



Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2021

ANNEXES TECHNIQUES

Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2021

ANNEXES TECHNIQUES

Le Bilan prévisionnel est établi par RTE en application de l'article L. 141-8 du Code de l'énergie.

Son élaboration fait l'objet d'une concertation auprès de toutes les parties prenantes intéressées, incluant une consultation publique sur les hypothèses, une présentation des résultats intermédiaires et une analyse collective des priorités d'études.

Il s'intègre à un programme de travail, évolutif en fonction des demandes des parties prenantes, discuté au sein des réunions de concertation organisées par RTE (Commission perspectives du système et du réseau). Les analyses présentées dans le cadre du Bilan prévisionnel peuvent, à ce titre, faire l'objet de prolongements thématiques (comme par exemple sur les imports/exports, la mobilité électrique, l'hydrogène, ou le secteur du bâtiment à l'horizon 2030-2035). Ces rapports thématiques sont publics et disponibles sur le site internet de RTE.

Le présent rapport constitue les annexes techniques du Bilan prévisionnel 2021.

SOMMAIRE

7

Introduction

15

Hypothèses de demande
d'électricité en France

129

L'offre en France

155

Hypothèses européennes

187

Le diagnostic d'équilibre offre-demande

207

L'analyse de viabilité économique

227

Les caractéristiques
d'un système électrique en transition

LES DIX PROCHAINES ANNÉES :

une transformation du mix
énergétique pour en faire un vecteur
majeur de la réduction des émissions
globales de CO₂ en France

1

LES DIX PROCHAINES ANNÉES : UNE TRANSFORMATION DU MIX ÉNERGÉTIQUE POUR EN FAIRE UN VECTEUR MAJEUR DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS GLOBALES DE CO₂ EN FRANCE

1.1 Le point de départ : la crise sanitaire a pesé sur le système électrique lors des derniers mois

La crise sanitaire qui frappe la France et le monde depuis un an a profondément touché le système électrique.

Le premier impact visible a été la chute importante de la consommation lors du confinement du printemps 2020 (-15% en quelques jours).

Mais le système électrique a surtout été fragilisé en profondeur par les conséquences du premier confinement sur les plannings de maintenance des réacteurs du parc nucléaire. Malgré les différentes optimisations réalisées depuis par EDF, les objectifs de productible annuels ont été très significativement revus à la baisse par rapport à des années standards et la disponibilité du parc nucléaire a été dégradée. Le parc a ainsi atteint des niveaux de disponibilité historiquement bas au cours de l'hiver 2020-2021, jusqu'à 3 GW en-dessous de ceux des précédents hivers.

De même, la réduction de l'activité économique a ralenti le déploiement des nouvelles installations éoliennes et solaires et rendu plus difficile encore l'atteinte des objectifs 2023 : ceux-ci apparaissent désormais hors d'atteinte pour le solaire, et dans une moindre mesure pour l'éolien terrestre.

Au-delà de la réoptimisation des arrêts sur le parc nucléaire, l'ensemble des acteurs du système électrique (pouvoirs publics, acteurs de marché et RTE)

se sont également efforcés de maximiser la disponibilité de capacités pour la période hivernale pour limiter les risques sur la sécurité d'approvisionnement : gestion prudente des stocks hydrauliques, renforcement du dispositif de soutien aux effacements, etc.

Malgré ces efforts conjoints, la configuration du parc de production ne permettait pas de respecter le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement durant l'hiver 2020-2021.

Néanmoins, aucune défaillance dans la sécurité d'approvisionnement n'a été constatée :

- ▶ les effets de la crise sanitaire ont réduit la consommation tout au long de l'hiver par rapport à une situation hors crise sanitaire ;
- ▶ le niveau d'indisponibilités fortuites sur le parc de production est resté relativement réduit ;
- ▶ les imports ont été plus fréquents que ceux observés les précédents hivers (seul l'hiver 2016-2017 avait connu davantage de situations d'imports) et ont été ponctuellement significatifs sans jamais être saturés (jusqu'à près de 10 GW début décembre et 9 GW début janvier, en accord avec les valeurs anticipées dans les études prévisionnelles, mais loin des limites techniques) ;
- ▶ les conditions climatiques sur certains jours ont conduit à une attention particulière et à l'appel citoyen à la maîtrise de la consommation (dispositif « EcoWatt »¹), mais sont restées globalement favorables.

1. <https://www.monecowatt.fr/>

1.2 Une réaffirmation des objectifs de transition énergétique dans un contexte de crise sanitaire

Les perspectives de sortie de la crise sanitaire restent encore incertaines, néanmoins les différentes décisions des pouvoirs publics français et européens prises en 2020 confirment la priorité accordée à la transition énergétique, qui est au cœur des plans de relance.

