030 par rapport à 2013.

Hypothèse de gain d'efficacité par macro-branche industrielle entre 2013 et 2030

Macro-Branche	Gain d'efficacité énergétique en 2030
Agroalimentaire	- 22,6 %
Métallurgie	- 8,8 %
Minéraux non métalliques	- 11,2 %
Chimie et pétrole	- 13,9 %
Équipements	- 23 %
Automobile	- 20,6 %
Verre	- 11,2 %
Papier Carton	- 17,8 %
Autres	- 17,8 %
Valeur moyenne	- 18,5 %

La **substitution entre énergies**, s'opère quant à elle lorsque les équipements arrivent en fin de vie, et qu'il y a une opportunité de passer à une énergie moins carbonée. Des hypothèses spécifiques ont été prises sur la durée de vie des équipements en fonction de la branche industrielles et de l'usage concerné.

En ce qui concerne les transferts entre énergies, deux trajectoires ont été modélisées :

- Pour les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas**, un peu plus de la moitié des équipements en fin de vie fonctionnant au gaz subissent un transfert vers une autre énergie (l'électricité, la chaleur, la biomasse ou l'hydrogène). À contrario, une partie des équipements en fin de vie fonctionnant au charbon et un tiers des équipements en fin de vie fonctionnant à base de produits pétroliers sont substitués par du gaz.
- Pour le scénario **TERRITOIRES**, les tendances sont identiques mais avec une bascule un peu plus prononcée du méthane vers l'hydrogène dans la plupart des régions.

L'HYDROGÈNE RENOUELABLE ET BAS-CARBONE SE SUBSTITUE EN PARTIE AU MÉTHANE DANS L'INDUSTRIE

La stratégie Nationale Hydrogène indique que l'hydrogène renouvelable devra être utilisé en priorité pour la décarbonation de l'industrie, que ce soit pour remplacer de l'hydrogène « gris » produit par vaporeformage de gaz fossile ou pour se substituer à d'autres vecteurs énergétiques dans l'industrie.

Dans le premier cas de figure, qui sera le premier gisement de décarbonation, l'hydrogène produit par électrolyse vient directement substituer du gaz naturel utilisé pour du vaporeformage (pour un volume supérieur en tenant compte du rendement de ce procédé).

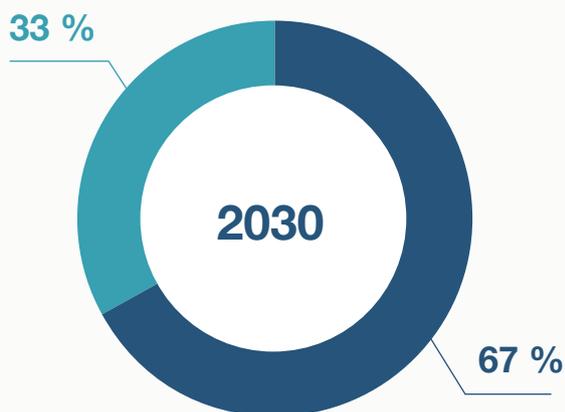
Dans le second cas de figure, l'hydrogène vient se substituer à d'autres énergies. On fait l'hypothèse ici qu'il vient remplacer pour moitié des usages du méthane, et pour moitié d'autres énergies fossiles (charbon et produits pétroliers).

Au total, et pour une première période allant jusqu'à 2030, l'hypothèse retenue est que l'hydrogène renouvelable et bas-carbone utilisé dans l'industrie se substitue à de la consommation de méthane dans des volumes quasi équivalents.

Une trajectoire haute et basse de développement sont envisagées :

- Dans la trajectoire haute, 15 TWh d'hydrogène renouvelable/bas-carbone sont utilisés en 2030 dans l'industrie en substitution de 15 TWh de méthane ;
- Dans la trajectoire basse, 8 TWh d'hydrogène renouvelable/bas-carbone sont utilisés en 2030 dans l'industrie en substitution de 8 TWh de méthane.

Répartition de l'utilisation d'hydrogène renouvelable/bas-carbone suivant le type d'usages pour les deux trajectoires



Usages existants de l'hydrogène
Nouveaux usages pour l'hydrogène

Par conséquent, deux trajectoires sont distinguées pour la consommation de gaz dans l'industrie :

- Une trajectoire identique pour les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** où la substitution laisse une large part à l'électrification, où l'hydrogène renouvelable et bas-carbone se développe de façon limitée, et où l'activité industrielle est en stagnation voire en léger retrait.

- Dans le scénario **TERRITOIRES**, une trajectoire où la substitution vers l'hydrogène est plus importante, en cohérence avec un développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone conforme aux objectifs de la Stratégie Nationale Hydrogène. Par ailleurs la répartition régionale des consommations de gaz est légèrement différente pour le scénario **TERRITOIRES**, reflétant les ambitions contrastées des régions sur ce secteur. Ainsi le poids des 3 régions les plus consommatrices de gaz (Grand Est, Hauts-de-France, Normandie) est légèrement augmenté, passant de 51 % en 2016 à 53,5 % en 2030.

Pour rappel, et pour prendre en compte le contexte de la crise sanitaire, une hypothèse de baisse de 9 % de la consommation de gaz dans l'industrie en 2020 a été prise en post-traitement de ces hypothèses, ainsi qu'un retour progressif à la trajectoire prévue en 2023.

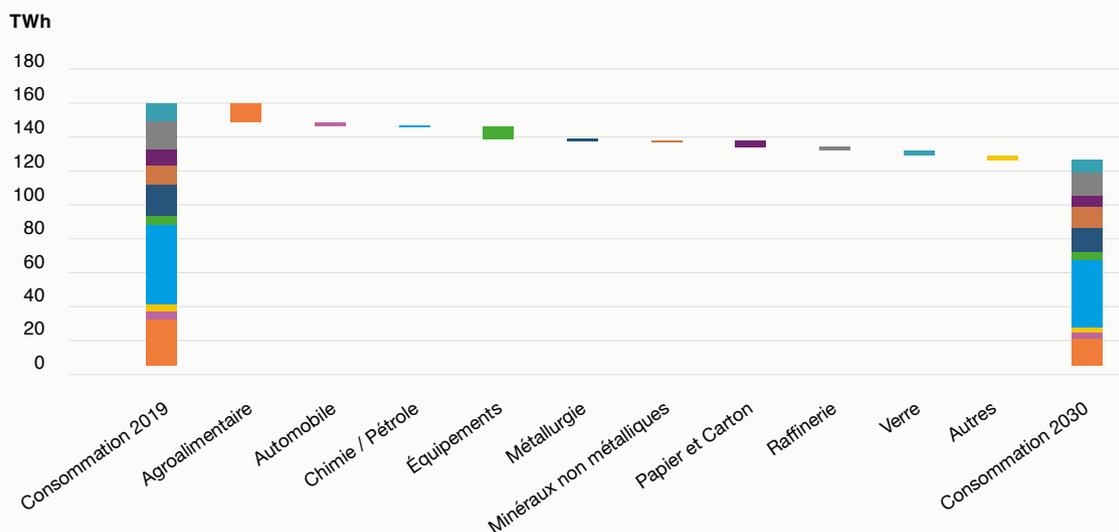
Synthèse des principales hypothèses utilisées pour l'élaboration des trajectoires de consommation de gaz dans l'industrie

Synthèse	Scénario TERRITOIRES	Scénario NATIONAL
Trajectoire H ₂ Conso en 2030	Haute 15 TWh	Moyenne 8,5 TWh
Valeur ajoutée (TCAM 2019-2030)	+ 1,5 % ▼	+ 1,5 % ▼
Gain d'efficacité énergétique en 2030	- 18,5 % ▲	- 18,5 % ▲
Part de marché gaz (CH ₄ + H ₂) (Réf 2019 : 30,8 %)	28,3 % yc 2,9 % d'H ₂	25,0 % yc 1,8 % d'H ₂

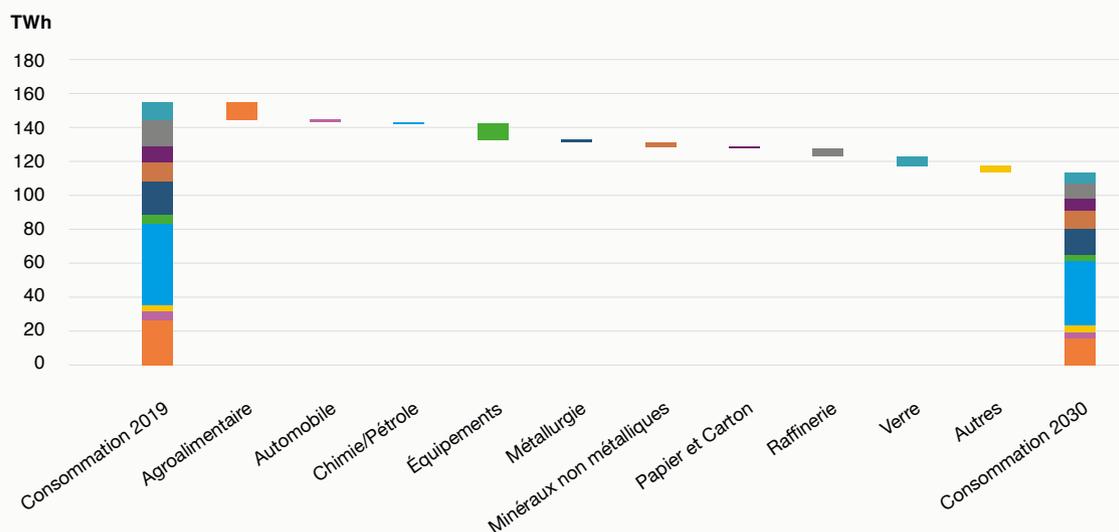
RÉSULTATS

Les analyses sont réalisées à partir de l'année 2019, l'année 2020 n'étant pas jugée suffisamment représentative en raison de la crise de la COVID-19.

Évolution de la consommation de gaz (CH₄) par secteur dans le scénario TERRITOIRES

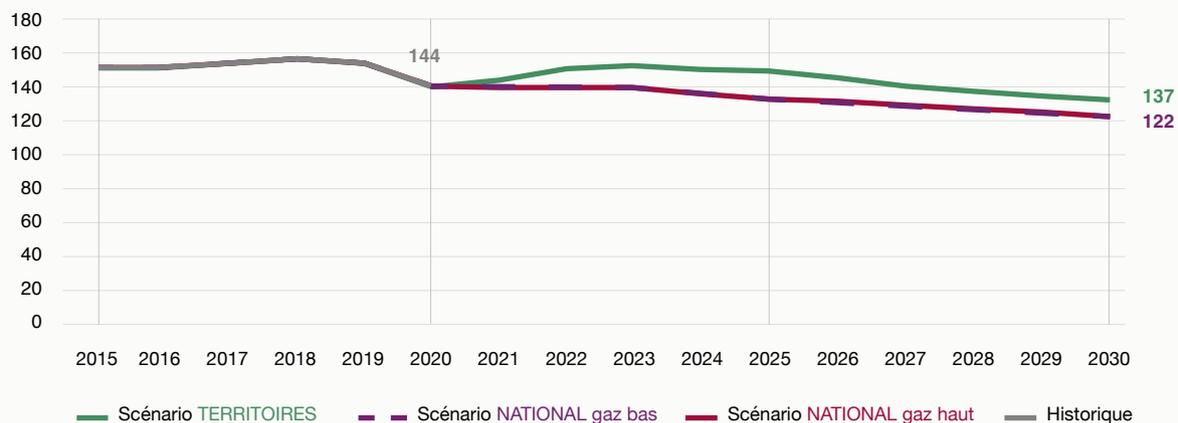


Évolution de la consommation de gaz (CH₄) par secteur dans le scénario NATIONAL gaz haut et NATIONAL gaz bas



En volume, les plus fortes réductions de consommation de gaz s'observent dans les secteurs de l'industrie agroalimentaire et de la chimie notamment car ces secteurs sont les plus consommateurs de méthane (48 % des consommations de méthane dans l'industrie à eux deux).

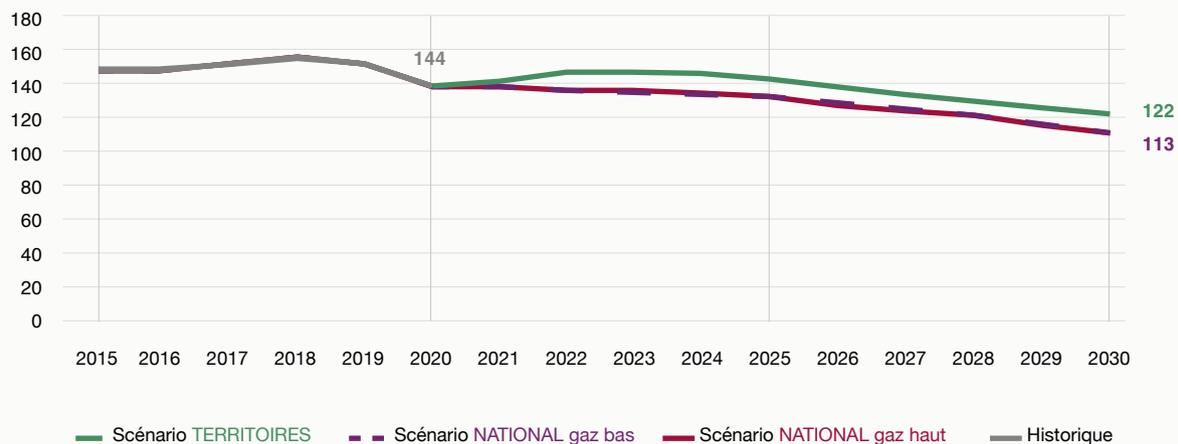
Évolution de la consommation de gaz (CH₄ + H₂ renouvelable / bas-carbone) dans l'industrie (TWh PCS)



Évolution de la consommation de CH₄ + H₂ 2030 vs 2019



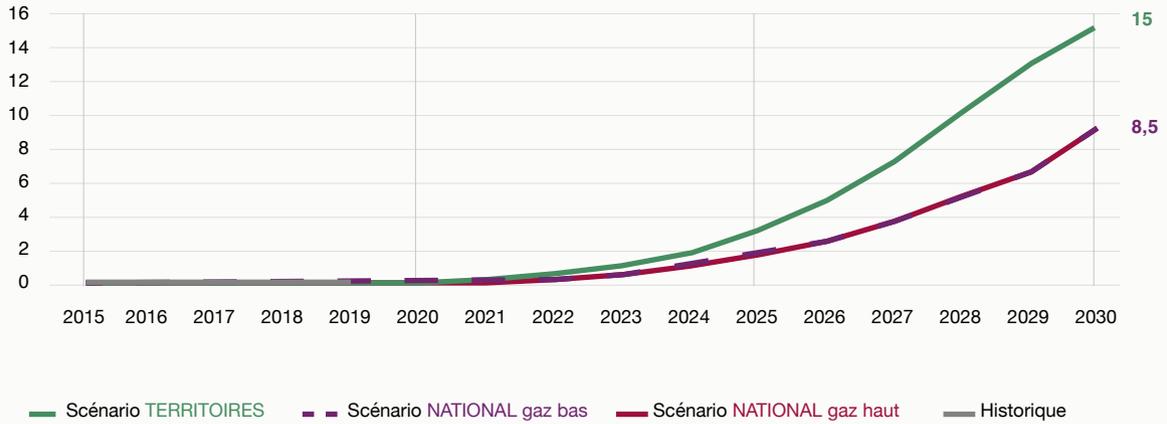
Évolution de la consommation de méthane dans l'industrie (TWh PCS)



Évolution de la consommation de CH₄ 2030 vs 2019

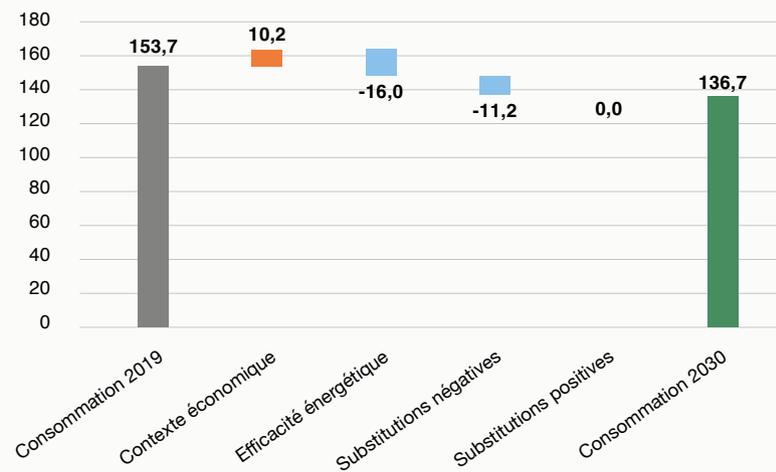


Évolution de la consommation d'hydrogène renouvelable / bas-carbone dans l'industrie (TWh PCS)

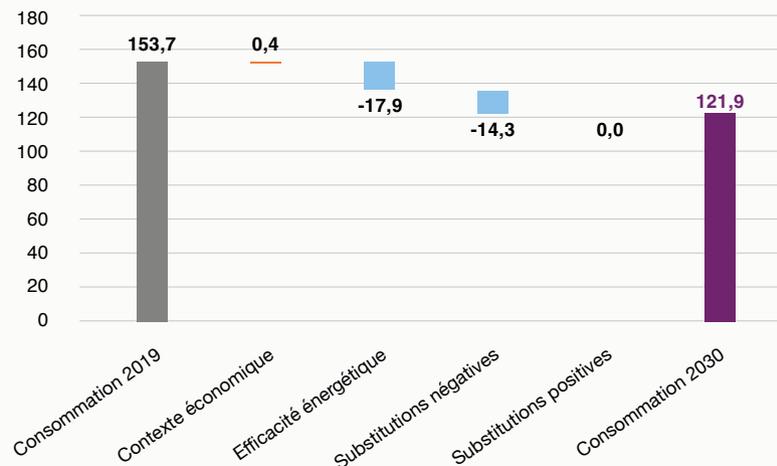


La consommation de gaz dans l'industrie baisse de 11 à 21 % entre 2019 et 2030 suivant les trajectoires, la baisse étant plus prononcée sur le vecteur méthane qui se voit en partie substitué par de l'hydrogène.

Décomposition des effets pour les scénarios TERRITOIRES



Décomposition des effets pour les scénarios NATIONAL gaz haut et NATIONAL gaz bas



L'évolution de la consommation de gaz dans l'industrie peut être décomposée selon trois effets :

- **Un effet volume**, qui permet d'évaluer l'impact de la croissance économique sur la consommation de gaz de l'industrie.
- **Un effet « efficacité énergétique »** qui mesure les effets en termes de sobriété et d'efficacité engagés par les industriels sur leurs équipements et dans leurs procédés. Cet effet implique automatiquement une baisse de la consommation d'énergie.
- **Un effet « substitution »** qui matérialise les transferts d'une énergie à une autre, de la plus carbonée vers la moins carbonée. Ces transferts peuvent s'effectuer au bénéfice du méthane (lorsqu'ils remplacent du

charbon ou des produits pétroliers), ou au détriment du méthane, lorsqu'ils sont effectués vers des énergies renouvelables ou décarbonées.

La baisse de consommation de gaz dans l'industrie est principalement due aux substitutions vers d'autres vecteurs énergétiques et notamment vers l'électricité, peu compensée par les substitutions positives dont le gisement tend à se tarir.

Comparativement au secteur résidentiel, les gains d'efficacité énergétique attendus dans le secteur industriel sont moindres, notamment car les principales optimisations ont déjà été réalisées.





Mobilité



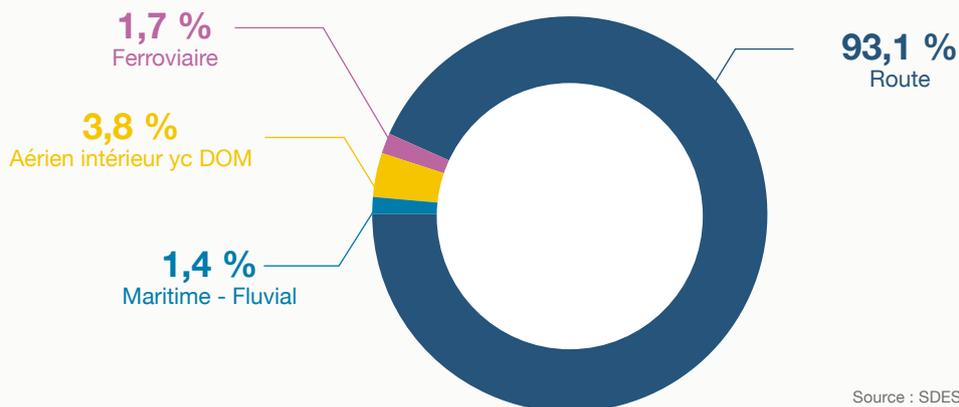
ÉTAT DES LIEUX

— Généralités

Le secteur des transports représente près du tiers de la consommation d'énergie finale en France en 2019,

se maintenant par rapport à 2018 dans un contexte de quasi-stabilité du trafic intérieur de passagers (+ 0,2 %) et de légère croissance de celui de marchandises (+ 2,8 %).

Consommation d'énergie par mode en 2019



Source : SDES, Bilan de l'énergie

Le secteur routier reste prédominant dans la consommation annuelle d'énergie des transports en représentant plus de 90 % de celle-ci.

Consommation de carburants en 2019 : 42,6 Mtep



Source : memento stat transport 2019

<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/memento-de-statistiques-des-transports-2019?rubrique=56&dossier=1337>

Le mix énergétique du transport routier est dominé par le diesel, les motorisations alternatives (GPL, GNV, électriques, hydrogène) représentant moins de 6 % du mix, dont 5 % rien que pour les biocarburants de première génération.

L'édition 2020 des Perspectives Gaz se concentre sur le transport routier. Les autres modes de transport, notamment le transport maritime, fluvial et ferroviaire, seront analysés en détail dans les prochains exercices.

Le mix énergétique du transport continue à se diversifier avec une légère baisse de la consommation des produits pétroliers (- 0,1 % en 2019 versus 2018), et une croissance des biocarburants (+ 1,9 %).