Ainsi, ont été publiés ou annoncés (i) la Stratégie nationale bas-carbone² (SNBC) et (ii) la Programmation

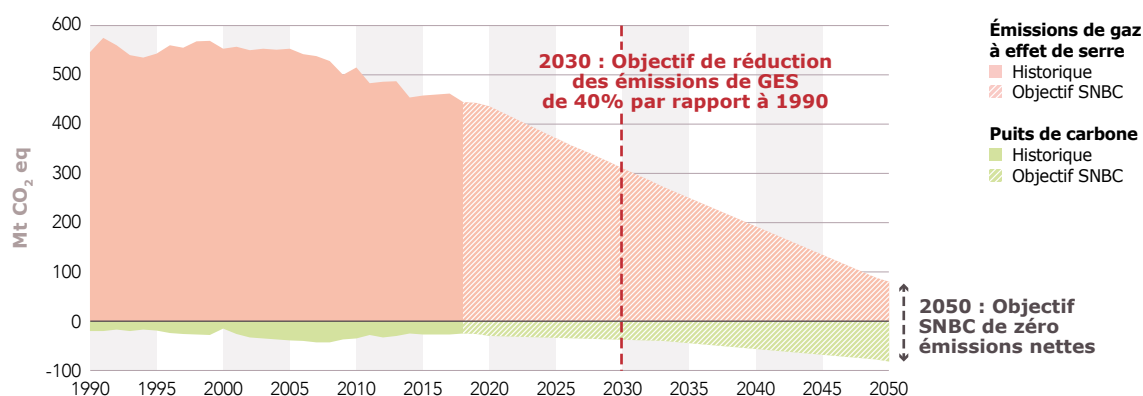
pluriannuelle de l'énergie³ (PPE) en avril, (iii) le rapport de la Convention citoyenne pour le climat en juillet, (iv) le plan France Relance et (v) la stratégie hydrogène en septembre, (vi) des objectifs de décarbonation accrus du chauffage en novembre, et (vii) en décembre le renforcement de l'objectif de l'Union européenne de décarbonation à l'horizon 2030 de -40% à -55% par rapport à 1990⁴.

1.3 Un objectif de réduction des émissions de CO₂ à l'horizon 2030 de 40% par rapport à 1990

Les engagements de la France auprès de l'Union européenne, intégrés dans la loi pour la transition écologique et la croissance verte (LTECV), et les engagements de l'accord de Paris sont une réduction d'au moins 40% par rapport à 1990 des émissions de gaz à effet de serre.

La France dispose ainsi d'objectifs très concrets sur l'évolution du mix énergétique d'ici 2023 et 2028 à travers la PPE, et à plus long terme avec l'ambition de neutralité carbone en 2050 dans la SNBC. Cela signifie que les émissions nationales de gaz à effet de serre ne devront pas dépasser les quantités

Figure 1.1 Évolution des émissions et des puits de gaz à effet de serre et objectifs (source : SNBC)



2. Décret n° 2020-457 du 21 avril 2020

3. Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020

4. La déclinaison de ce nouvel objectif aux échelles nationales n'est en revanche pas connue à ce stade. La Commission européenne prévoit d'établir des propositions législatives d'ici à juin 2021 en vue de mettre en œuvre cette nouvelle ambition.

de gaz à effet de serre absorbées sur le territoire français par les écosystèmes (forêts, prairies, sols agricoles...) et certains procédés industriels (capture et stockage ou réutilisation du carbone).

Presque la moitié du chemin a déjà été parcourue avec des émissions en France en baisse de près

de 20% (441 MtCO₂eq émises en 2019 contre 548 MtCO₂eq en 1990⁵). Une réduction supplémentaire près de 111 MtCO₂eq en seulement 10 ans est nécessaire pour atteindre l'objectif de la LTECV de baisse de 40% à 2030.

1.4 Des mesures d'efficacité énergétique et des transferts d'usages vers l'électricité pour réduire l'empreinte carbone

Les objectifs d'évolution de la consommation énergétique déclinés dans la PPE visent une forte amélioration de l'efficacité énergétique couplée à une décarbonation des vecteurs énergétiques utilisés.

Les axes mis en avant sont principalement :

- ▶ une amélioration de l'efficacité énergétique et un recours accru à l'électricité et aux énergies renouvelables dans le bâtiment (réglementation environnementale 2020 dans le neuf, élimination

des passoires thermiques dans l'existant, rénovation des bâtiments publics...)