Pour autant, le recours aux produits pétroliers reste de loin la principale forme d'énergie utilisée pour le transport, avec des changements notables ces dernières années. En effet depuis 2013, le marché des véhicules légers neufs se rééquilibre progressivement vers l'essence. Ainsi, la consommation de gazole décroît de 1,9 %, tandis que celle de l'essence augmente de 6,9 % sur la période. La consommation d'électricité pour le transport est stable en 2019.

Le secteur des transports reste le principal émetteur d'émissions de gaz à effet de serre (GES) en France, avec 136 millions de tonnes équivalent CO₂ (Mt CO₂eq) émises en 2019, représentant 31 % des émissions de GES totales du pays. Depuis 1990, les GES des transports ont augmenté de 9 %. Elles sont stables depuis 2008, l'amélioration de la performance environnementale des véhicules ne compensant pas l'augmentation de la circulation. Les émissions liées au transport routier incombent pour moitié aux véhicules particuliers, et pour près de 25 % aux poids lourds. Les émissions de ce segment poids lourds ont une dynamique ascendante et ont bondi de 5,8 % entre 2018 et 2019.

Le transport routier représente à lui seul 94 % des émissions du transport et 51 % des émissions de GES du transport routier proviennent des voitures particulières. Le constat est le même pour les émissions de polluants et de particules fines.

— La mobilité GNV/bioGNV, une opportunité crédible pour réduire nos émissions de CO₂ et dépolluer le secteur des transports

Le Gaz Naturel Véhicule, produit à partir de gaz naturel (GNV) ou de biométhane (bioGNV) est une solution reconnue par les pouvoirs publics pour répondre aux enjeux de pollution de l'air et de décarbonation du secteur routier.

Les solutions GNV permettent de réduire les émissions d'oxyde d'azote de 50 % et les particules fines de 95 % par rapport au diesel, en ligne avec les limites fixées par les normes actuelles de l'Union européenne.

— Le GNV/bioGNV en France

Le marché français des véhicules roulant au GNV/bioGNV s'inscrit toujours dans la forte dynamique observée ces dernières années, portée par une part toujours plus importante des immatriculations de véhicules lourds. Ce segment représente désormais plus de 24000 véhicules GNV à fin 2020¹. Au total, la mobilité au gaz a atteint 2,1 TWh en 2019² ; en hausse de 23 % par rapport à 2018.

En 2020, la consommation totale de gaz pour le secteur de la mobilité routière est estimée à 2,4 TWh, la crise sanitaire COVID-19 compensant en partie la hausse de la demande par rapport à 2019.

Au niveau du transport de personnes, le GNV/bioGNV représente déjà 25 %³ des ventes de bus neufs en 2019. Pour le transport de marchandises, il représente 3 % des ventes de poids lourds neufs en 2019. Cette forte dynamique sur le segment du transport lourd s'explique par le fait que le GNV/bioGNV est particulièrement pertinent sur ce segment, car il représente une des seules options disponibles aujourd'hui comme alternative au diesel, permettant de réduire dès aujourd'hui les émissions GES et de particules de ces modes de transport.

Sur le segment des véhicules légers et dans une moindre mesure des utilitaires, le GNV pénètre timidement en raison des solutions électriques qui continuent à s'imposer pour remplacer les carburants fossiles du fait notamment d'une offre de véhicules plus grande de

1- Source Opendata Mobilité Gaz de l'AFGNV : https://gnv-grtgaz.opendatasoft.com/pages/home_v2/

2- Source Observatoire du GNV AFGNV : <https://gnv-grtgaz.opendatasoft.com/pages/observatoire/>

3- Source : SIV/SDES

la part des constructeurs automobiles et d'un réseau de stations GNV particuliers moins dense pour le moment.

En 2019, le taux d'incorporation de bioGNV était de 16,7 %⁴ du GNV distribué en France à partir de stations raccordées au réseau.

— Un réseau qui s'appuie sur des infrastructures existantes

Le développement de la mobilité au GNV, comme pour tout vecteur énergétique, nécessite la mise en place d'une infrastructure d'avitaillement adaptée et donc d'un maillage suffisant de stations GNV/bioGNV à une échelle locale et également nationale. Sa mise en œuvre opérationnelle s'appuie sur les infrastructures de transport et de distribution de gaz existantes et couvrant l'essentiel du territoire.

Au mois de janvier 2021, le nombre de points d'avitaillement en GNV sur le territoire national représentait plus de 175 stations publiques GNC-GNL en service, contre seulement 103 début 2019. À celles-là s'ajoutent plus de 100 projets de stations en cours d'étude.

La nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie estime respectivement à 138 et 326 le nombre minimal

Les points d'avitaillement (au 1^{er} janvier 2021)



175

points d'avitaillement publics en service

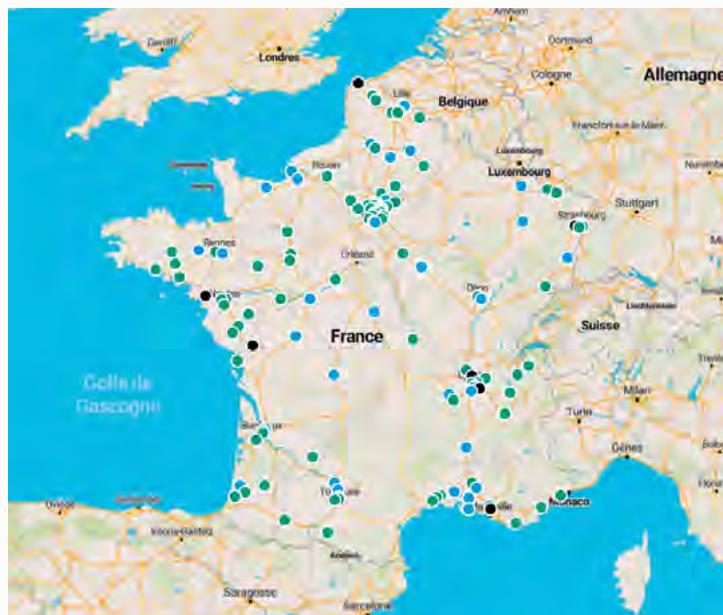
130

points d'avitaillement proposant du GNC

45

points d'avitaillement proposant du GNL

source : AFGNV



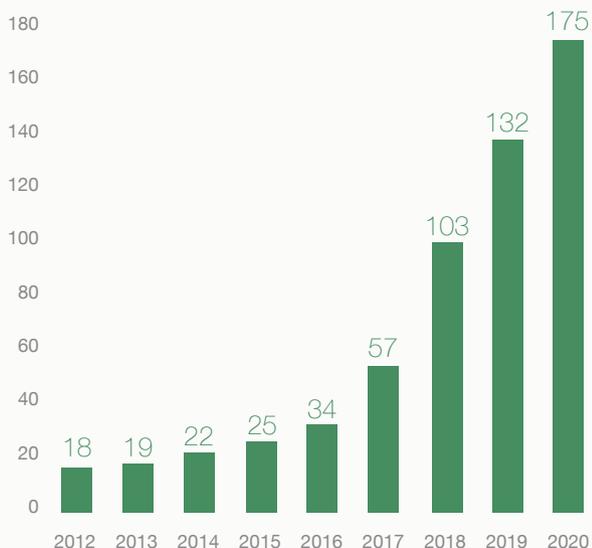
En service
Carburant

■ GNL, GNC
■ GNL
■ GNC

source : AFGNV

4- <https://gnv-grtgaz.opendatasoft.com/pages/observatoire/>

Nombre de stations d'avitaillement GNV



source : AFGNV

de stations nécessaires en 2023 et 2028 pour alimenter les véhicules fonctionnant au gaz en circulation à cette date. Au regard de ces objectifs, la filière profite d'une excellente dynamique afin de développer les infrastructures de distribution du GNV nécessaires au développement général de la mobilité gaz.

— La mobilité hydrogène

Les solutions hydrogène sont appelées à prendre une place importante dans la décarbonation du transport routier en France et dans le monde. Il s'agit d'une solution complémentaire aux solutions électriques, offrant notamment une autonomie compatible, comme les solutions GNV/bioGNV au parcours sur de longues distances et au transport de charges lourdes, que ce soit de marchandises ou de passagers. Ce segment de la mobilité a, du reste, été défini comme un des usages prioritaires de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone dans la Stratégie Nationale Hydrogène publiée par le gouvernement en septembre 2020.

AUTRES MOBILITÉS

Par ailleurs, les solutions GNV/bioGNV et hydrogène sont appelées à émerger également dans les secteurs ferroviaire et fluvial dans les prochaines années. Elles offrent par exemple une solution pertinente et déjà éprouvée dans plusieurs pays pour remplacer le diesel utilisée par près de 1000 trains express régionaux en France qui circulent sur des lignes non ou difficilement électrifiables.

La région Nouvelle-Aquitaine a annoncé la commande de 45 rames de TER alimentées au bioGNV pour remplacer autant de rames aujourd'hui alimentées au diesel.

Par rapport à la mobilité routière, ces marchés restent limités en volume puisque l'ensemble de ces conversions du diesel ou fioul vers des solutions GNV/bioGNV et hydrogène devrait représenter moins de 1 TWh à l'horizon 2030, 500 GWh pour les 600 à 700 trains qui pourraient être convertis au GNV/bioGNV en 2030⁵.

La technologie GNL, et hydrogène à plus long terme, sont également appelées à jouer un rôle essentiel dans la décarbonation du secteur du transport maritime. Un nombre croissant de paquebots, de ferrys et de navires de transport de marchandises se propulsent à partir de GNL.

L'édition 2021 des Perspectives Gaz inclura ces secteurs ferroviaire, fluvial et maritime au périmètre d'analyse et détaillera les hypothèses sous-jacentes à ces nouveaux secteurs de consommation.

5- « Étude d'impact de la filière TER bioGNV française sur l'emploi », SIA Partners

Compte tenu de son potentiel, tant du point de vue environnemental que du développement d'une nouvelle filière industrielle, de nombreuses régions en France se sont d'ores et déjà placées pour développer le power-to-gas sur leur territoire, et une partie de l'hydrogène produit sera affecté à la décarbonation du transport routier.

Toutefois, les motorisations hydrogène souffrent encore d'un déficit de compétitivité face aux solutions électriques et GNV/bioGNV sur les véhicules légers et aux solutions GNV/bioGNV sur le transport lourd. Les travaux de recherche et développement en cours chez les constructeurs devraient permettre l'émergence de cette technologie à moyen terme. Dans le même temps, le réseau de stations d'avitaillement hydrogène, aujourd'hui embryonnaire, se développera sur l'ensemble du territoire français. Comme pour le GNV/bioGNV, la PPE publiée en avril 2020 prévoit l'installation de 400 à 1000 stations hydrogène d'ici à l'horizon 2028.

HYPOTHÈSES

— Cadre national

Pour construire les trajectoires d'évolution de la mobilité, l'édition 2020 des Perspectives Gaz s'appuie sur différents travaux prospectifs, parmi lesquels : les scénarios de la PFA⁶, les visions de l'ADEME, l'AFGNV, la PPE et la SNBC, les SRADDET, etc.

En effet, dans ces scénarios le GNV/bioGNV est utilisé comme un levier nécessaire et complémentaire aux autres solutions « bas carbone », afin de réduire les émissions du secteur des transports. Le bilan carbone est plus favorable avec le recours au bioGNV, les émissions étant alors réduites de près de 90 % par rapport à une solution diesel.

Dans ce contexte, la stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP), annexée à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a ainsi fixé des objectifs visant à structurer le développement d'une filière

mobilité plus vertueuse :

- **Un développement des véhicules à faibles émissions** (y compris fluviaux, maritimes et aériens), qui se traduit pour la mobilité gaz par la mise en place d'un suramortissement à l'achat de véhicules compatibles GNV et bioGNV.
- **Une amélioration de l'efficacité énergétique du parc en s'appuyant sur le marché des carburants alternatifs** (incluant le GNV/bioGNV et l'hydrogène au-delà de l'électrique). Ainsi, pour développer l'usage direct local de bioGNV, en particulier lorsqu'un méthaniseur est loin du réseau de gaz, il est prévu la mise en place d'un soutien à la production de biométhane pour les méthaniseurs qui alimentent les véhicules (bus, camions).
- **Un développement du réseau d'infrastructures nécessaire à la distribution de ces carburants alternatifs**, en soutenant et en facilitant le déploiement des stations gaz (GNV) et hydrogène. À titre d'exemple, l'approvisionnement du GNV via un raccordement des stations GNV aux réseaux de gaz naturel existants sera facilité.

— Une vision partagée

Le scénario Énergie-Climat 2035-2050 de l'ADEME⁷ projette près de 50 % de bioGNV dans la consommation énergétique finale des transports en 2050. Toutefois, ce scénario, publié fin 2017, vise l'atteinte d'un facteur 4⁸ à l'échelle de la France en 2050, objectif moins ambitieux que la neutralité carbone. Le scénario négaWatt 2017-2050⁹ vise quant à lui la neutralité carbone en 2050, et considère le GNV/bioGNV comme un vecteur énergétique incontournable, complémentaire au vecteur électrique pour la décarbonation des transports. Dans ce scénario, la consommation de bioGNV atteint 180 TWh à l'horizon 2050, soit 80 % de la consommation totale des transports. Enfin, l'AFGNV¹⁰ propose un mix GNV évoluant vers 40 % de gaz renouvelable en 2030, pour une consommation totale de

6- La Plateforme automobile

7- Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050, ADEME, octobre 2017

8- Division par 4 des émissions de gaz à effet de serre

9- Scénario négaWatt 2017-2050, Association négaWatt, janvier 2017

10- Vers un marché GNV et bioGNV du véhicule lourd, AFGNV, novembre 2017

gaz de 65 TWh et environ 2 000 stations GNC et GNL, ce qui permettra de réduire les émissions de GES de 4,4 millions de tonnes de CO₂eq au rythme annuel par rapport à un scénario tendanciel.

— Hypothèses communes à tous les scénarios

Durée de vie des véhicules

La durée de vie des véhicules considérée ici est de 15 ans pour les cars et les bus, 8 ans pour les camions et 16 ans pour les véhicules utilitaires légers et véhicules particuliers.

Amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules

Concernant l'efficacité énergétique des véhicules, la trajectoire de consommation unitaire des véhicules au GNV de la SNBC a été retenue, soit entre 2015 et 2030 :

- ✓ - 30 % sur les véhicules légers, pour atteindre 3,1 kg/100 km en 2030
- ✓ - 25 % sur les véhicules utilitaires légers, pour atteindre 5,8 kg/100 km en 2030
- ✓ - 25 % sur les poids lourds, soit une consommation unitaire en 2030 :
 - 21 kg/100 km pour les camions porteurs
 - 18 kg/100 km pour les camions tracteurs
 - 20 kg/100 km pour les bus et les cars

Trajectoires de part de marché des immatriculations neuves

Dans tous les scénarios des PG 2020, le GNV/bioGNV est la solution qui permet de décarboner le secteur des poids lourds et le transport de personnes et de marchandises, notamment sur les longues distances. Aussi l'évolution des parts de marché du GNV dépend du segment considéré, ainsi que de la dynamique observée pour le développement de cette solution et de l'émergence des stations d'avitaillement sur le territoire.

Sur les trois scénarios, le développement du GNV sur le segment des véhicules légers reste très limité, les solutions électriques étant privilégiées.

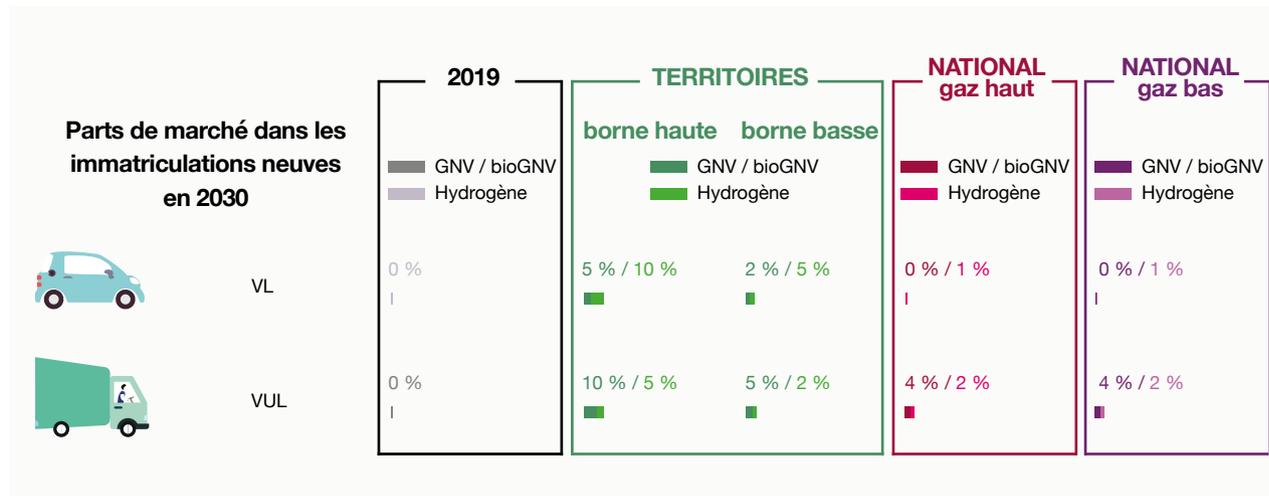
Hypothèses sur les Véhicules Légers (VL) et Véhicules Utilitaires Légers (VUL)

Scénario TERRITOIRES

Concernant les véhicules et utilitaires légers, les parts de marché du GNV/bioGNV restent limitées sur ces segments à l'horizon 2030.

Pour les VUL, la borne basse est fixée à 7 % et jusqu'à 15 % pour la borne haute, dont 2 à 5 % d'hydrogène.

Les parts de marché gaz pour les VL sont identiques avec une répartition différente entre GNV/bioGNV et hydrogène. En effet, la dynamique de certaines régions encourage les motorisations hydrogène qui pourraient



alors représenter jusqu'à 10 % des ventes de véhicules légers neufs dans ce secteur en 2030. Celles-ci deviendraient progressivement compétitives et émergeraient dans le secteur des transports de personnes également.

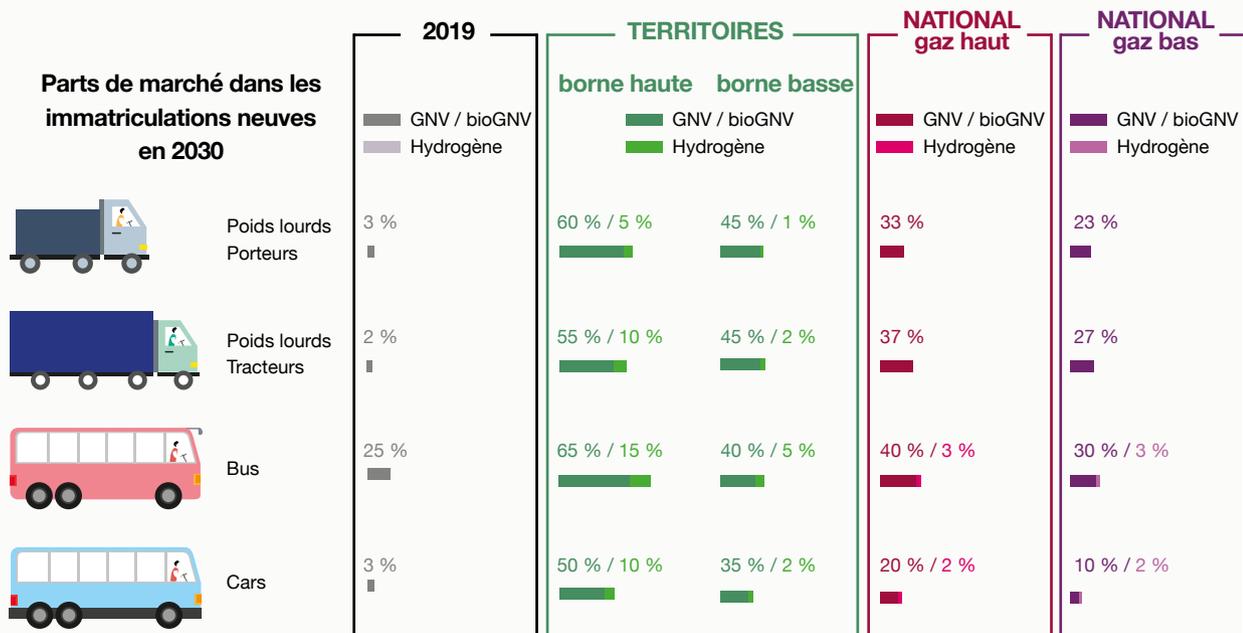
Scénario NATIONAL gaz haut & Scénario NATIONAL gaz bas

Dans ces scénarios, le développement du GNV/bioGNV dans les véhicules légers reste très modéré ne dépassant pas 6 % dont 2 % d'hydrogène sur les VUL et

seulement 1 % (uniquement hydrogène) pour les VL. Les motorisations électriques et hybrides rechargeables sont préférées parmi les ventes neuves de manière croissante.

Hypothèses sur le transport de marchandises et de personnes

Les solutions GNV/bioGNV sur le transport lourd sont utilisées comme un véritable levier par les régions afin de sortir rapidement du diesel. Le recours aux motorisations



Cette édition 2020 des Perspectives Gaz distingue 2 typologies de poids lourds :

- les poids lourds « Porteurs », sont des camions fabriqués ou modifiés pour recevoir, sur le même châssis que la cabine de conduite, un conteneur ou un équipement lourd et ainsi porter les marchandises qu'ils transportent. Les poids lourds « Porteurs » les plus courants, à 2 essieux, ont un poids total autorisé en charge compris entre 3,5 et 19 tonnes.
- Les poids lourds « Tracteurs », à l'inverse, sont des camions destinés à tracter la marchandise qu'ils transportent sur la semi-remorque, non motorisée, qui leur est rattachée. Il s'agit en général des poids lourds les plus gros, pouvant atteindre un poids total autorisé en charge de 44 tonnes et roulant sur de plus longues distances.

Ces 2 segments de poids lourds répondent à des besoins et des contraintes de mobilité légèrement différents.

gaz est donc beaucoup plus rapide dans le scénario **TERRITOIRES** que dans les scénarios nationaux, ce que l'on peut déjà constater notamment dans la région Île-de-France avec les bus¹¹.