- ▶ des mesures en faveur de l'électromobilité et de la mobilité douce ;
- ▶ la décarbonation de l'hydrogène utilisé dans l'industrie, avec l'ambition affichée dans la stratégie française pour l'hydrogène de disposer d'une capacité installée de 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030 ;
- ▶ des mesures en faveur du déploiement d'actions de décarbonation ou d'efficacité énergétique dans le secteur industriel.

1.5 Le parc de production et d'effacements en profonde mutation

Les objectifs d'évolution du parc de production et d'effacements sur la prochaine décennie sont construits autour de quatre axes déclinés dans la PPE :

- ▶ une poursuite de la réduction de la production d'électricité à partir d'énergie fossile avec la fermeture des derniers groupes au charbon d'ici fin 2022 et l'interdiction de toute nouvelle grande installation thermique fossile (hors cycle combiné au gaz de Landvisiau, décidé avant la PPE) ;
- ▶ une réduction de la part du nucléaire dans le mix : les deux réacteurs de Fessenheim sont désormais à l'arrêt, et la PPE cible 50% de production d'origine nucléaire dans le mix électrique

ce qui conduit à l'arrêt de 12 autres réacteurs nucléaires d'ici à 2035 ;

- ▶ des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables, avec notamment à l'horizon 2028 des cibles de doublement de la capacité installée actuelle de la filière éolienne (autour de 34 GW), de quadruplement de la capacité photovoltaïque (autour de 40 GW), et d'un parc offshore de 5,2 à 6,2 GW ;
- ▶ le développement important de la capacité des effacements de consommation, avec un objectif de 6,5 GW mobilisables à l'horizon 2028.

5. <https://www.citepa.org/fr/donnees-emissions/>

1.6 Une scénarisation articulée autour de la PPE et de la SNBC

Dans ce contexte, les scénarios et variantes du Bilan prévisionnel sont bien articulés autour de la PPE et de la SNBC adoptées en avril 2020, et intègrent les réglementations et incitations récemment mises en place à l'échelle nationale et européenne.

Le scénario de référence du Bilan prévisionnel est un scénario de relance progressive et d'atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon. Il est caractérisé dans un premier temps par un ralentissement de l'activité en 2020 suivi d'un retour progressif à la normale sur l'horizon 2021-2025. Dit autrement, la crise sanitaire actuelle retarde certaines des actions et mesures engagées (chantiers, appels d'offres...) mais ne remet pas profondément en cause les objectifs publics en matière de production et de consommation d'électricité (transferts d'usages pour la décarbonation des usages énergétiques et efficacité énergétique). Enfin, la fin d'horizon est basée sur l'atteinte de l'ensemble des objectifs de la SNBC et de la PPE pour 2028.

Pour l'horizon 2030, un second scénario prévoyant une atteinte partielle des objectifs est également analysé. Ce scénario implique que l'inflexion sur le rythme de développement des énergies

renouvelables, des effacements, des actions d'efficacité énergétique et de transferts d'usage se produit, mais qu'il ne suffit pas à atteindre intégralement les objectifs de la PPE et de la SNBC.

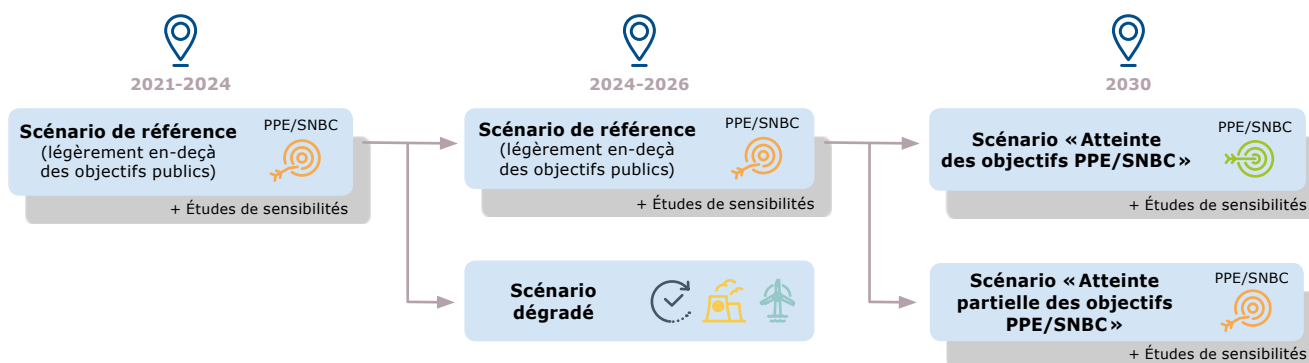
Des études de sensibilité accompagnent chacun des scénarios. Notamment, une configuration prévoyant des retards de mise en service sur les énergies renouvelables et de moindre disponibilité du nucléaire est utilisée pour la période 2024-2026.