Néanmoins, les parts de marché se rééquilibreront au-delà de l'horizon 2030 lorsque les solutions électriques et hydrogène seront davantage matures d'un point de vue technologique et également économique.

Scénario TERRITOIRES

Dans ce scénario, le GNV/bioGNV se développe massivement sur les secteurs du transport de marchandises et de personnes, représentant entre 47 et 65 % des ventes en 2030.

Le GNV/bioGNV est vu comme une solution pertinente d'un point de vue technologique ainsi qu'économique, tout en permettant une décarbonation rapide et en valorisant une énergie produite localement.

Scénario NATIONAL gaz haut & Scénario NATIONAL gaz bas

Dans ces scénarios, le GNV/bioGNV représente entre 33 et 43 % des immatriculations au niveau du transport de marchandises et entre 20 et 40 % pour le transport de personnes.

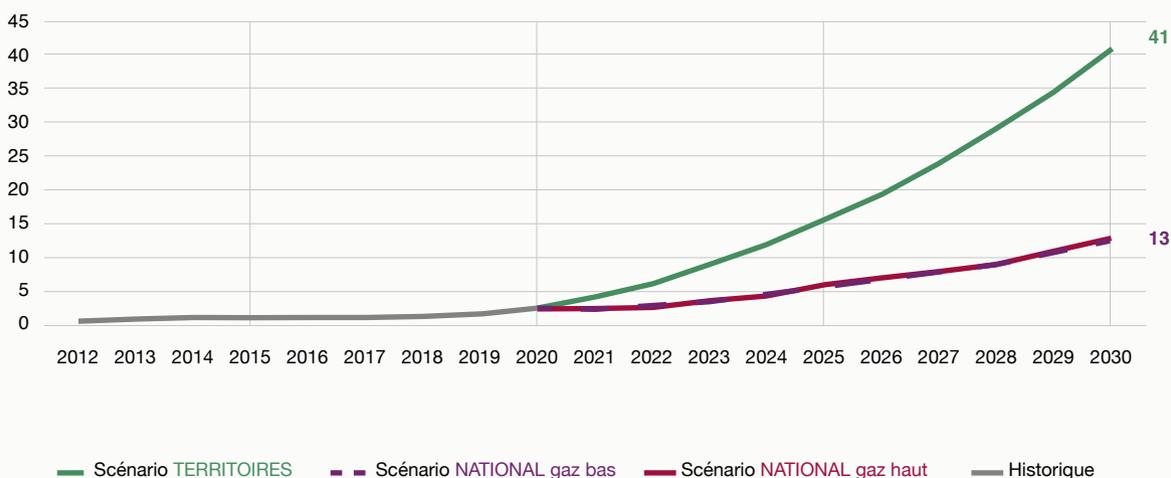
Le GNV/bioGNV reste la solution la plus adaptée sur ces deux segments.

RÉSULTATS ET PERSPECTIVES

— Consommation de gaz

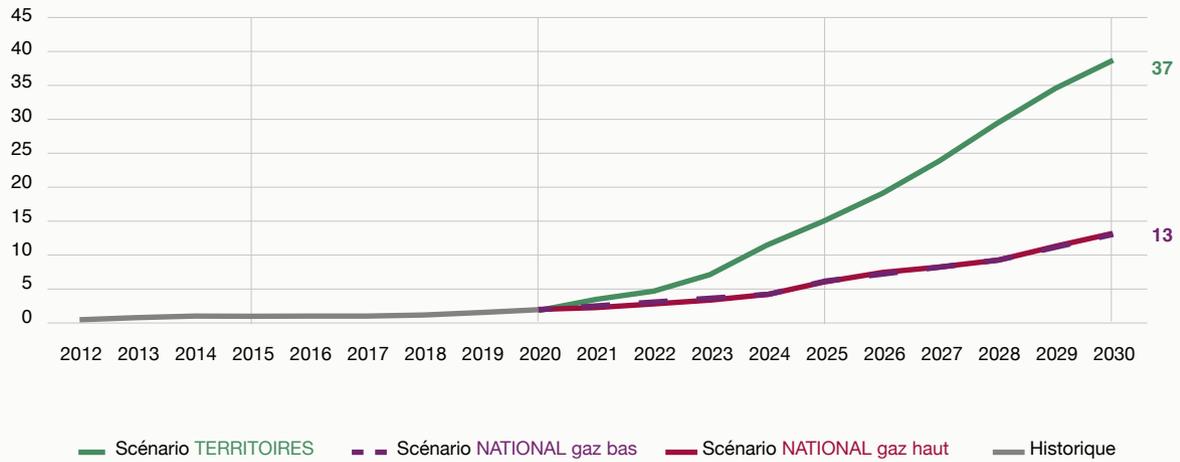
La consommation de gaz pour la mobilité est en forte augmentation dans tous les scénarios allant de 13 TWh pour les scénarios **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** et jusqu'à 41 TWh pour le scénario **TERRITOIRES** en 2030. Pour les trois scénarios, les solutions au gaz progressent régulièrement dans la mobilité lourde, que ce soit pour le transport de marchandises ou de personnes.

Consommation de gaz pour la mobilité (CH₄+H₂) en TWh

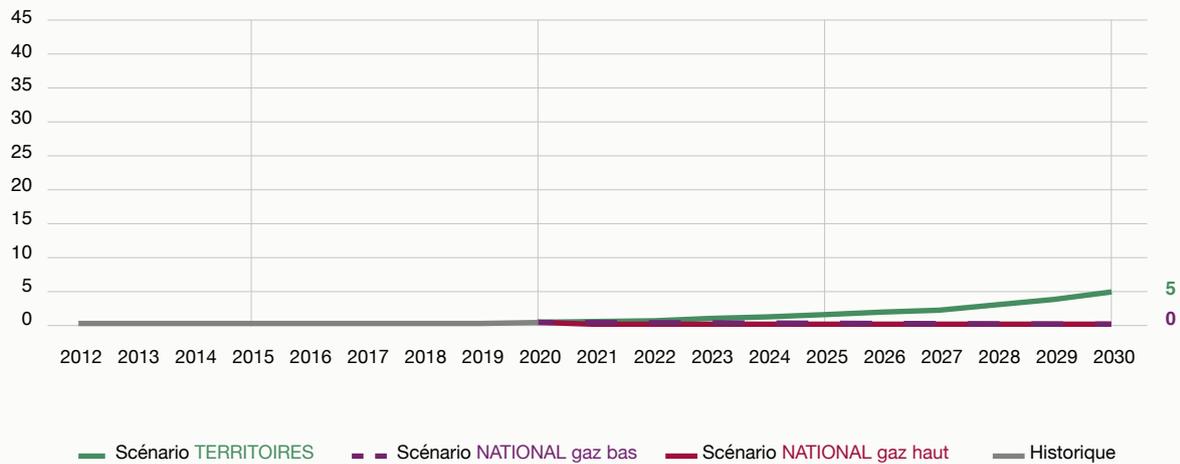


11- Source : Île-de-France Mobilité

Consommation de GNV / bioGNV pour la mobilité en TWh



Consommation d'hydrogène renouvelable / décarboné pour la mobilité en TWh



— Parc de véhicules

Scénario TERRITOIRES

Dans le scénario **TERRITOIRES**, le GNV/bioGNV est mis en avant par les régions comme une alternative

pertinente et compétitive pour sortir rapidement du diesel certains segments de la mobilité. Les parts de marché sont croissantes dans les segments du transport de marchandises et de personnes avec une part importante de biométhane dédié à cet usage.

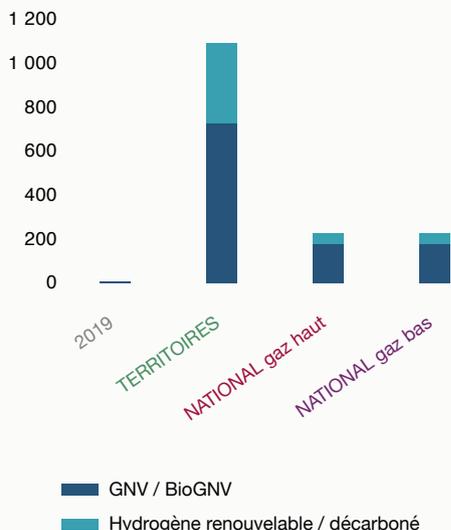
La part d'hydrogène en 2030 représente un peu plus de 10 % de la consommation de gaz dans ce scénario. Elle est concentrée sur la flotte légère, permettant la pénétration sur ce segment suivant les ambitions affichées par les régions.

En ce qui concerne le parc, plus d'1 million de véhicules roulent au GNV et au bioGNV en 2030. L'essentiel de ce parc, plus de 950 000 véhicules, sont des véhicules légers (passagers et utilitaires), qui ne représente pourtant que 2 % du parc roulant à cet horizon. Sur le transport lourd de marchandises et de personnes, les solutions GNV/bioGNV et hydrogène représentent déjà près de 30 % du parc roulant du parc en 2030.

Scénario NATIONAL gaz haut & Scénario NATIONAL gaz bas

Les solutions GNV/bioGNV s'imposent principalement sur le segment du transport longue distance, en particulier pour les poids lourds et les bus, grâce à leurs avantages technologiques et économiques. Elles ne captent cependant pratiquement aucune part de marché au niveau de la flotte légère.

Nombre de véhicules GNV/bioGNV et hydrogène en 2030 versus 2019 pour les 3 scénarios



La part hydrogène de la consommation gaz en 2030 dans le scénario **NATIONAL gaz haut** et **NATIONAL gaz bas** se situe autour de 3 % de la consommation totale de gaz dans le secteur et se développe peu, les solutions électriques lui étant préférées.

— Analyse d'impact

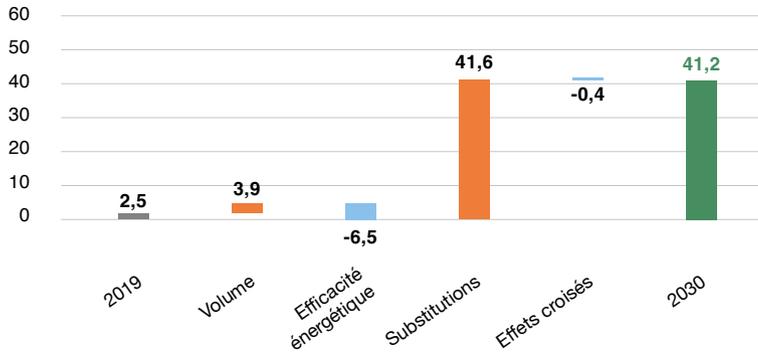
Les solutions GNV/bioGNV s'imposent principalement sur le segment du transport longue distance et l'évolution de la consommation de gaz (GNV/bioGNV et hydrogène) dans la mobilité est décomposée par chacun des principaux effets :

- L'effet Volume
 - ✓ Lié à l'évolution du besoin de mobilité, et qui se traduit, pour chaque typologie de véhicules, par l'évolution du nombre total de véhicules et du nombre de kilomètres parcourus en moyenne sur une année
- L'effet Substitutions
 - ✓ lié à la substitution d'une solution diesel/essence vers une solution gaz
- L'effet Efficacité énergétique
 - ✓ lié à l'amélioration du rendement des motorisations GNV et hydrogène.

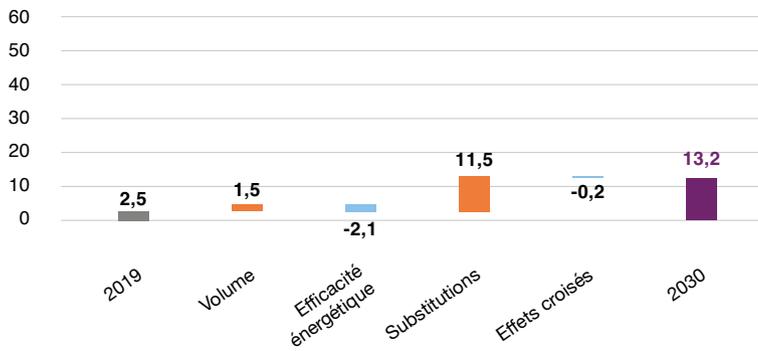
Compte tenu des dynamiques intrinsèquement identiques entre les scénarios **NATIONAL gaz bas**, **NATIONAL gaz haut** et **TERRITOIRES**, ne variant au premier ordre que par leur ampleur, les conclusions tirées de l'analyse de la décomposition par impacts de l'évolution de la consommation sont semblables entre les scénarios :

- L'essentiel de la hausse de la consommation de gaz est portée par l'effet substitution qui traduit la conversion plus ou moins marquée des poids lourds diesel vers les solutions GNV/bioGNV, et dans une moindre mesure vers les solutions hydrogène à l'horizon 2030.
- L'amélioration des rendements des moteurs permet de limiter la hausse des consommations entre 15 et 20 %.
- La croissance du parc, notamment des transports lourds, qu'il s'agisse du transport de marchandises ou de personnes, est relativement contenue dans les trois scénarios.

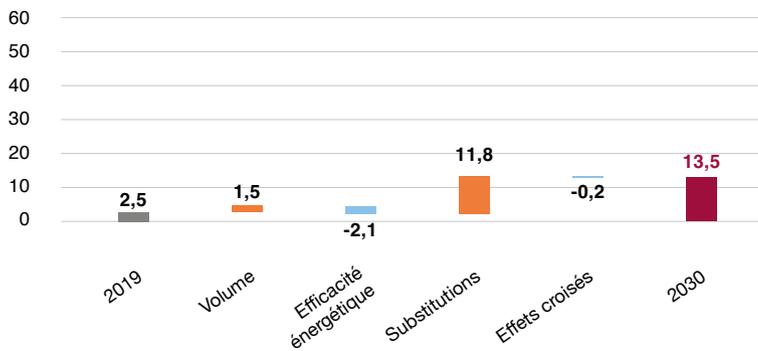
Évolution de la consommation de gaz (GNV et hydrogène) entre 2019 et 2030 dans le scénario TERRITOIRES (en TWh PCS)



Évolution de la consommation de gaz (GNV et hydrogène) entre 2019 et 2030 dans le scénario NATIONAL gaz bas (en TWh PCS)



Évolution de la consommation de gaz (GNV et hydrogène) entre 2019 et 2030 dans le scénario NATIONAL gaz haut (en TWh PCS)



L'analyse d'impact a été réalisée à partir des valeurs de consommations constatées en 2019, les valeurs 2020 étant encore provisoires.





Production d'électricité centralisée et cogénération



ÉTAT DES LIEUX

La demande de gaz pour la production d'électricité est un usage particulier du gaz qui n'est pas comptabilisé dans les usages finals d'énergie car il s'agit d'un usage primaire afin de produire de l'électricité. Le gaz est consommé pour produire de l'électricité soit de façon centralisée via des centrales à cycle combiné (CCCG) ou des turbines à combustion (TAC), soit de façon décentralisée dans des cogénérations qui produisent électricité et chaleur.

Les volumes de gaz consommés par ces différentes unités de production (en particulier les unités de production centralisées ou les cogénérations ne bénéficiant plus d'un contrat d'obligation d'achat) peuvent varier significativement d'une année à l'autre en raison de facteurs tels que, par exemple, la disponibilité des productions nucléaire et hydraulique, des conditions météorologiques ou des conditions de marché.

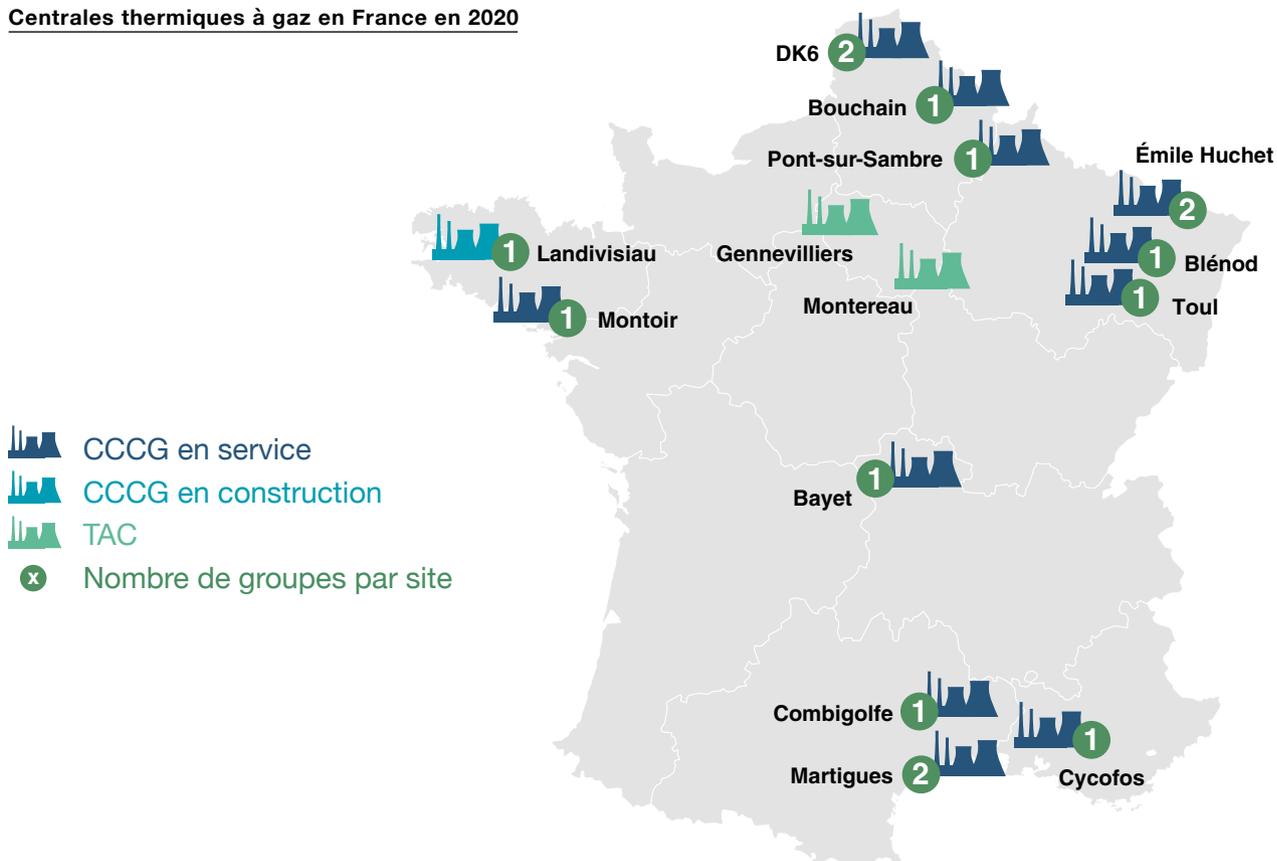
— La production électrique centralisée à partir de gaz en France

La plupart des centrales à cycle combiné au gaz (CCCG) ont été mises en service entre 2008 et 2012 pour répondre à un contexte de croissance de la consommation électrique et d'ouverture du marché à la concurrence. En 2020, le parc installé est composé de 14 unités pour une capacité totale de 6,2 GWe. Fin 2021, la centrale de Landivisiau devrait être mise en service avec une capacité additionnelle de 0,4 GWe.

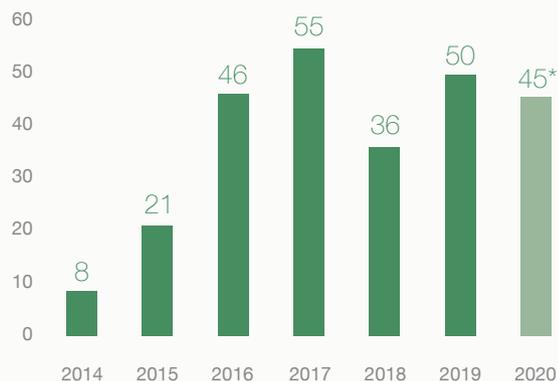
En ce qui concerne les turbines à combustion (TAC) au gaz, la capacité installée est de 0,6 GWe répartie sur deux unités relativement récentes : Gennevilliers et Montereau.

Les centrales à gaz sont fortement sollicitées depuis plusieurs années, pour faire notamment face à des

Centrales thermiques à gaz en France en 2020

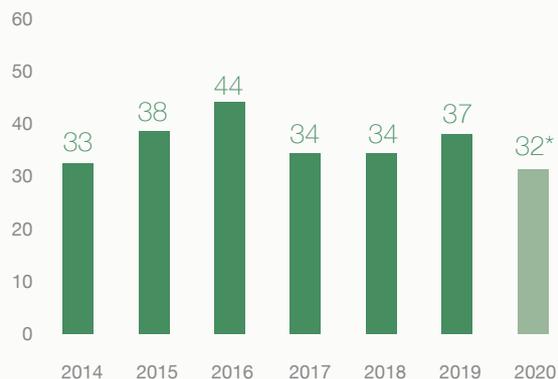


Historique de la consommation annuelle de gaz pour la production d'électricité centralisée (CCCG et TAC) en TWh PCS



* valeurs provisoires pour 2020

Historique de la consommation annuelle de gaz pour les unités de cogénération en TWh PCS



aléas sur la production d'électricité comme par exemple des indisponibilités du parc nucléaire ou à des baisses temporaires de la production hydraulique. La consommation de gaz pour la production centralisée d'électricité a ainsi atteint 50 TWh en 2019.

— Une consommation de gaz totale pour les cogénérations de 37 TWh en 2019

La cogénération qui permet de générer de l'électricité ainsi que de la chaleur s'est fortement développée ces 20 dernières années, dans la plupart des pays européens, pour ses avantages en termes d'efficacité énergétique. La capacité totale du parc français de cogénérations est de 4,9 GWe¹ et est installée en grande partie sur le réseau de distribution, où la chaleur est utilisée dans des procédés industriels, pour injection dans des réseaux de chaleur ou d'autres installations de chauffage.

Environ la moitié de ces unités sont opérées sous contrat d'obligation d'achat, lesquels arriveront à échéance d'ici à 2030. Le reste est composé de cogénérations industrielles qui valorisent leur électricité produite sur le marché de gros (pour une capacité de 1,4 GWe) ou de petites unités installées chez des clients industriels qui utilisent la chaleur produite pour leurs procédés et l'électricité pour leur auto-consommation.

La part de gaz consommé dans ces unités de cogénération est difficile à estimer car la majeure partie d'entre elles est installée chez des clients industriels où le compteur gaz alimente à la fois les procédés et l'unité de cogénération. Pour ces clients, la consommation de gaz pour la cogénération est estimée sur la base d'un rendement normatif à partir de la production d'électricité indiquée par RTE.

HYPOTHÈSES

En ce qui concerne la production électrique centralisée, aucune nouvelle mise en service n'est prévue, mis à part celle de la centrale de Landivisiau, prévue pour l'hiver 2021-2022 et qui ajoutera une capacité additionnelle de 0,4 GWe aux centrales à cycle combiné au gaz.

Pour les unités de cogénération au gaz, la PPE a inscrit dans ses objectifs la fin des soutiens publics à cette filière. En conséquence, le parc installé devrait se stabiliser puis progressivement diminuer au fur et à mesure qu'une partie des installations en fin de contrat ferment, les autres continuant à valoriser leur électricité sur le marché de gros.

1- Bilan Prévisionnel 2019 RTE

Les hypothèses prises pour les trajectoires de consommation de gaz pour la production d'électricité ont été définies avant la parution du bilan prévisionnel² de RTE à 2030, publié en mars 2021 et sont donc construites comme le prolongement du comportement observé ces dernières années. Ce récent bilan de RTE fait l'hypothèse d'un maintien des capacités de production centralisée en gaz (CCCG et TAC), une fois prise en compte la CCG de Landivisiau, et d'une baisse de 20 % des capacités de cogénération au gaz, ce qui est en ligne avec les hypothèses prises pour cet exercice. Cependant ils font l'hypothèse d'un moindre recours à ces capacités, pour une production d'électricité de 23 TWh en 2030, ce qui représenterait de l'ordre de 50 TWh PCS de consommation de gaz.

Pour cet exercice des Perspectives Gaz, nous avons considéré que la consommation de gaz pour la production électrique centralisée serait comprise dans une fourchette de 45 à 65 TWh par an, en fonction de

paramètres soumis à de nombreuses incertitudes à la fois sur les moyens de production électrique à cette échéance (capacité des centrales nucléaires, capacité des énergies renouvelables variables), mais aussi sur les conditions spécifiques de l'année considérée (indisponibilité des moyens pilotables, conditions météo).

Pour la part de gaz consommé dans les unités de cogénération, il est supposé qu'elle va baisser plus ou moins rapidement pour atteindre entre 14 et 25 TWh en 2030.

PLUSIEURS ÉTUDES ANTICIPENT UN BESOIN DE CAPACITÉ ACCRU POUR LES CENTRALES PILOTABLES D'ICI À 2050

La part des énergies renouvelables et variables dans le mix électrique étant vouée à augmenter fortement d'ici à 2050, les besoins de flexibilité assurés par les centrales pilotables de pointe seront plus forts. Dans son récent rapport³ co-rédigé avec l'Agence Internationale de l'Énergie, RTE évoque le besoin de quelques dizaines de CCCG / TAC supplémentaires pour pouvoir assurer des pointes de production de quelques dizaines de TWh sur l'année, pour les périodes sans vent ni soleil. Ces centrales étant sollicitées de façon bien plus ponctuelles qu'aujourd'hui, pour produire le même volume annuel d'électricité qu'aujourd'hui, la capacité installée devra être largement supérieure.

Une étude récente du CIRED sur la faisabilité d'un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 fait l'hypothèse d'une capacité installée de 25 GWe de centrales à gaz.

2- Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - ÉDITION 2021

3- https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050_EN.pdf

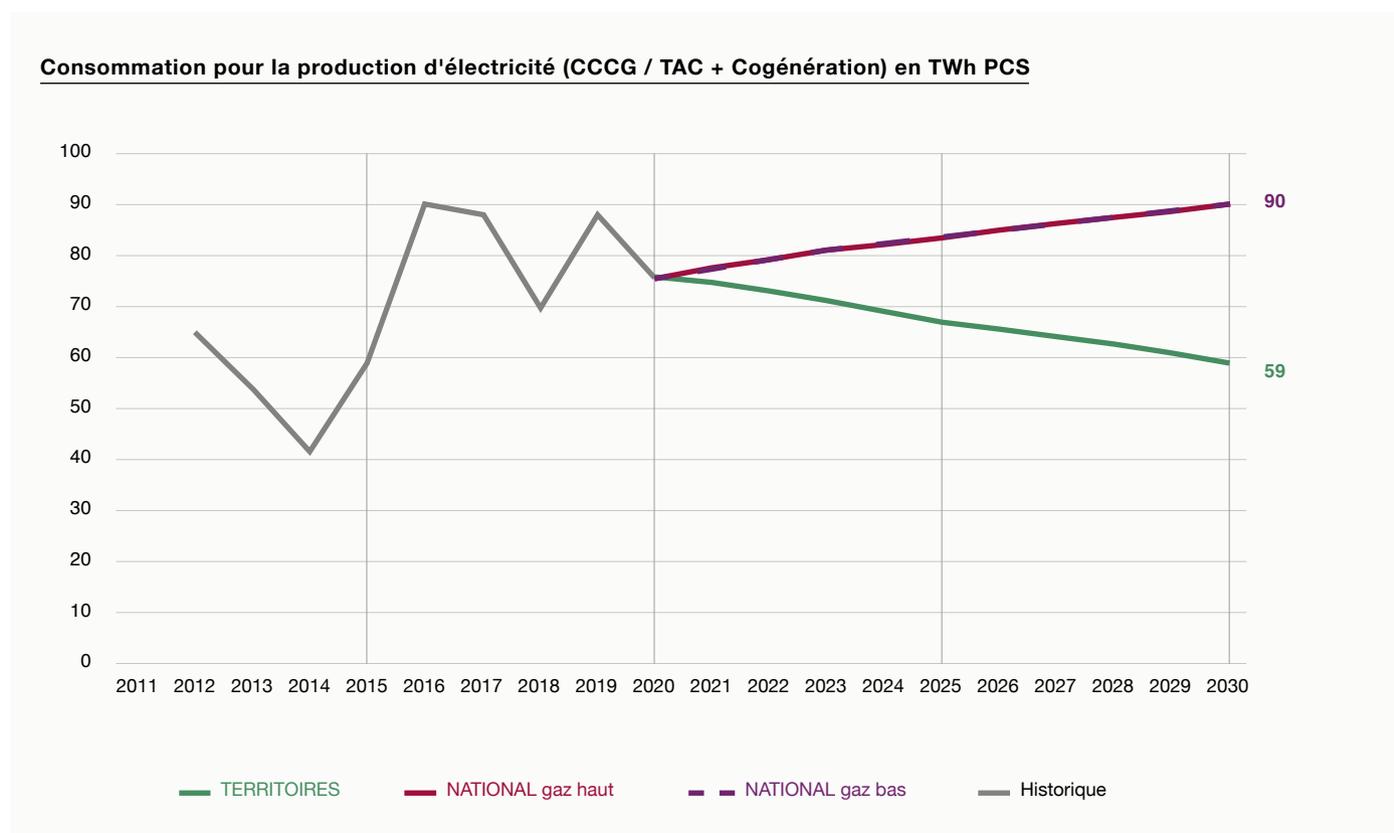
RÉSULTATS

Sur la base des hypothèses prises sur les fourchettes de consommation de gaz pour la production électrique, deux trajectoires sont donc construites :

La trajectoire haute est cohérente avec la vision de la SNBC, qui repose sur une électrification importante des usages. La trajectoire basse est appliquée au scénario **TERRITOIRES**.

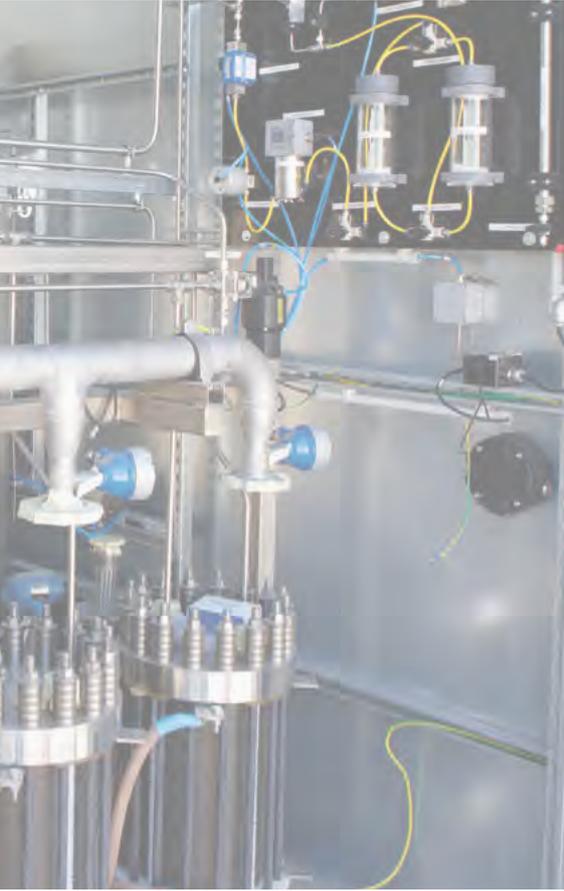
Consommation de gaz en TWh	2019	2020*	2030 (Trajectoire haute)	2030 (Trajectoire basse)
Production centralisée (CCCG + TAC)	50	45	65	45
Cogénérations	37	32	25	14
TOTAL	88	77	90	59

* valeurs provisoires



3- <http://www.centre-cired.fr/fr/webinaire-une-electricite-100-renouvelable-est-elle-possible-en-france-dici-a-2050-et-si-oui-a-quel-cout/>





Gaz renouvelables et bas-carbone



Réalité depuis 2011 en France, la production et l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz continue de confirmer sa dynamique et son installation dans le paysage des énergies renouvelables françaises. En parallèle, de nouvelles filières de production de gaz renouvelables et décarbonés sont en cours de structuration en France en vue de leur émergence industrielle à plus long terme.

Ce chapitre présente une analyse des évolutions futures possibles des différentes filières de production de gaz renouvelables et décarbonés en France à l'horizon 2030.

BIOMÉTHANE

— Description de la filière

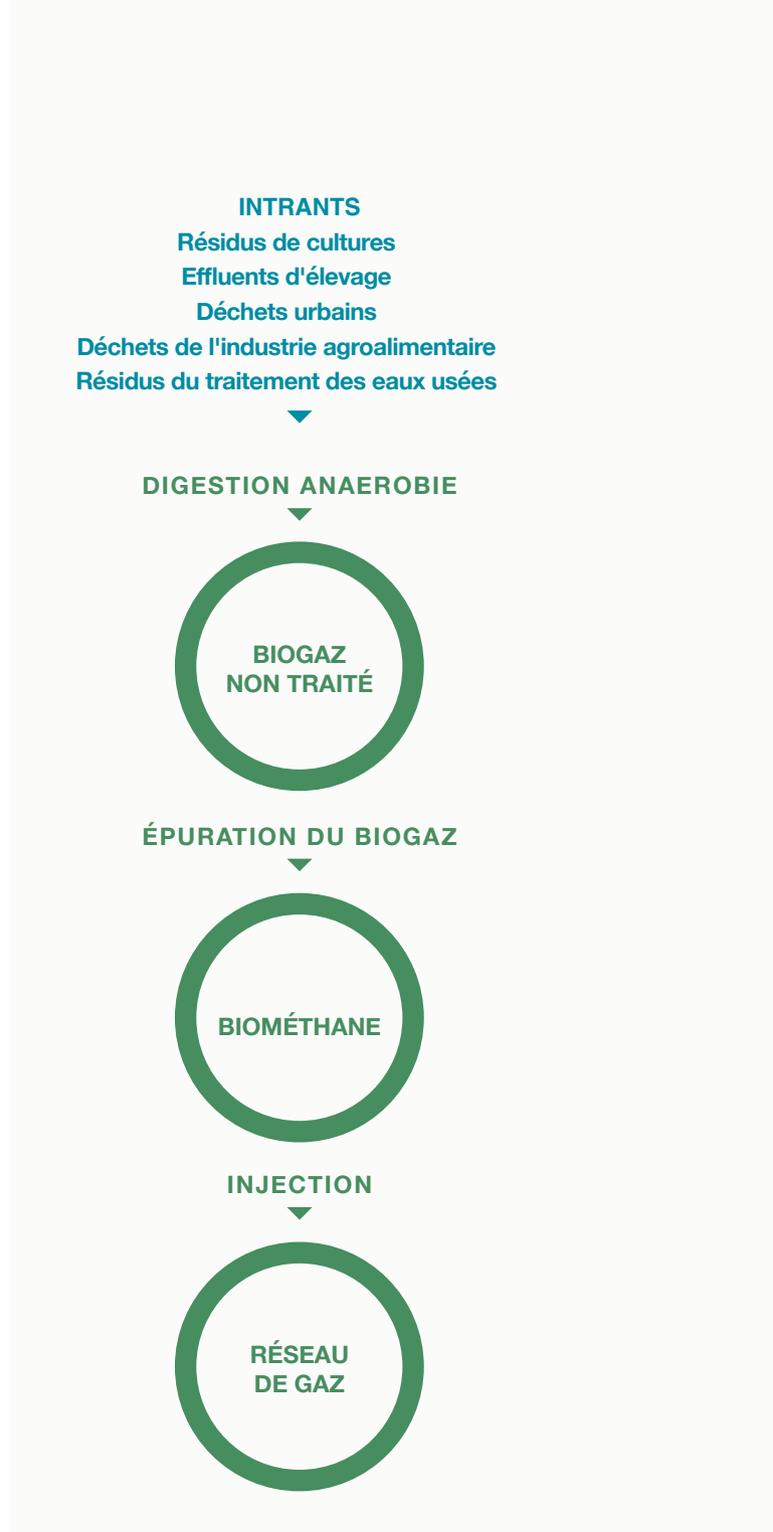
La production et l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz est une technologie mature et éprouvée.

Il s'agit d'un procédé de dégradation par des micro-organismes de la matière organique animale et/ou végétale. Il produit du biogaz, un mélange gazeux saturé en eau et constitué de 50 à 70 % de méthane.

La matière organique peut être d'origine agricole, industrielle, provenir de déchets de restauration ou de déchets de collectivités, ou encore de gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND). Une fois collectées et transportées sur le site de méthanisation, les matières organiques sont triées, brassées et chauffées pendant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène). Leur digestion produit du biogaz pouvant être valorisé par combustion sous forme de chaleur et/ou d'électricité.

En France, une filière mature de production de chaleur et d'électricité à partir de biogaz existe depuis plusieurs décennies. Ainsi, à la fin du troisième trimestre de l'année 2020, plus de 850 unités de cogénération produisaient déjà chaleur et électricité¹.

Le biogaz peut également être purifié de manière à atteindre la qualité du gaz naturel. On l'appelle alors « biométhane », ou « bioGNV » lorsqu'il est destiné à



alimenter des véhicules. Cette étape d'épuration du biogaz est indispensable : il y est débarrassé de ses impuretés comme le dioxyde de carbone, les sulfures d'hydrogènes et l'eau. Une fois épuré et odorisé, le biométhane peut alors être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

1- Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité - Troisième trimestre 2020 - MTES

Dans son Avis sur la méthanisation publié en novembre 2016, l'ADEME recommande entre ces deux usages l'injection du biométhane dans les réseaux afin de maximiser la valorisation énergétique², et la PPE a inscrit dans ses objectifs la fin des soutiens à la filière de cogénération du biogaz, donc les futurs développements des unités de méthanisation devraient être pour la plupart valorisés sous forme de biométhane.

— État des lieux : la méthanisation est une filière mature

Une dynamique confirmée en 2020 : plus de 200 sites d'une capacité installée d'injection de 4 TWh

Depuis le début de l'année 2020, près d'une centaine de nouvelles installations de méthanisation ont été raccordées sur les réseaux de gaz, portant le nombre total de sites mis en service à 214. Le rythme d'addition de capacités d'injection de biométhane dans les réseaux accélère encore : le cumul de biométhane injecté en 2020 est de 78 % supérieur à celui de 2019, et l'année 2020 a marqué un nouveau record dans le nombre de sites mis en service sur l'année.

Les sites d'injection de biométhane en France - par type de sites - décembre 2020



source : Registre des capacités Biométhane

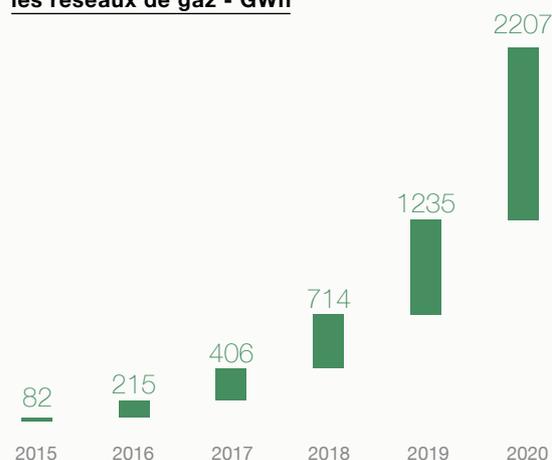
2- « Les Avis de l'ADEME – Méthanisation », ADEME, novembre 2016

Cumul annuel du nombre de sites mis en service



Panorama du gaz renouvelables 2020, SER, mars 2021

Cumul trimestriel de biométhane injecté sur les réseaux de gaz - GWh



Panorama du gaz renouvelables 2020, SER, mars 2021

- Agricole autonome
- Déchets ménagers
- Agricole territorial
- Station d'épuration
- ISDND
- Industriel territorial

Au total, c'est plus de 3,6 TWh de capacités d'injection de biométhane qui ont été raccordées en 2020, soit neuf fois plus qu'indiqué dans l'édition 2018 des Perspectives Gaz. Cela correspond à la consommation d'environ 600 000 logements neufs ou 14 000 bus roulant au GNV.

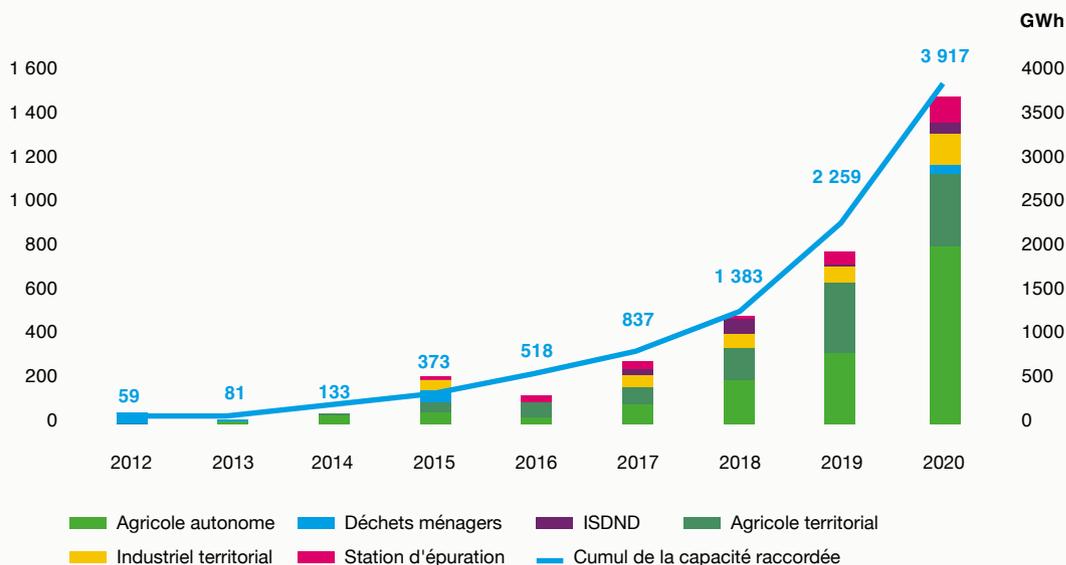
Enfin, il est à noter que le parc des installations de production de biométhane est constitué à 56 % de petites installations, d'une capacité inférieure à 15 GWh/an, et que près de 80 % des producteurs de biométhane sont des agriculteurs.

Des capacités réservées qui garantissent le dynamisme de long terme de la filière

Cette dynamique de mise en service d'installations de biométhane observée en 2020 se traduit également dans les capacités d'injections réservées. En effet, à fin décembre 2020, 1 164 projets avaient réservé des capacités.

Ces capacités représentent³ plus de 26 TWh de capacité de production injectable sur les réseaux. Ces chiffres permettent à la filière de se projeter de manière ambitieuse à la fois dans sa capacité à répondre, a minima, aux objectifs inscrits dans la PPE et la loi Energie Climat⁴, mais également de s'inscrire résolument dans une trajectoire réaliste de verdissement intégral du gaz consommé en France à l'horizon 2050.

Capacité d'injection de biométhane raccordée et évolution annuelle en GWh/an, au 31/11/2020

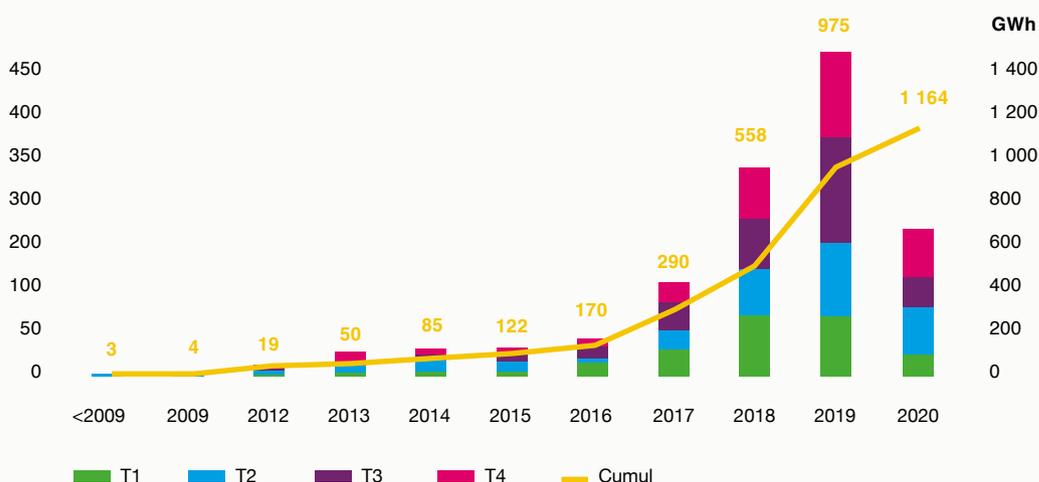


source : Registre des capacités Biométhane

3- Fin décembre 2020

4- La PPE fixe un objectif d'injection de 8TWh de biométhane en 2023, et entre 14 à 22 TWh en 2028

Nombre de projets inscrits en file d'attente dans le registre des capacités, décembre 2020



source : Registre des capacités Biométhane

Une année réglementaire prolifique

La nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie a été publiée en avril 2020, et ses objectifs de production et d'injection font maintenant référence à l'horizon 2028, avec un volume de biométhane injecté dans les réseaux compris entre 14 TWh et 22 TWh. Compte tenu de la dynamique actuelle et des capacités de production déjà réservées, ces objectifs devraient être atteints voire dépassés.

En 2020, le droit à l'injection s'est également concrétisé à l'issue d'une délibération prise par la CRE. Cette nouvelle disposition consiste à encadrer le renforcement des infrastructures pour l'injection de biométhane, afin de permettre une meilleure optimisation du coût d'adaptation des réseaux, mais aussi de fournir une meilleure visibilité aux acteurs de la filière grâce à une cartographie des zones favorable à l'injection de biométhane.

Enfin, le soutien à la filière pour lui permettre de se développer et de réduire ses coûts a été réaffirmé et passe désormais par deux dispositifs : un tarif d'achat pour les projets de capacité inférieure à 300 Nm³/h (environ 25 GWh/an) et des appels d'offre pour les plus gros projets. En parallèle de ce soutien public, la filière étudie des sources de financement extra-budgétaires, comme le dispositif Méthaneuf, ou l'obligation faite aux fournisseurs de gaz de produire des certificats verts de biométhane en fonction de leurs parts de marché.

DES IMPACTS DE LA CRISE COVID-19 : RETARDS ET RÉSILIENCE DE LA FILIÈRE

La crise sanitaire COVID-19 n'a pas eu d'impact majeur sur la capacité des sites en production à continuer leur activité, avec seulement des baisses ponctuelles de volume d'intrants. En revanche, les porteurs de projet ont pu rencontrer sur les premières semaines de la crise sanitaire, des arrêts de chantier ou des difficultés administratives. Afin d'alléger ces contraintes exogènes à la santé de la filière, Elisabeth Borne a annoncé en avril 2020 des mesures de soutien : des délais prolongés pour la mise en service des sites en chantier, ainsi qu'une suspension temporaire du contrat d'achat de biogaz pour les sites de production en difficulté de fonctionnement, comme le manque d'intrants. Ces retards n'ont cependant pas été de nature à contraindre le développement de la filière, qui cette année encore met en service un nombre d'installation supérieur à l'année précédente.

PYROGAZÉIFICATION

— Description de la filière

Le processus de pyrogazéification de résidus solides tels que la biomasse ligneuse (bois, paille...) ou ses déchets ultimes préparés (combustibles solides de récupération) consiste en l'oxydation partielle de la matière à haute température afin de produire un gaz de synthèse, qui par une étape de méthanation puis d'épuration sera amené aux spécifications du gaz naturel.

Depuis quelques années, des projets de gazéification destinés au traitement des déchets voient le jour. Ils se caractérisent par une approche de **valorisation énergétique des déchets** initialement destinés à l'incinération ou l'enfouissement.

La pyrogazéification s'intègre donc dans les ambitions françaises de traitement des déchets. Faisant écho à la Loi de Transition énergétique (LTECV) de 2015, qui soutenait déjà la valorisation des Combustibles Solides de Récupération (CSR), la loi économie circulaire de février 2020 ajoute un objectif visant à « assurer la valorisation énergétique d'au moins 70 % des déchets ne pouvant faire l'objet d'une valorisation matière d'ici 2025 ». La pyrogazéification contribuera donc à l'orientation D3 de la SNBC visant à améliorer la collecte et la gestion

des déchets, puisqu'elle peut notamment valoriser énergétiquement les CSR ayant fait l'objet de refus de tri.

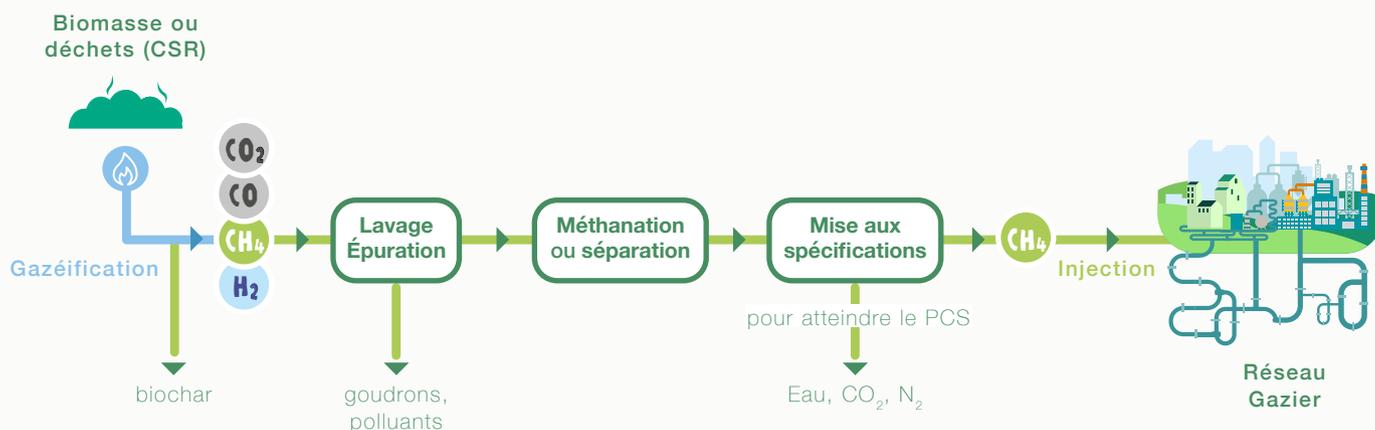
— Une maturité technologique favorable à l'émergence en France

La pyrogazéification pour injection a aujourd'hui atteint un stade de maturité technologique suffisant pour envisager le lancement en France des premières installations industrielles, avant un déploiement plus large après 2023. La pyrogazéification fait d'ores et déjà l'objet de nombreux projets et pilotes dans le monde, et en particulier en France, où plusieurs initiatives ont été rendues publiques (dont plusieurs dans lesquels GRTgaz est impliqué) :

- **Plateforme expérimentale Gaya** - Saint-Fons (pilotage ENGIE)
- **Plainenergie** - Parc Industriel de la Plaine de l'Ain (coordination PROVADEMSE)
- **Cometha** - Île-de-France (pilotage SIAAP - SYCTOM)
- **Synthane** - Compiègne (pilotage ETIA)
- **Salamandre** - Le Havre (pilotage ENGIE)
- **R-Hynoca** - Strasbourg (pilotage R-GDS)
- **Titan V** - Nantes (pilotage Leroux et Lotz)

De son côté, GRDF a lancé sur l'ensemble du territoire national un appel à projet de démonstrateur pyrogazéification pour injection dans les réseaux de gaz début

Description de la filière pyrogazéification



2021. Une enveloppe d'un montant maximal de 2 millions d'euros sur la durée de l'expérimentation sera allouée au porteur de projet lauréat, dédiée au financement des coûts liés à la brique « injection » du projet (poste d'injection, coûts de raccordement, études qualité gaz...).

À l'horizon 2028, la filière considère que le gaz injecté issu des procédés de pyrogazéification permettrait de valoriser près d'un demi-million de tonnes de déchets par an et injecter 1 TWh de gaz dans les réseaux.

L'adaptation du contexte réglementaire pour permettre à terme l'injection de la production issue des sites de pyrogazéification fait déjà l'objet de réflexions. Tout d'abord, la filière bénéficiera des actions de développement réalisées pour l'injection de biométhane

issu de méthanisation (poste d'injection, maillage, rebours...) ces dernières années. Ensuite, des travaux sont en cours sur les conditions réglementaires d'urgence de la filière de pyrogazéification. La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, a en effet introduit le dispositif dit « bac à sable réglementaire », visant à permettre d'expérimenter des technologies ou services innovants en faveur de la transition énergétique. Il permet, sous certaines conditions, à l'autorité administrative ou à la CRE, d'octroyer des dérogations temporaires aux porteurs de projets leur permettant de déroger aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations. Le premier guichet de ce dispositif, qui s'est clôturé le 15 septembre 2020, a notamment vu le dépôt de dossiers concernant des sites

GAYA, LE PREMIER DÉMONSTRATEUR EN FRANCE DE PYROGAZÉIFICATION

Piloté par ENGIE, le projet GAYA réunit onze partenaires d'excellence aux savoir-faire complémentaires autour de la démonstration de la faisabilité de produire du méthane par pyrogazéification de résidus solides (biomasse sèche, déchets bois, combustibles solides de récupération...). Inaugurée en octobre 2017, la plateforme expérimentale située à St-Fons (Auvergne-Rhône-Alpes), dans la Vallée de la Chimie, met en œuvre une chaîne innovante de procédés de production de biométhane à échelle semi-industrielle dans l'objectif de valider les performances techniques, économiques et environnementales. Concernant ce dernier point, une analyse de cycle de vie a été réalisée par le projet afin d'évaluer les impacts environnementaux de cette nouvelle filière et alimenter ainsi groupes de travail et pouvoirs publics sur ces questions.

Fin 2019, l'ensemble de la chaîne de production a été démontrée sur de la biomasse sèche, depuis l'approvisionnement en biomasse, sa conversion en gaz de synthèse puis en biométhane en continu.

Les tests ont également validé la fonctionnalité du réacteur de méthanation conçu par l'ENGIE Lab CRIGEN⁵, qui fonctionne et convertit aussi bien du gaz de synthèse (issu de la pyrogazéification) qu'un mélange de CO₂ et H₂ (typique d'une filière power-to-gas) pour produire du biométhane. Aujourd'hui, la plateforme vise à diversifier les matières premières utilisées en s'intéressant à des résidus organiques solides qui ne trouvent pas de débouchés de récupération tels que les CSR, des fractions de plastiques non recyclables, les déchets de bois (Bois B), etc.

Un an seulement après la production de biométhane à partir de biomasse sèche, la plateforme GAYA a réalisé une première mondiale en produisant ses premiers mètres cubes de méthane à partir de CSR, issus de déchets d'activités économiques.

Sur la base des travaux déjà menés, ENGIE projette la construction d'une première unité industrielle au Havre à partir de 2023, dans le cadre du projet SALAMANDRE.

de production de biogaz par pyrogazéification. L'examen de ces dossiers par la CRE a pour objectif de permettre d'identifier les obstacles juridiques au développement des innovations.

- Les effluents d'élevage (lisiers et fumiers) et les autres résidus agricoles liquides ou humides ;
- Les résidus et co-produits humides ou liquides des industries agroalimentaires ;
- Les déchets organiques humides ou liquides urbains.

GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

— Description de la filière

La gazéification hydrothermale est un procédé thermo-chimique à haute pression (> 250 bar) et haute température (400 à 700 °C) permettant de convertir des biomasses liquides présentant de faibles taux en matière sèche (entre 0,5 et 50 %) en un gaz de synthèse riche en méthane qui après épuration ou méthanation peut être injecté dans les réseaux de gaz.

La gazéification hydrothermale permet de valoriser :

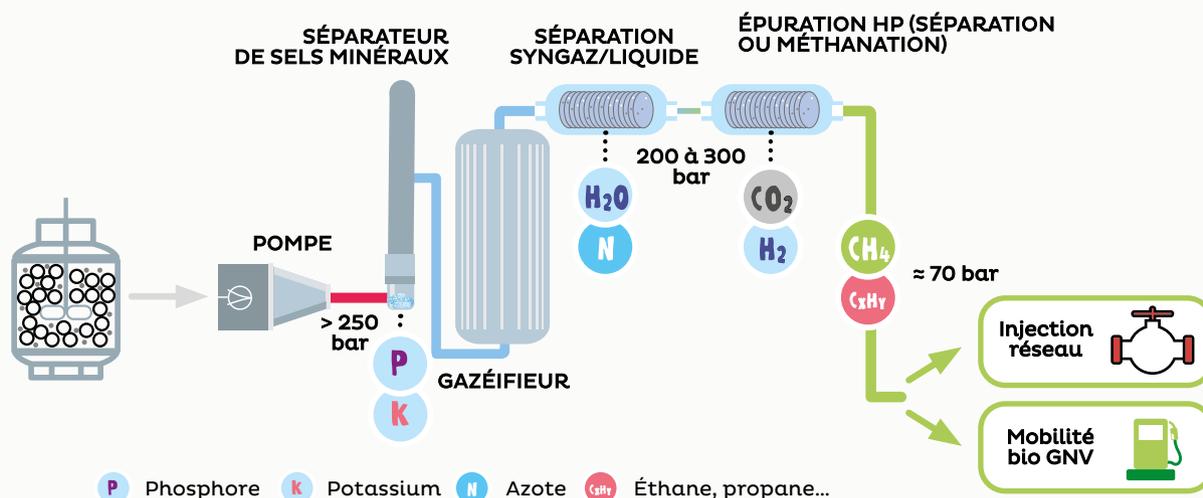
- Les effluents et résidus organiques humides ou liquides industriels ;
- Les digestats de méthanisation ;
- Les boues et digestats de boues des stations d'épuration (STEP) municipales ou industrielles ;

La gazéification hydrothermale convertit la quasi-totalité de la matière carbonée en gaz, réduisant drastiquement la quantité de déchets ultimes à gérer. Elle permet par ailleurs de récupérer des sels minéraux d'intérêt (phosphore, potassium,...) et une eau résiduelle claire et riche en ammonium, tout en offrant une efficacité énergétique d'au moins 70 %.

— État des lieux

Les principaux développeurs estiment que la technologie pourrait atteindre l'échelle industrielle à horizon 2023/2025 avec des installations modulaires dont la taille unitaire sera comprise entre 1 et 6 t/h.

Schéma de principe du procédé de Gazéification Hydrothermale



LE PREMIER PROJET DE DÉMONSTRATION PRÉINDUSTRIEL EN EUROPE

Le projet de démonstration le plus grand au monde, mise en œuvre par l'entreprise SCW Systems à Alkmaar au Pays-Bas a démarré en 2018 par une première phase de test réalisée avec un module de gazéification hydrothermale (sans catalyse) traitant 2 t/h (~1,86 MW th) d'intrant liquide (mélange de boues et d'autres résidus). Cette installation complétée d'une méthanation catalytique a réussi à injecter

fin 2019 du gaz conforme à 70 bar dans le réseau de transport de Gasunie. En 2021, l'installation est complétée par quatre modules supplémentaires atteignant une capacité de traitement globale de 20 t/h (~18,7 MW th). L'objectif final est de passer d'ici 2025 à une capacité d'environ 100 t/h.

HYDROGÈNE RENOUVELABLE ET BAS-CARBONE

— Description de la filière

Actuellement, environ 800 000 tonnes d'hydrogène sont produites chaque année en France⁶, la moitié comme co-production d'un autre procédé (dans la fabrication du chlore, le raffinage, les cokeries ou la pétrochimie notamment) et le reste par production dédiée, principalement via le vaporeformage de gaz naturel. Plusieurs technologies moins émettrices de gaz à effet de serre que le vaporeformage classique sont aujourd'hui à l'étude pour produire de l'hydrogène renouvelable et/ou bas-carbone :

- L'électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable et décarbonée : on parle alors de power-to-gas ;
- Le vaporeformage à partir de biogaz⁷ ;
- Les technologies de capture et stockage du CO₂ du gaz naturel, à différentes étapes de sa production / utilisation, en combinaison avec du vaporeformage classique ;
- La pyrogazéification.

Ces différentes voies pourraient permettre de

décarboner une partie des usages existants de l'hydrogène, mais également se substituer à d'autres énergies plus polluantes en particulier dans l'industrie ou la mobilité lourde.

Cet hydrogène renouvelable / bas-carbone pourrait également s'intégrer de différentes manières dans l'infrastructure de gaz existante :

- Par injection en mélange avec le méthane, dans des proportions inférieures à 20 %. Le démonstrateur GRHYD, près de Dunkerque a démontré la faisabilité technique d'injection d'hydrogène jusqu'à des taux de 20 % dans le réseau de distribution de méthane et alimentant un lotissement de logements collectifs neufs ;
- Après une étape de méthanation de l'hydrogène, qui consiste à le recombiner avec du CO₂ pour produire une molécule de méthane de synthèse ;
- Via des infrastructures dédiées à l'hydrogène, qu'elles soient neuves ou converties depuis un usage méthane.

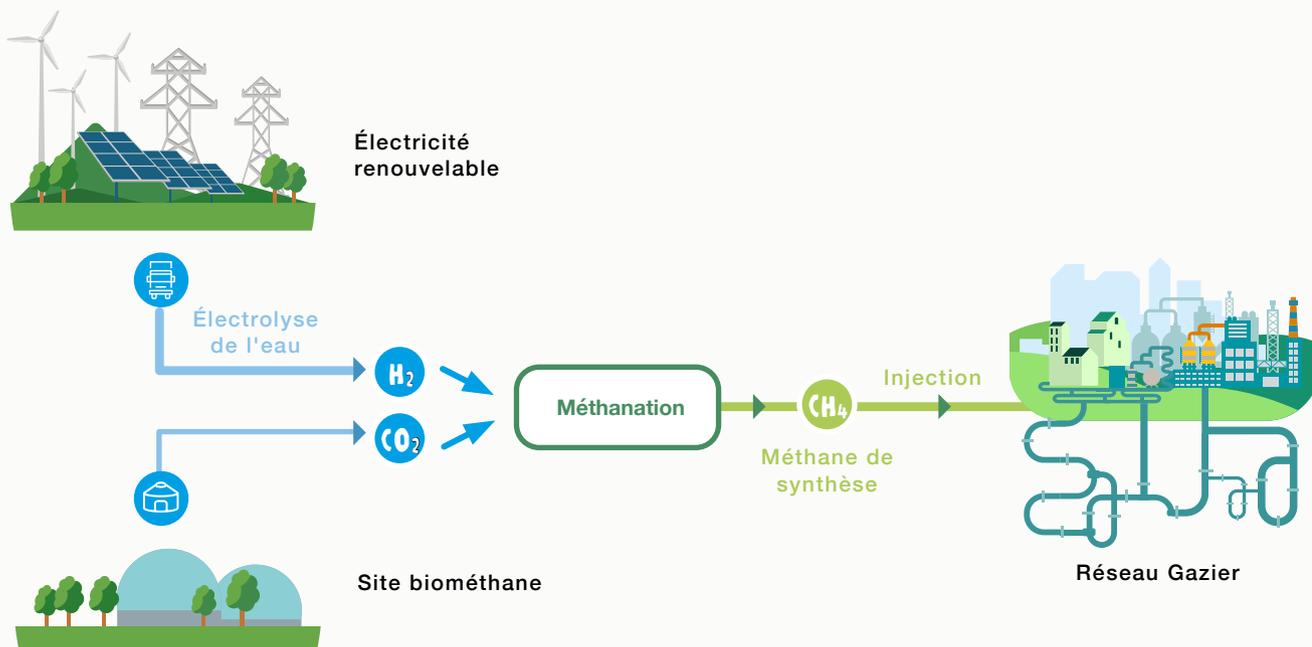
Les opérateurs d'infrastructures gazières ont publié en 2019 un rapport⁸ montrant que l'intégration dans les infrastructures de gaz peut se faire à coût limité en s'appuyant sur la combinaison de ces différentes options.

6- https://www.hinicio.com/file/2020/10/Synthe%CC%80se-et-re%CC%81sume%CC%81-exe%CC%81cutif_e%CC%81tude-hydroge%CC%80ne-filie%CC%80res-avales-2030_AFHYPAAC.pdf

7- Ce mode de production de l'hydrogène se base sur du gaz renouvelable et semble donc peut pertinent au regard du critère d'additionnalité introduit par la Commission Européenne

8- Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, rapport réalisé par 9 opérateurs d'infrastructures de transport (GRTgaz, Terega), de stockage (Elengy, Storengy, Géométhane), et de distribution (GRDF, RGD-S, Regaz Bordeaux, SPEGNN) de gaz naturel, décembre 2019

Principe de l'injection d'hydrogène sous forme méthanée dans les réseaux de gaz



Le schéma ci-dessus illustre une combinaison de CO_2 issu de méthanisation avec de l'hydrogène renouvelable pour produire du méthane de synthèse renouvelable, mais on peut également imaginer une recombinaison de cet hydrogène avec un CO_2 récupéré en sortie d'un process industriel.

Les modalités et procédures de raccordement et d'injection de l'hydrogène ou des méthanes de synthèses restent cependant à définir. Un groupe de travail sur l'injection d'hydrogène a été lancé par GRTgaz avec les opérateurs d'infrastructures gazières, les pouvoirs publics, le bureau de normalisation du gaz, les associations de professionnels du secteur et les collectivités pour définir les modalités et les procédures liées au raccordement et à l'injection des productions d'hydrogène et de gaz de synthèse dans les réseaux de gaz.

Au niveau européen également les transporteurs de gaz ont proposé une vision⁹ de ce que pourrait être un réseau

d'hydrogène européen à horizon 2030 et 2040, à partir de premiers clusters centrés sur les usages industriels dès 2030/2035 et en réutilisant une partie des canalisations existantes de méthane.

— État des lieux

Actuellement, une dizaine de projets pilotes d'injection d'hydrogène en mélange ou de méthane de synthèse sont lancés en France et cette tendance devrait aller en forte croissance depuis les annonces de soutien à l'électrolyse des Pouvoirs Publics dans la Stratégie Nationale Hydrogène présentée en septembre 2020¹⁰.

9- Extending the European Hydrogen Backbone, Avril 2021, https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/extending-the-european-hydrogen-backbone/

10- 6 projets de production de méthane de synthèse ont ainsi été retenus par la CRE dans son dispositif de bac-à-sable réglementaire.

PREMIERE INJECTION D'HYDROGENE DANS LE RESEAU DE GAZ EN 2020 POUR JUPITER 1000

Jupiter 1000 est un projet de power-to-gas situé à Fos-sur-Mer et lancé en 2016 dont l'objectif est de mettre en œuvre à l'échelle industrielle une installation innovante de production d'hydrogène d'1 MWe, une unité de captage de CO₂ sur les cheminées d'un industriel voisin, une unité de méthanation pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ ainsi recyclé en méthane de synthèse et une installation d'injection d'hydrogène ou de méthane de synthèse sur le réseau de transport de gaz. Il est piloté par un large consortium de partenaires :

- **La CNR** pour la fourniture d'électricité renouvelable
- **RTE** pour la participation aux études économiques
- **McPhy** qui fournit deux électrolyseurs (PEM et alcalin)
- **Leroux & Lotz** pour le captage du CO₂ d'un industriel voisin
- **Le Port de Marseille** pour la construction du carבודuc acheminant le CO₂ jusqu'au projet
- **Khimod** (filiale d'Atmostat) pour la fourniture d'un méthanateur en collaboration avec le CEA
- **GRTgaz et Teréga** pour étudier l'injection dans les réseaux d'une portion d'hydrogène en mélange avec le méthane et du méthane de synthèse produit par méthanation.

Pour la première fois en février 2020, l'hydrogène produit a pu être injecté dans une boucle locale du réseau de transport.

La prochaine étape, en 2021, consistera à intégrer la brique de méthanation et l'injection du méthane de synthèse dans le réseau.

En effet, cette stratégie se donne pour objectif d'atteindre une capacité de 6,5 GW d'électrolyse en 2030 et va affecter plus de 7 milliards d'euros sur 10 ans pour financer des appels à projet et soutenir la recherche et l'innovation, notamment sur les nouveaux usages industriels et dans le secteur de la mobilité lourde.

L'objectif de capacité d'électrolyse à 2030 correspond à environ 20 TWh¹¹ d'hydrogène, ce qui est nettement supérieur à ce qui était considéré dans le scénario de référence de la SNBC (environ 8 TWh en 2030).

GISEMENTS POTENTIELS DES DIFFÉRENTES FILIÈRES

D'après l'étude de l'ADEME intitulée « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? »¹² et publiée en 2018, les potentiels gisements à horizon 2050 sont de l'ordre de :

- 143 TWh pour le biométhane de méthanisation ;
- 177 TWh pour le gaz produit par pyrogazéification ;
- 140 TWh pour l'hydrogène produit par power-to-gas.

Des études sont plus optimistes quant au potentiel de production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone. Une étude AFHYPAC – Mc Kinsey voit ainsi un potentiel de 220 TWh par an en 2050, en ne se limitant pas à la production par électrolyse. RTE envisage également une trajectoire « Hydrogène + »¹³ dans laquelle plus de 150 TWh d'hydrogène seraient consommés en France (hors production d'électricité) en 2050.

En ce qui concerne la gazéification hydrothermale, son potentiel en France a été estimé dans l'étude d'ENEA Consulting parue en octobre 2019 sur le sujet¹⁴. Selon cette étude, « le potentiel de gaz renouvelables issus de cette technologie pourrait représenter, selon les hypothèses de mobilisation des gisements, entre 58 TWh et 138 TWh/an à l'horizon 2050 ».

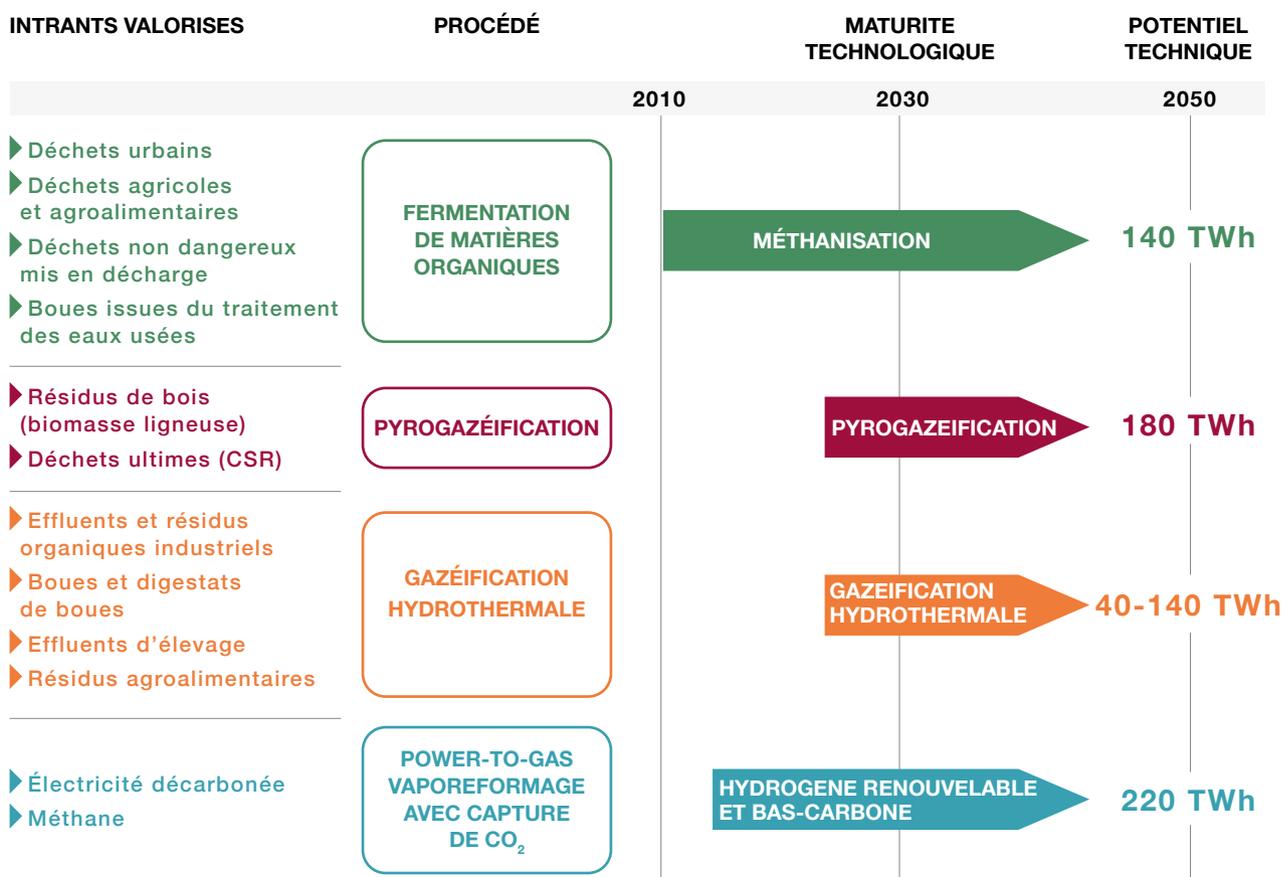
11 - Avec un rendement énergétique de l'électrolyseur de 70 % et un taux d'utilisation de 50 %

12 - « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », ADEME, GRDF, GRTgaz, janvier 2018

13 - RTE, Groupe de travail n°4 « interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs » - Document de cadrage n°2 : Trajectoires de développement de l'hydrogène et des couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur, novembre 2020.

14- Potentiel de la gazéification hydrothermale en France, ENEA Consulting, octobre 2019

Spécificité des différentes filières de gaz renouvelables et décarbonés avec mise en regard de leur potentiel technique à 2050



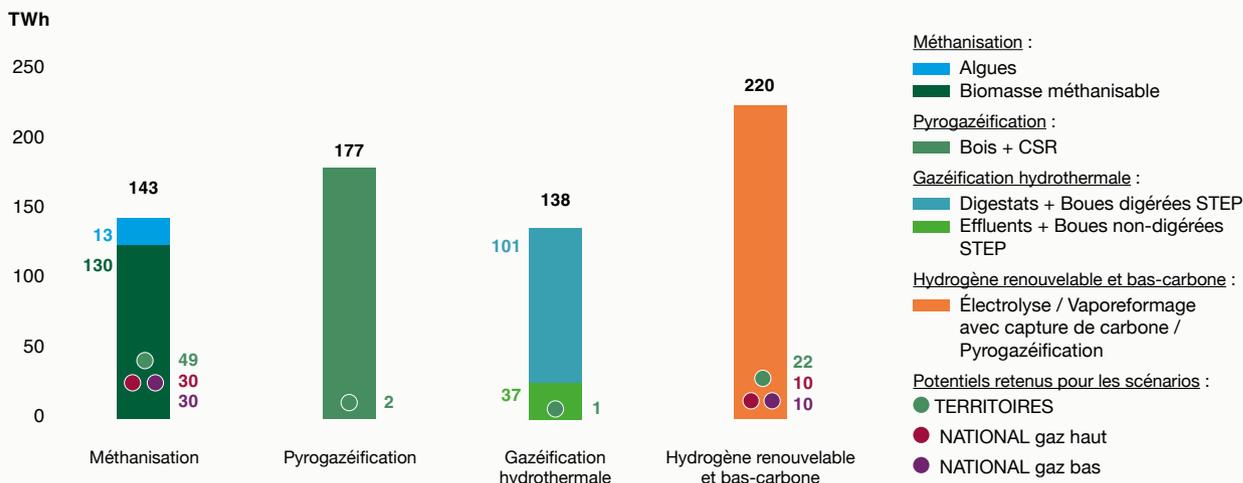
Compte tenu du caractère précoce de la filière de gazéification hydrothermale, le rapport retient un potentiel conservateur de 37 TWh en 2050. Ce potentiel prend en compte les gisements mobilisables des boues non digérées de STEP (Station d'Épuration des Eaux usées) et les effluents, et excluent tous les gisements mobilisables pouvant entrer en concurrence avec les gisements mobilisés par méthanisation, notamment les digestats et boues digérées de STEP.

Sur la base des potentiels identifiés à 2050 dans l'étude ADEME de 2018, des études complémentaires sur la

gazéification hydrothermale récapitulés ci-dessus, et du niveau de maturité de chaque filière, les potentiels retenus à 2030 pour cet exercice de prospective sur les trajectoires de production des différents gaz renouvelables sont les suivants :

- 30 à 49 TWh de biométhane ;
- 0 à 2 TWh de pyrogazéification ;
- 0 à 1 TWh de gazéification hydrothermale ;
- 10 à 22 TWh d'hydrogène renouvelable et/ou bas-carbone.

Mobilisation des gisements par filière et par scénario à 2030 par rapport au potentiel 2050



TRAJECTOIRES RETENUES POUR LES DIFFÉRENTES FILIÈRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

— Trajectoires de la filière méthanisation

Les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** traduisent les objectifs de production de biométhane fixés dans les exercices de Programmation

Pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la Stratégie nationale Bas Carbone (SNBC).

La trajectoire de production de biométhane de ces deux scénarios se traduit donc comme suit :

Production de biométhane valorisée dans les réseaux de gaz selon la PPE (en TWh)

2023	6	
2028	22 ¹⁵	La PPE prévoit deux scénarios de production (14 et 22 TWh en 2028) en fonction de la baisse des coûts de production. Il a été choisi de retenir le scénario le plus optimiste.
2030	30	

15- La dynamique constatée à date de la filière permet d'anticiper déjà une atteinte voire un dépassement des objectifs de la PPE en 2023 et 2028.

La trajectoire du scénario **TERRITOIRES** est quant à elle déterminée par l'analyse des ambitions régionales en matière de production de gaz renouvelables. Entamés dès 2018, les exercices de SRADDET (Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires) ont permis d'asseoir ces visions sur de larges concertations des ambitions de développement régional moyen et long terme, dans un contexte de neutralité carbone à l'échelle de la France. Sur le volet énergie, les régions y ont notamment décliné leurs ambitions de production d'énergies renouvelables à l'horizon 2030.

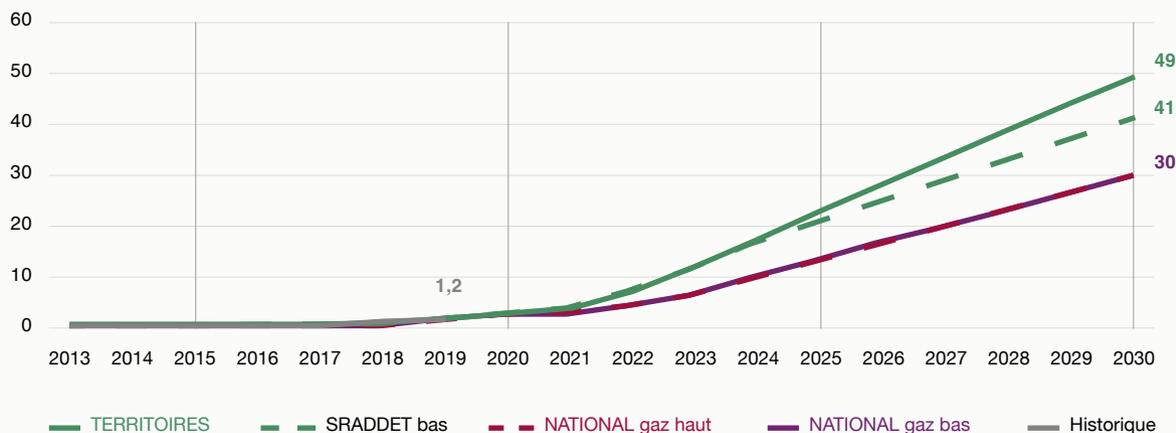
Néanmoins, ces objectifs régionaux se distinguent par l'hétérogénéité de leur périmètre, notamment concernant le mode de valorisation du biogaz. Aussi, dans un effort d'harmonisation des objectifs, des hypothèses ont été considérées au regard du maillage existant, et de l'esprit du texte du SRADDET. En fonction des

différentes configurations du réseau, le taux d'injection du biogaz produit se situera entre 45 et 90 %.

L'analyse des gestionnaires d'infrastructures de gaz pour l'injection de biométhane conduit à une fourchette comprise entre 42 et 49 TWh PCS à l'horizon 2030. Le scénario **TERRITOIRES** traduit la borne haute de cette fourchette.

Cette analyse peut être mise en cohérence avec les conclusions du dernier rapport de la CRE sur le verdissement du gaz¹⁶. À l'analyse de l'évaluation des ressources disponibles et mobilisables et de l'état des lieux de la filière, la CRE estime « réaliste » l'objectif d'une production représentant 10 % de la consommation de gaz en 2030, « **soit une production de 39 à 42 TWh de biométhane** ».

Trajectoires de production de biométhane, en TWh PCS



16- Le verdissement du gaz, Comité prospective de la CRE, juillet 2019

— Trajectoires de la filière d'hydrogène renouvelable / bas-carbone

Dès 2015, la SNBC identifiait le power-to-gas comme une technologie clé de la décarbonation du système énergétique pour figurer au côté du biogaz et des autres gaz de synthèses comme une des solutions pour décarboner le vecteur gaz. En septembre 2020, la ministre de la Transition écologique, Barbara Pompili, et le ministre de l'Économie, des Finances et de la Relance, Bruno Le Maire, ont présenté la Stratégie Nationale pour le développement de l'hydrogène bas-carbone en France. Ce plan consacre près de 7 milliards d'euros d'investissements à la filière d'ici 2030, notamment centrés sur l'émergence d'une filière française de l'électrolyse et le soutien à la recherche et l'innovation de la filière.

Les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** traduisent les objectifs de production d'hydrogène fixés dans la PPE et la SNBC, avant que les ambitions nationales soient réhaussées dans le cadre de la Stratégie Nationale Hydrogène, lesquelles sont reflétées dans le scénario **TERRITOIRES**.

En effet, les régions affichent des ambitions relativement élevées en termes d'électricité renouvelable et de production d'hydrogène bas-carbone dans leurs textes de SRADDET, bien que ces dernières ne soient pas toujours précisément chiffrées.

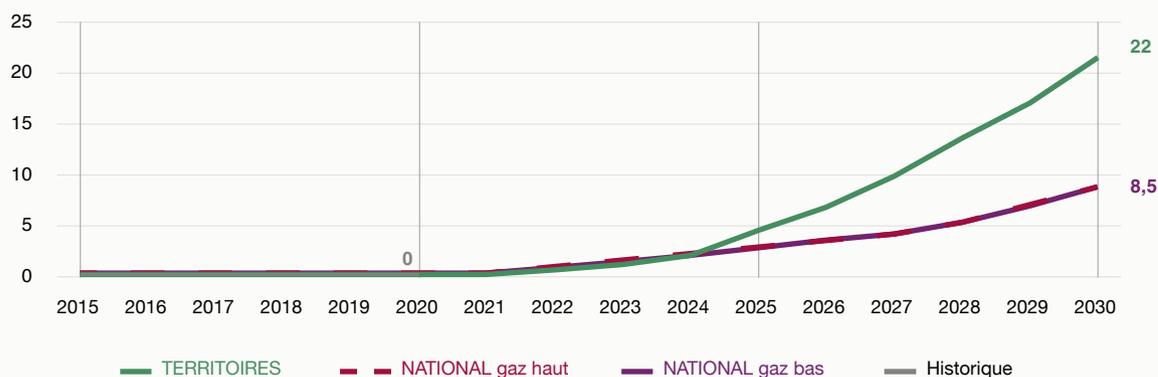
Le scénario **TERRITOIRES** s'appuie donc sur les cibles indiquées dans la Stratégie Nationale Hydrogène publiée en septembre 2020, et visant en partie à traduire le dynamisme existant dans les régions autour de l'hydrogène.

Cette stratégie vise à installer une capacité de 6,5 GW d'électrolyseurs à l'horizon 2030, ce qui pourrait correspondre à une production d'environ 20 TWh PCS.

En complément, on imagine qu'une faible part de la production d'hydrogène, pourrait être décarbonée via la capture et stockage de carbone couplé au vaporeformage de gaz naturel. Au total **environ 22 TWh d'hydrogène renouvelable et bas-carbone** pourraient être produits en 2030.

Cette production va être utilisée en priorité pour remplacer l'hydrogène aujourd'hui produit à partir de gaz naturel, ainsi qu'à décarboner certains **usages industriels** et de **mobilité lourde**. Une partie de cet hydrogène pourrait également être **injecté** dans les réseaux existants sous forme de méthane de synthèse ou directement en mélange avec le méthane. Le méthane de synthèse obtenu par **méthanation** d'hydrogène et l'hydrogène **injecté en mélange** dans les réseaux existants pourrait représenter de l'ordre de 2 TWh en 2030.

Trajectoires de production d'hydrogène renouvelable / bas-carbone en TWh PCS



Par ailleurs, ce rehaussement de l'ambition nationale de production d'hydrogène par rapport à la SNBC publiée quelques mois auparavant devrait augmenter la place que pourrait prendre l'hydrogène dans la décarbonation du secteur de la mobilité lourde, y compris aérienne, et dans l'industrie, libérant ainsi de la biomasse pour d'autres usages par rapport à la SNBC.

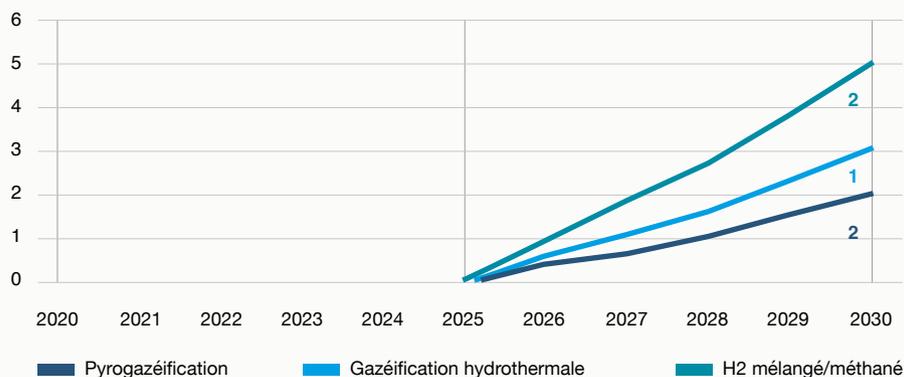
— Trajectoires des autres filières de méthane renouvelable (pyrogazéification, gazéification hydrothermale et hydrogène méthané)

Dans les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut**, la filière de pyrogazéification émerge à partir de 2030 et la gazéification hydrothermale au-delà de 2030.

Dans le scénario **TERRITOIRES** en revanche, certaines régions affichant une cible de production de gaz de synthèse à partir de gazéification, l'émergence de ces filières d'ici la fin de la décennie est considérée. La production de méthane issu de **pyrogazéification** s'établit à 1 TWh en 2028, puis 2 TWh¹⁷ en 2030 tandis que la filière de **gazéification hydrothermale** atteint dans ce scénario 0,5 TWh en 2028 et 1 TWh en 2030.

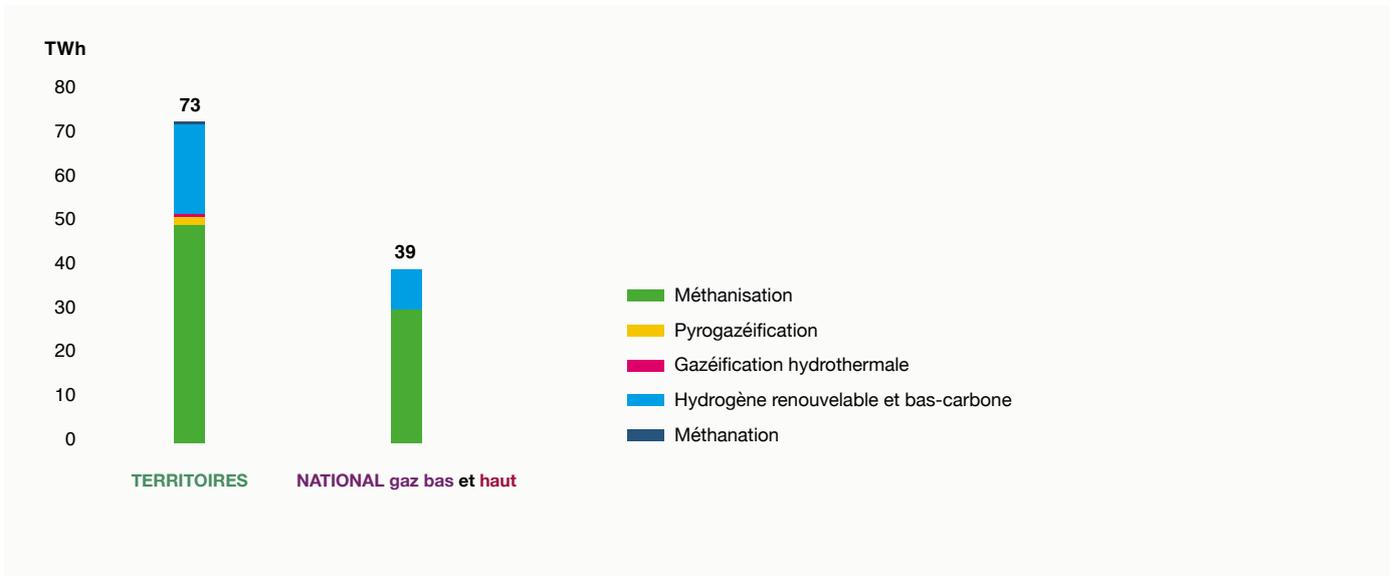
Enfin, comme évoqué précédemment, une faible portion de l'hydrogène produit (10 %) peut être destiné à l'injection dans les réseaux de méthane, que ce soit sous forme d'hydrogène pour un mélange en faible proportion ou sous forme de méthane de synthèse après une étape de méthanation de l'hydrogène avec du CO₂.

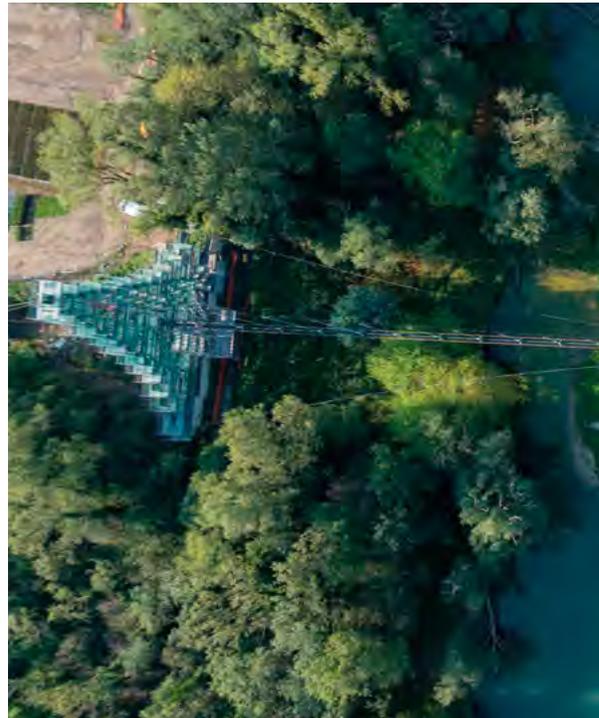
Trajectoire de production des autres méthanes renouvelables en TWh PCS pour le scénario TERRITOIRES



17- Ce qui correspond à environ une trentaine d'unités

— Résultats agrégés en 2030





Analyses



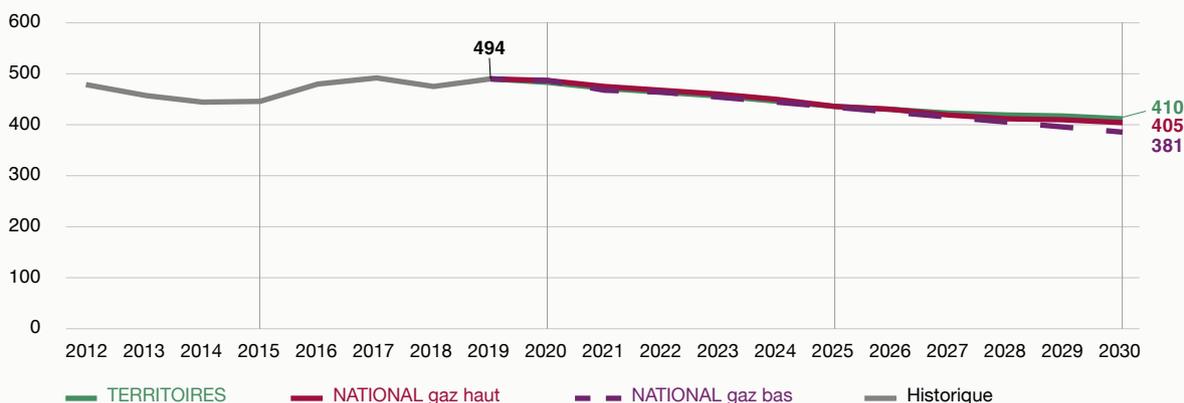
VISION MULTI-SECTORIELLE 2030

En synthèse, les trois scénarios de demande de gaz mettent en évidence une baisse de la consommation de gaz à l'horizon 2030, passant d'un niveau de 494 TWh de gaz consommés en 2019 à 381 TWh et 405 TWh respectivement pour les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** et à 410 TWh pour le scénario **TERRITOIRES**. Aussi, quel que soit le scénario considéré, la consommation de gaz en France connaît

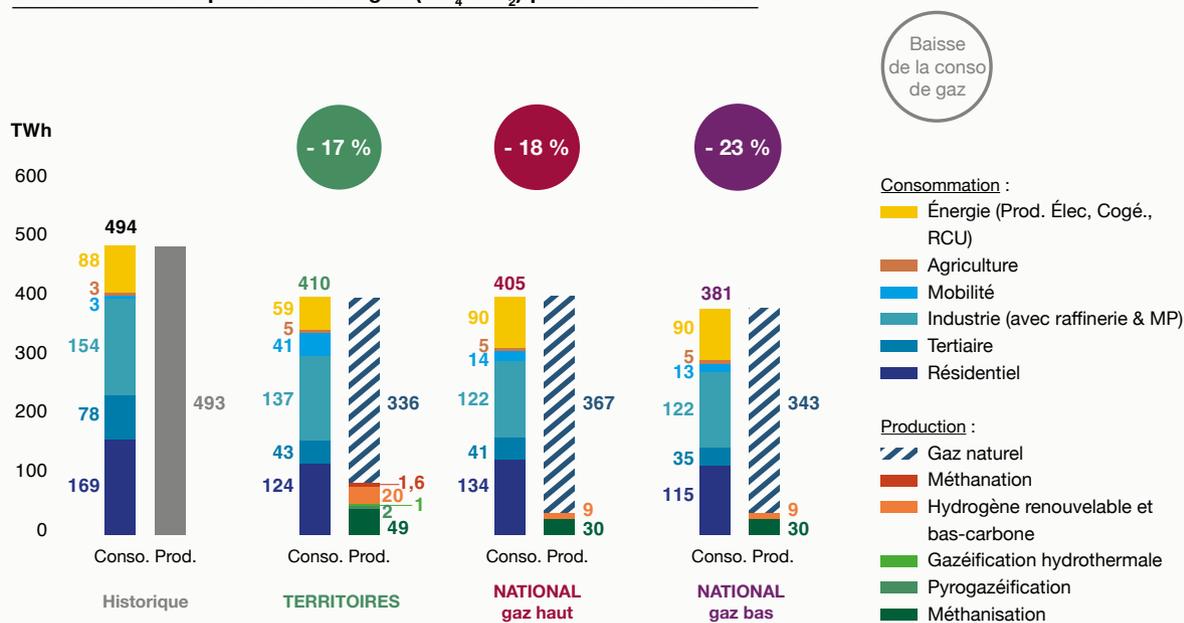
une baisse, comprise entre 17 et 23 % à l'horizon de 2030.

L'approvisionnement en gaz renouvelables et bas-carbone à ce même horizon atteint 39 TWh dans les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** et 73 TWh dans le scénario **TERRITOIRES**, ce qui représente entre 10 % et 18 % de l'approvisionnement suivant les scénarios.

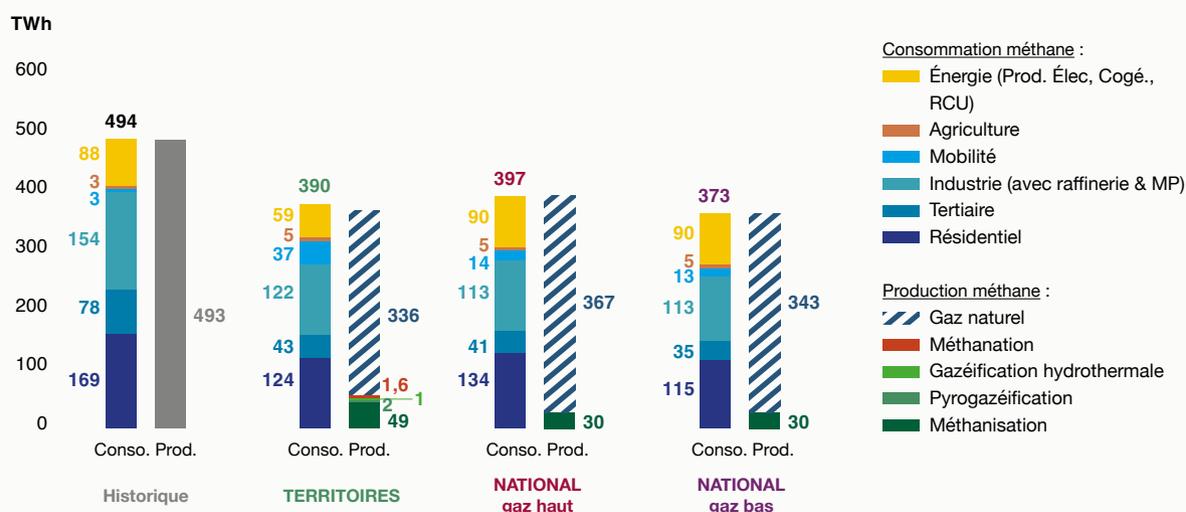
Évolution de la consommation de gaz à 2030 en TWh



Consommation & production de gaz (CH₄ & H₂) par scénario en 2030



Consommation & production de CH₄ par scénario en 2030



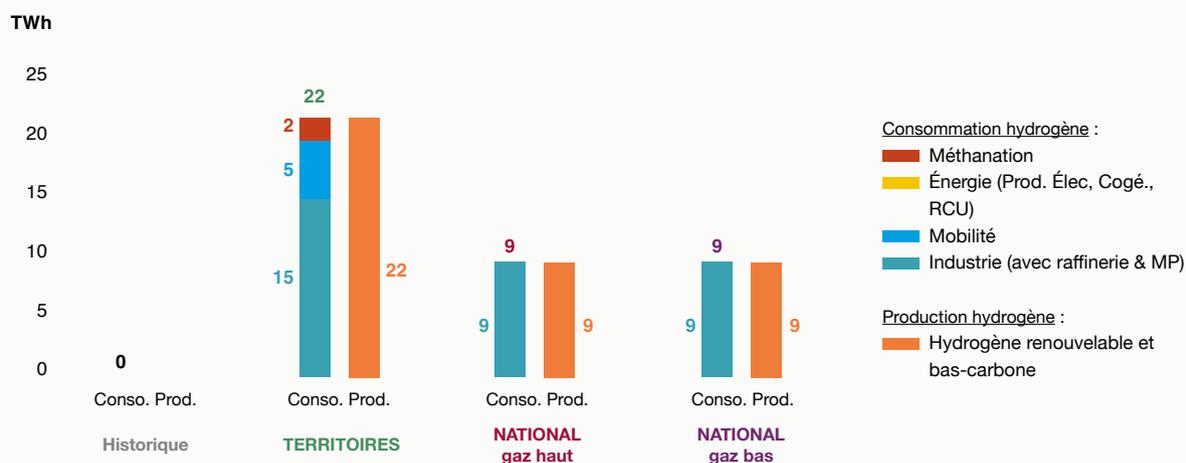
La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) contient des impératifs réglementaires encadrant la consommation de méthane en France. Elle fixe en effet un objectif de réduction de 22 % de la consommation primaire de gaz fossile en 2028 par rapport à 2012. Les scénarios des Perspectives Gaz respectent ces objectifs, à l'exception du scénario **NATIONAL gaz haut**.

	2012	2028		
	Historique	TERRITOIRES	NATIONAL gaz haut	NATIONAL gaz bas
Consommation de méthane en TWh	483	409	414	397
Production de méthane renouvelable en TWh	0	40	22	22
Consommation de méthane fossile en TWh	483	369	392	375
Baisse de la conso de méthane fossile par rapport à 2012	0 %	- 24 %	- 19 %	- 22 %

La Loi de Transition énergétique pour la Croissance Verte¹, entrée dans le Code de l'Énergie l'objectif d'atteinte de 10 % de gaz de sources renouvelables dans la consommation finale de gaz en 2030. Cet objectif est atteint pour les trois scénarios.

	2030		
	TERRITOIRES	NATIONAL gaz haut	NATIONAL gaz bas
Consommation finale (hors production d'électricité) de méthane en TWh	331	307	283
Production de méthane renouvelable en TWh	54	30	30
Part de méthane renouvelable dans la consommation finale de méthane	16 %	10 %	11 %

Consommation & production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone par scénario en 2030



1- Code de l'énergie, Article L100-4

SENSIBILITÉ DE LA CONSOMMATION DE GAZ DANS LES BÂTIMENTS AUX HYPOTHÈSES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'atteinte de la neutralité carbone en France en 2050 suppose, pour le secteur des bâtiments, la généralisation des systèmes de chauffage à très haute performance énergétique, pour toutes les énergies, couplée à une accélération par un facteur 6 à 7 du rythme annuel de rénovations énergétiques par rapport à aujourd'hui pour atteindre 1 million de rénovations complètes équivalentes par an en 2050.

L'analyse d'impact de l'évolution des consommations de gaz pour chacun des secteurs montre que l'efficacité énergétique est le principal facteur de baisse de ces consommations de gaz quel que soit le scénario analysé.

La non-matérialisation nécessiterait alors le déploiement de solutions de type imports de méthane de synthèse dans des proportions non envisagées dans cet exercice pour atteindre la neutralité carbone, car elle se traduirait mécaniquement par une consommation d'énergie supplémentaire, quel que soit le vecteur. Le retard constaté chaque année en termes de rénovations énergétiques des bâtiments témoigne d'une probable difficulté à atteindre ces objectifs / hypothèses.

L'objet de cette analyse de sensibilité est d'estimer la consommation de gaz supplémentaire par rapport aux trajectoires de référence proposées, en cas d'atteinte de seulement 70 % des objectifs d'efficacité énergétique dans les bâtiments, qu'il s'agisse du remplacement d'anciennes chaudières par des chaudières à très haute performance énergétique ou du rythme annuel de

rénovations du bâti. Cette trajectoire « efficacité énergétique dégradée » conduirait à ne rénover en moyenne que 250 000 logements chaque année d'ici à 2030, contre près de 400 000 dans la trajectoire de référence, mais représente déjà une multiplication par 2 par rapport au rythme constaté actuellement. Sur le secteur tertiaire, seulement 13 millions de m² seraient rénovés en moyenne chaque année, contre 19 millions de m² dans la trajectoire de référence et un peu moins de 10 millions à l'heure actuelle.

Ainsi, toute chose égale par ailleurs, une trajectoire conduisant à une efficacité énergétique dégradée de 30 % par rapport à la trajectoire ambitieuse de référence conduirait à une hausse de la demande de gaz comprise entre 11 et 13 TWh en 2030 selon le scénario, soit + 8 % de la demande totale de gaz pour le secteur des bâtiments.

Cet impact peut paraître relativement limité en valeur absolue au regard de la consommation totale de gaz. Cependant, il est important de rappeler que le plus grand effort d'accélération du rythme de rénovations ayant lieu à partir de 2030, les impacts de cette même trajectoire d'efficacité énergétique dégradée par rapport à la trajectoire de référence seront nettement plus importants à l'horizon 2050. Sur la base d'une projection provisoire des trajectoires de consommations de chaque scénario jusqu'en 2050, cet impact augmentera significativement pour atteindre une fourchette comprise entre 30 et 40 TWh, soit entre 10 et 15 % de la demande totale de gaz à cet horizon.

Par ailleurs, ne pas atteindre la cible de rénovations complètes équivalentes à l'horizon 2030 réduit structurellement les chances d'atteindre les cibles – encore plus

Consommation de gaz supplémentaire en 2030 dans les secteurs Résidentiels et Tertiaire pour la trajectoire « efficacité énergétique dégradée » par rapport à la trajectoire de référence		
Scénario TERRITOIRES	Scénario NATIONAL gaz haut	Scénario NATIONAL gaz bas
+ 13 TWh	+ 11 TWh	+ 13 TWh

ambitieuses – en 2050, avec un risque d'accroissement de l'écart entre la cible et la valeur effectivement atteinte. Cette analyse de sensibilité souligne donc le rôle indispensable des actions d'efficacité énergétique pour une baisse durable des consommations de gaz – et d'énergie d'une manière générale – dans le secteur du bâtiment. Au vu du retard déjà pris dans le nombre des rénovations au cours de la dernière décennie, ces actions d'efficacité énergétique sont tout à la fois le principal effet de levier et porteuses du plus grand risque pour l'atteinte des ambitions climatiques du pays, comme au périmètre du système gazier.

Ce constat, réalisé dans ce document pour le strict cadre des consommations de gaz, se vérifiera naturellement pour tous les vecteurs énergétiques à hauteur de leur part dans le mix énergétique dans les bâtiments. Il ne saurait éluder également l'impact d'un retard des rénovations sur le risque d'augmentation de la précarité énergétique des ménages français.

ÉMISSIONS ÉVITÉES DE GAZ À EFFET DE SERRE

Cette partie vise à estimer les émissions de gaz à effet de serre évitées de gaz en 2030, en millions de tonnes de CO₂ équivalent. Il ne s'agit bien sûr que d'un calcul approché, avec pour seul objectif d'identifier les principaux leviers de décarbonation et leur poids mutuels.

Plusieurs facteurs peuvent en effet être à l'origine d'une baisse des émissions de gaz à effet de serre, en lien avec les consommations de gaz. Tout d'abord, les effets de l'efficacité énergétique : au fur et à mesure de l'augmentation des gains mesurés, moins d'énergie est consommée pour un même service rendu, ce qui contribue à la réduction des émissions associées. Ensuite, les substitutions entre vecteurs énergétiques vont s'opérer pour passer d'une énergie donnée à une autre moins carbonée : la différence d'intensité carbone entre les deux énergies représentera un facteur de gain pour les émissions des usages concernés. Enfin, la progression de la part du gaz renouvelable dans la consommation de gaz, dont les émissions sont très nettement réduites

par rapport au gaz naturel, représentent aussi un levier important de baisse des émissions de gaz à effet de serre.

Pour pouvoir réaliser une estimation des émissions évitées, il est nécessaire de définir une allocation des gaz renouvelables produits par secteur de consommation. Des hypothèses ont donc été prises pour cet exercice, en donnant la priorité aux usages directs du gaz. Elles ne constituent cependant pas la seule allocation possible de cette production de gaz renouvelables.

Une étude réalisée par Coénove² souligne que l'utilisation de biométhane pour l'alimentation de réseaux de chaleur urbains, au travers du mécanisme des garanties d'origine, est une solution moins efficace qu'alimenter directement les réseaux de gaz, d'un point de vue énergétique et du point de vue de la mobilisation des finances publiques. Toutefois, pour tenir compte du fait que certaines garanties d'origine du biométhane sont déjà allouées à l'alimentation de réseaux de chaleur urbains, la modélisation conduit à considérer qu'à l'horizon 2035, entre 1 et 3 % de gaz renouvelables seraient alloués à des usages non directs du gaz.

La question de la répartition optimale de la production de gaz renouvelables entre différents usages devra être traitée en intégrant certains critères, qu'ils soient environnementaux, technologiques, macroéconomiques ou de coûts. Ces derniers soulèvent notamment la question de la compétitivité des solutions gaz au regard de solutions alternatives, qui dépasse le simple cadre des Perspectives Gaz.

Dans tous les scénarios, la mobilité est décarbonée en priorité avec les quantités de gaz renouvelables produits disponibles. La part de verdissement est fonction du niveau de consommation de gaz dans le scénario : plus la consommation totale de gaz diminue fortement, plus la part de verdissement est élevée.

En s'appuyant sur les facteurs d'émissions issus de la base carbone de l'ADEME et présentés dans le tableau ci-après, et sur les analyses d'impact présentées à la fin de chaque chapitre sectoriel, la méthodologie suivante

2- « Mobilisation et efficacité des financements publics pour le développement de la chaleur renouvelable », Coénove, février 2018

Part renouvelable de la consommation de gaz de chaque secteur pour les différents scénarios

	TERRITOIRES	NATIONAL gaz haut	NATIONAL gaz bas
Résidentiel	20 %	10 %	10 %
Tertiaire	17 %	10 %	10 %
Industrie	17 %	12 %	14 %
Mobilité	40 %	40 %	40 %

est employée pour estimer les volumes d'émissions évitées en 2030 par rapport à 2019 :

- Le volume de gaz non consommé grâce à l'efficacité énergétique est multiplié par le facteur d'émission du gaz de réseau ;
- Pour les volumes de gaz ayant subi une substitution positive, on les multiplie par le delta entre le facteur d'émissions du fioul et celui du gaz de réseau ;
- Pour les volumes de gaz ayant subi une substitution négative, on les multiplie par le delta entre le facteur d'émission du gaz de réseau et celui de l'électricité ;
- Pour les volumes de méthane substitués par de l'hydrogène, on les multiplie par le delta entre le facteur

d'émission du gaz de réseau et celui de l'hydrogène produit par électrolyse en France ;

- Et pour le volume de gaz naturel substitué par du gaz renouvelable, on le multiplie par le delta entre le facteur d'émission du gaz de réseau et celui du biométhane.

Les effets d'évolution du volume liés à l'activité ne sont pas pris en compte, dans le but de comparer la trajectoire proposée par rapport à une trajectoire tendancielle, sans amélioration de l'efficacité énergétique, ni transferts entre énergies et ni développement du gaz renouvelable, comme cela est recommandé par l'ADEME³.

Facteurs d'émissions des vecteurs énergétiques, issus de la base carbone de l'ADEME

	g CO ₂ eq/kWh PCI	g CO ₂ eq / kWh PCS
Usages Directs Gaz		
Biométhane	44	39,6
Gaz de réseau	227	204,5
Usages industriels		
Fioul	324	304,2
Électricité	50,1	50,1
Hydrogène	86,5	73,3
Usages mobilité		
GNV ⁴	251	226,1
Diesel	322	299,5
Hydrogène	97,1	82,3

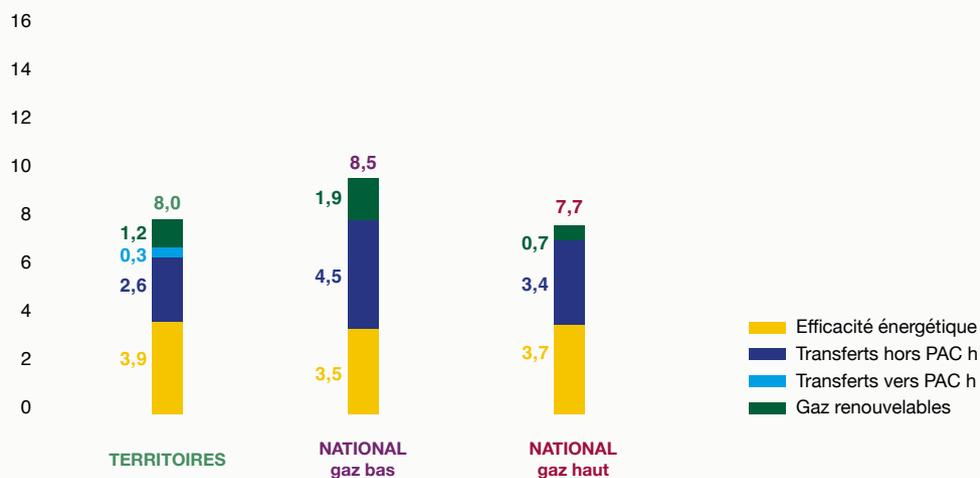
3- <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-emissions-evitees-2020-02.pdf>

4- Calculé comme la moyenne entre le facteur d'émission du GNC et celui du GNV

**Émissions évitées dans le secteur résidentiel en MtCO₂ eq en 2030
par rapport à la trajectoire tendancielle sans efficacité énergétique ni substitutions**



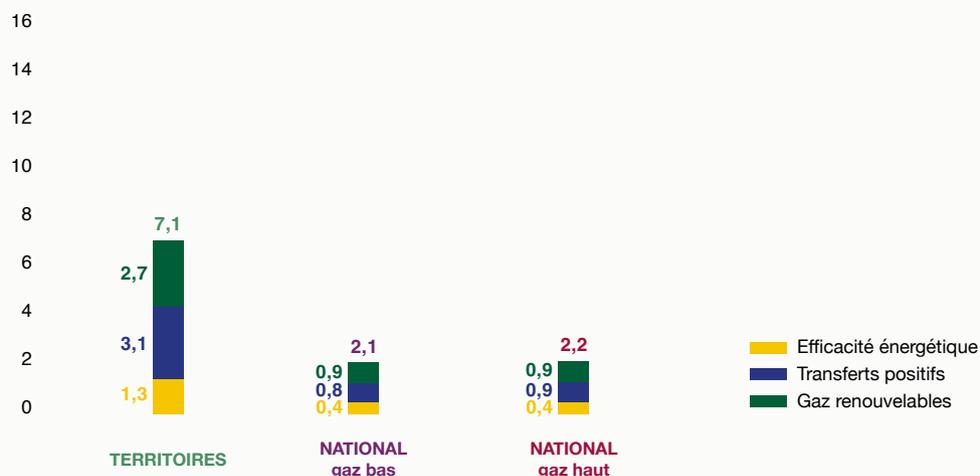
**Émissions évitées dans le secteur tertiaire en MtCO₂ eq en 2030
par rapport à la trajectoire tendancielle sans efficacité énergétique ni substitutions**



**Émissions évitées dans le secteur de l'industrie en MtCO₂ eq en 2030
par rapport à la trajectoire tendancielle sans efficacité énergétique ni substitutions**



**Émissions évitées dans le secteur de la mobilité en MtCO₂ eq en 2030
par rapport à la trajectoire tendancielle sans efficacité énergétique ni substitutions**



**Agrégation des émissions évitées en MtCO₂ eq en 2030
par rapport à la trajectoire tendancielle sans efficacité énergétique ni substitutions**



En conclusion, et même si la méthodologie repose sur plusieurs approximations, il est intéressant de constater que les trois leviers de décarbonation présentent tous environ un tiers du gisement d'émissions évitées, prouvant ainsi l'intérêt d'agir en même temps sur ces trois facteurs.

Surtout, cette analyse montre que le scénario **TERRITOIRES** permet d'éviter au moins autant de CO₂ que le scénario **NATIONAL gaz bas**, et ce même si la production de gaz renouvelables est aussi contrainte que dans ce dernier scénario. En effet, si on applique le niveau de production de gaz renouvelable (biométhane et hydrogène) des scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut** au scénario **TERRITOIRES**, conduisant à une production de 39 TWh en 2030 contre 73 TWh, les émissions évitées dans ce scénario ne seraient alors plus que de 32,1 Mt CO₂ en 2030, soit un niveau proche de celui du scénario **NATIONAL gaz bas**.

Cela tend à montrer que les solutions gaz peuvent représenter une solution pertinente dans la lutte contre le réchauffement climatique, au même titre que d'autres vecteurs énergétiques. C'est par exemple le cas dans le secteur de la mobilité routière pour sortir plus rapidement

des motorisations diesel dans le transport de personne et de marchandises.

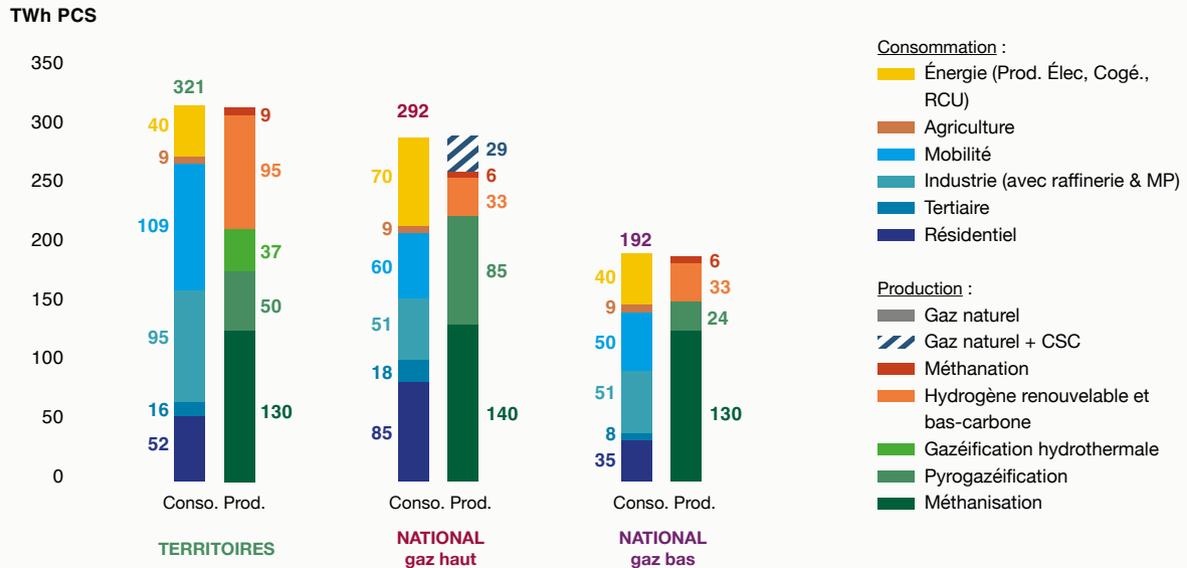
Surtout, cette analyse souligne à nouveau que les actions d'efficacité énergétique, notamment dans les bâtiments, restent le meilleur levier pour réduire durablement les émissions.

VISION MULTI-SECTORIELLE PRÉLIMINAIRE ET INDICATIVE À L'HORIZON 2050

Les 3 scénarios **NATIONAL gaz bas**, **NATIONAL gaz haut** et **TERRITOIRES** présentés dans cette édition 2020 des Perspectives Gaz ont été construits et détaillés jusqu'à l'horizon 2030, et leurs principales hypothèses ont fait l'objet d'une consultation publique.

Afin d'éclairer le débat public à venir sur l'évolution de la politique énergétique nationale, les gestionnaires d'infrastructures de gaz présentent ici une prolongation, à titre indicatif, jusqu'à l'horizon 2050 de ces 3 scénarios. Pour rappel, par construction, ces 3 scénarios doivent être compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone

Consommation & production de gaz (CH₄ et H₂) par scénario en 2050 - valeurs indicatives et provisoires



en 2050. La prolongation de ces tendances permet ainsi d'obtenir des ordres de grandeur des niveaux de consommation de gaz par secteur et de production de gaz renouvelables à cet horizon. Ces valeurs sont nécessairement provisoires et indicatives et visent uniquement à présenter des premières tendances à 2050.

La tendance baissière des consommations de gaz déjà constatée à l'horizon 2030 se confirme à l'horizon 2050. En effet, la prolongation des tendances jusqu'à cet horizon, en particulier d'efficacité énergétique au même rythme que dans la SNBC dans tous les secteurs, conduit à une consommation totale de gaz comprise entre 192 et 321 TWh en 2050 selon les scénarios, soit une baisse de 35 à 60 % par rapport à niveau actuel.

La baisse est particulièrement marquée, dans les 3 scénarios, dans le secteur des bâtiments, avec une consommation de gaz inférieure de 60 à 80 % par rapport à 2019, l'accélération du rythme de rénovations des bâtiments produisant vraiment son effet à partir de 2030. Cette baisse dans les secteurs historiques du gaz est en partie compensée par la poursuite du développement des mobilités au gaz, bioGNV et hydrogène, particulièrement dans le scénario **TERRITOIRES**, portées par les dynamiques territoriales.

Du côté de l'offre, la quasi-intégralité du gaz consommé est renouvelable, avec une production de gaz renouvelable d'au moins 200 TWh dans tous les scénarios. Dans le scénario **NATIONAL gaz haut**, seule une trentaine de TWh doit être décarbonée à partir de technologies de capture et de stockage de CO₂, une mobilisation de cette technologie largement inférieure à la SNBC, pour assurer une décarbonation intégrale du gaz consommé.

Le biométhane produit à partir de méthanisation constitue la plus grande partie du gaz renouvelable produit, dans les 3 scénarios. Les technologies de gazéification (hydrothermale et pyro) sont mobilisées à l'horizon 2050, dans des proportions différentes selon les scénarios. Enfin, les technologies de power-to-gas permettent de produire en 2050 autour de 40 TWh d'hydrogène et méthane de synthèse dans les scénarios **NATIONAL gaz bas** et **NATIONAL gaz haut**, un niveau semblable à la SNBC. En revanche, traduisant les fortes ambitions affichées par les régions, la production d'hydrogène et de méthane de synthèse atteint environ 100 TWh dans le scénario **TERRITOIRES**. À titre de comparaison, la variante « Hydrogène + » construite par RTE dans le cadre de son Bilan Prévisionnel 2050 dépasse les 140 TWh (PCS) en 2050, hors coproduits.

Enfin, il est important de noter que l'atteinte de la neutralité carbone doit nécessairement se mesurer à l'échelle du système énergétique français, dépassant le cadre des Perspectives Gaz qui s'arrête au seul périmètre du système gazier. Toutefois, ces premiers résultats semblent indiquer en première approche que la neutralité carbone est atteinte au niveau du système gazier dans les 3 scénarios, puisque l'intégralité des consommations de gaz est renouvelable et décarbonée en 2050.

Pour rappel, cette édition 2020 des Perspectives Gaz a fait le choix de se placer dans le même cadre que la SNBC, à savoir qu'aucune importation, ou exportation, de gaz renouvelable et décarboné ou de biomasse n'est supposée possible en 2050. Il s'agit d'une hypothèse forte, et d'autres visions intégrant des échanges transfrontaliers existent au niveau européen (ENTSOG) et international (AIE). Les futurs travaux prospectifs des Perspectives Gaz pourront intégrer ces échanges dans le cadre de nouveaux scénarios ou des scénarios existants.

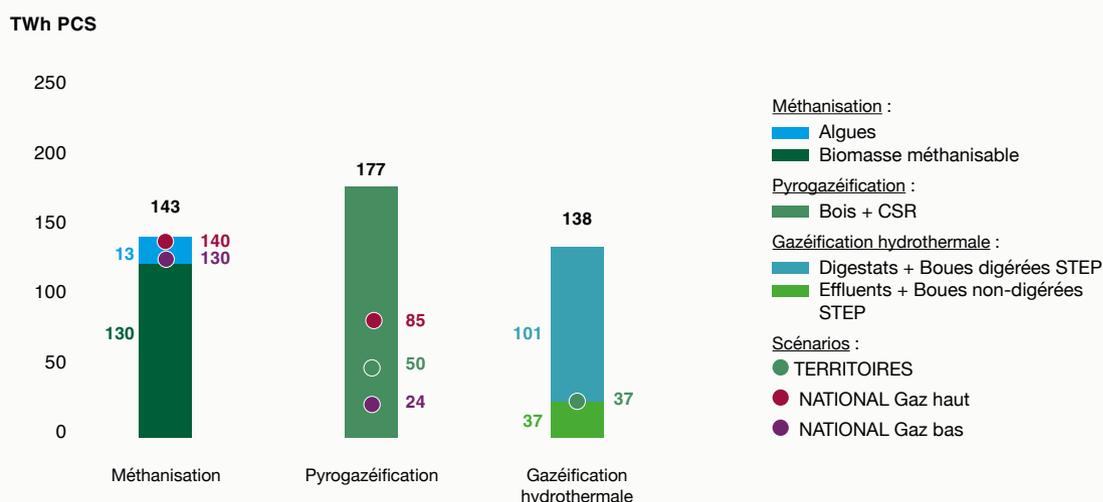
Enfin, dans ce cadre fixé par la SNBC, les scénarios présentés doivent s'assurer de ne pas mobiliser plus de biomasse que les gisements identifiés en France en 2050 ne le permettent⁵. En effet, cette biomasse doit

également être utilisée sous d'autres formes (solide, liquide) pour décarboner l'ensemble des usages en 2050.

Le graphique ci-dessous montre que si la quasi-intégralité du gisement de méthanisation est mobilisé en 2050, aucun des 3 scénarios ne mobilise plus de la moitié du gisement de biomasse ligneuse identifiée en 2050, les scénarios **TERRITOIRES** et **NATIONAL gaz bas** mobilisant même moins du tiers du gisement. L'allocation de cette biomasse entre ces différentes formes dépasse le cadre des Perspectives Gaz. Aussi les valeurs présentées dans cette partie pour la production de gaz renouvelables ne sauraient être vues comme le résultat d'une allocation optimale de cette biomasse et devront être revues de façon substantielle à l'aune du développement de telle ou telle technologie.

À nouveau, les valeurs présentées dans cette partie à l'horizon 2050 ne doivent être considérées que comme des ordres de grandeur des niveaux de consommation de gaz et de production de gaz renouvelables en 2050. La modélisation jusqu'à cet horizon nécessitera d'être approfondie et enrichie par des travaux ultérieurs, qui feront l'objet d'une consultation spécifique courant 2021.

Mobilisation des gisements par filière et par scénario



5- Le détail de ces gisements est présenté dans le chapitre des gaz renouvelables de ce rapport.



Annexes



Scénario TERRITOIRES

Consommation de CH₄ en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Résidentiel</i>	169	168	167	169	169	166	163	159	155	151	147	143	138	134	129	124
<i>Tertiaire</i>	76	78	79	79	78	73	71	68	66	62	58	55	52	49	46	43
<i>Industrie</i>	151	150	156	159	154	140	142	146	146	144	141	137	133	130	126	122
<i>PEC + Cogé</i>	59	90	89	70	88	85	82	80	77	75	72	69	67	64	62	59
<i>Mobilité</i>	1	1	2	2	3	4	5	7	8	11	15	18	22	27	32	37
<i>Agriculture</i>	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
Total	459	490	496	482	494	471	466	463	457	447	437	427	417	408	399	390

Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Industrie</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	10	13	15
<i>Mobilité</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	3	5
<i>Injecté dans le réseau de CH₄</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Total	0	1	1	2	4	6	10	13	18	22						

Production de gaz renouvelables et bas-carbone en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Méthanisation</i>	0	0	0	1	1	2	4	7	12	17	23	28	33	38	44	49
<i>Pyrogazéification</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
<i>Gazéification hydrothermale</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
<i>Hydrogène renouvelable / bas-carbone</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	4	6	10	13	17	22
Consommation de gaz naturel	459	490	495	481	492	469	462	455	444	429	414	398	383	367	351	336
Consommation totale de gaz	459	490	496	482	494	472	466	464	458	449	441	433	426	420	415	410

Scénario NATIONAL gaz haut

Consommation de CH ₄ en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Résidentiel	169	168	167	169	169	166	162	159	155	152	149	146	143	140	137	134
Tertiaire	76	78	79	79	78	74	72	70	68	64	58	54	50	47	43	41
Industrie	151	150	156	159	154	140	140	139	139	136	133	129	126	122	118	113
PEC + Cogé	59	90	89	70	88	88	88	88	88	89	89	89	89	90	90	90
Mobilité	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	6	7	8	10	12	14
Agriculture	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
Total	459	490	496	482	494	474	469	464	459	449	439	430	422	413	405	397

Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Industrie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	4	5	6	9
Mobilité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Injecté dans le réseau de CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	1	2	2	4	5	6	9								

Production de gaz renouvelables et bas-carbone en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Méthanisation	0	0	0	1	1	2	2	4	6	9	12	16	19	22	26	30
Pyrogazéification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gazéification hydrothermale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydrogène renouvelable / bas-carbone	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	7	9
Consommation de gaz naturel	459	490	495	481	493	472	466	460	452	440	427	414	403	391	379	367
Consommation totale de gaz	459	490	496	482	494	474	469	464	459	450	441	433	425	418	412	405

Scénario NATIONAL gaz bas

Consommation de CH₄ en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Résidentiel</i>	169	168	167	169	169	166	162	157	153	148	143	138	133	127	121	115
<i>Tertiaire</i>	76	78	79	79	78	74	72	69	67	62	56	51	47	43	39	35
<i>Industrie</i>	151	150	156	159	154	140	140	139	139	136	133	129	126	122	118	113
<i>PEC + Cogé</i>	59	90	89	70	88	88	88	88	88	89	89	89	89	90	90	90
<i>Mobilité</i>	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	6	7	8	10	11	13
<i>Agriculture</i>	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
Total	459	490	496	482	494	474	468	462	455	444	432	419	408	396	385	373

Consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Industrie</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	4	5	6	9
<i>Mobilité</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Injecté dans le réseau de CH₄</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	1	2	2	4	5	6	9								

Production de gaz renouvelables et bas-carbone en TWh PCS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Méthanisation</i>	0	0	0	1	1	2	2	4	6	9	12	16	19	22	26	30
<i>Pyrogazéification</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Gazéification hydrothermale</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Hydrogène renouvelable / bas-carbone</i>	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	7	9
Consommation de gaz naturel	459	490	495	481	493	472	465	458	449	435	419	404	389	374	359	343
Consommation totale de gaz	459	490	496	482	494	474	468	462	456	445	433	422	411	401	391	381



GRDF - Gaz Réseau Distribution France -

Société Anonyme au capital de 1 800 745 000 euros /
RCS Paris 444 786 511 / www.grdf.fr

Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9 500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de près de 200 000 km favorise l'émergence du biométhane. En accompagnant tous les porteurs de projet, GRDF concrétise son engagement à développer des solutions innovantes au service de la transition énergétique des territoires. GRDF réalise les études de faisabilité, les prestations d'injection de biométhane sur le réseau (comptage, contrôle de la qualité et régulation de la pression). Enfin, l'entreprise est en charge du registre des garanties d'origine depuis décembre 2012 (délégation de service publique renouvelée en 2018).



GRTgaz - Société Anonyme au capital de 620 424 930 euros / RCS Nanterre 440 117 620 / www.grtgaz.com

GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz et un expert mondial des systèmes gaziers. En France, l'entreprise exploite plus de 32 000 km de canalisations enterrées pour transporter le gaz des fournisseurs vers les consommateurs raccordés à son réseau (gestionnaires des distributions publiques qui desservent les communes, centrales de production d'électricité et plus de 700 sites industriels). GRTgaz assure des missions de service public visant à garantir la continuité d'acheminement et propose à ses clients des prestations d'accès au réseau et d'amélioration de leur performance énergétique. Avec ses filiales Elengy, leader des services de terminaux méthaniers en Europe, et GRTgaz Deutschland, opérateur du réseau de transport MEGAL en Allemagne, GRTgaz joue un rôle clé sur la scène européenne des infrastructures gazières et exporte ses savoir-faire à l'international notamment grâce aux prestations développées par son centre de

recherche, RICE (Research & Innovation Center for Energy). Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour accueillir sur son réseau un maximum de gaz renouvelables, y compris l'hydrogène, soutenir ces nouvelles filières et contribuer ainsi à l'atteinte de la neutralité carbone.



SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières municipales et assimilées www.spegnn.com

Syndicat professionnel des entreprises gazières municipales et assimilées, il regroupe 29 entreprises locales gazières actives dans la promotion du gaz naturel et du biométhane. Au-delà de leur volonté de pérenniser les exigences de sécurité, de qualité et de continuité qui ont toujours été des composantes essentielles du service public de distribution du gaz, les membres du SPEGNN, conformément aux missions qui leur ont été confiées par les collectivités, sont des acteurs locaux pleinement inscrits dans la transition énergétique.



Teréga - Société Anonyme au capital de 17 579 088 euros / RCS Pau 095 580 841 / www.terega.fr

Implantée dans le Grand Sud-Ouest, carrefour des grands flux gaziers européens, Teréga déploie depuis plus de 75 ans un savoir-faire d'exception dans le développement et l'exploitation d'infrastructures de transport et de stockage de gaz et conçoit aujourd'hui des solutions innovantes pour relever les grands défis énergétiques en France et en Europe. Véritable accélérateur de la transition énergétique, Teréga dispose de plus de 5 000 km de canalisations et de deux stockages souterrains représentant respectivement 16 % du réseau de transport de gaz français et 26 % des capacités de stockage nationales. L'entreprise a réalisé en 2019 un chiffre d'affaires de 500 M€ et compte environ 650 collaborateurs.