Les hypothèses associées à ces différents scénarios sont récapitulées à la fin du présent rapport.

Ce contexte général fait apparaître trois périodes distinctes sur la décennie à venir :

- ▶ la période 2021-2024 qui reste sous vigilance en termes de sécurité d'approvisionnement ;
- ▶ un regain de marges pour le système électrique aux alentours de 2025, facilitant la décarbonation associée aux transferts d'usages ;
- ▶ une accélération de la transformation du mix énergétique en fin de décennie, au service de la décarbonation de secteurs économiques dont les besoins énergétiques étaient jusque-là couverts par des énergies fossiles.

Figure 1.2 Scénarios envisagés dans le Bilan prévisionnel 2021



SYNTHÈSE DES HYPOTHÈSES

Évolution des hypothèses du Bilan prévisionnel 2021



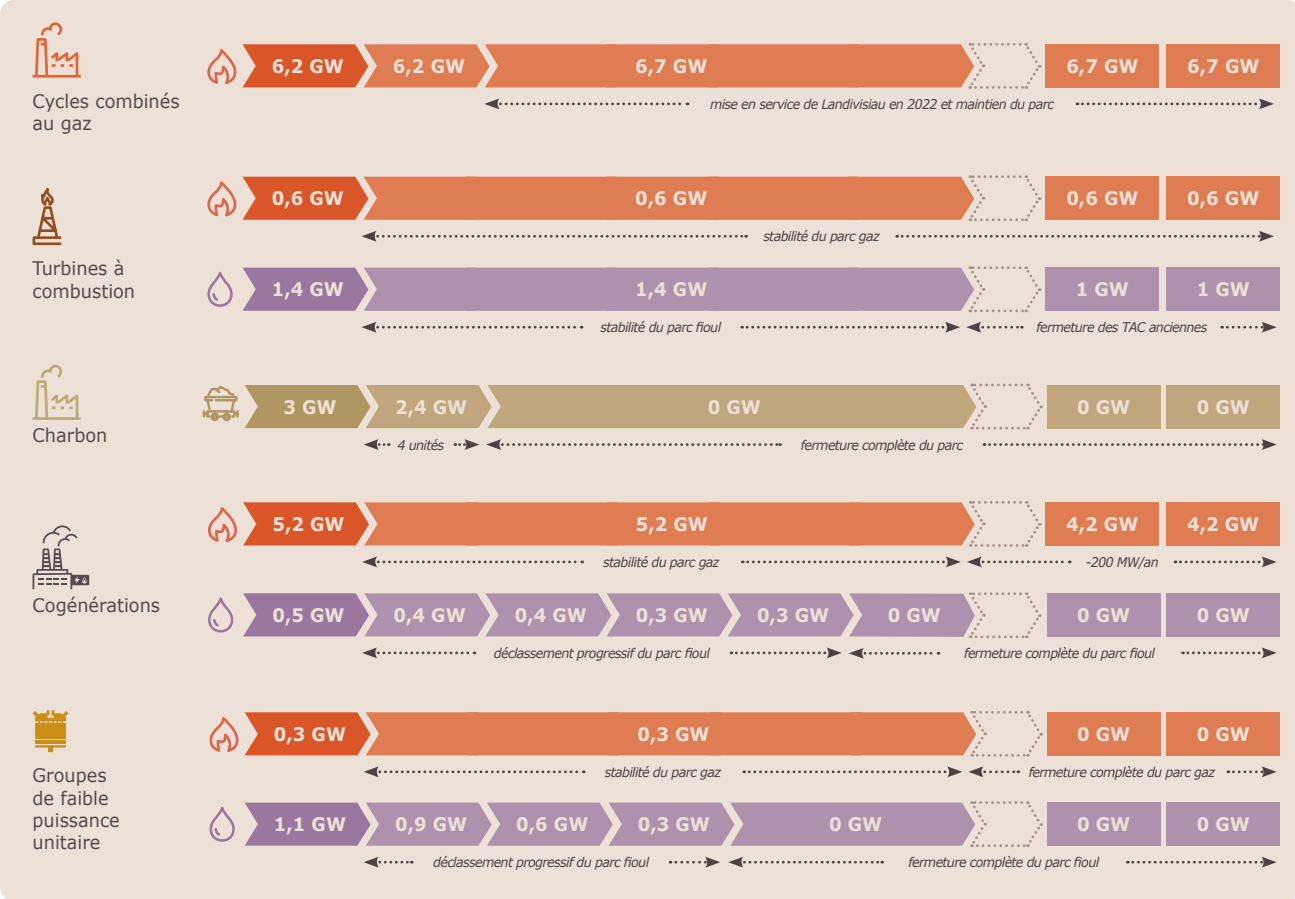
* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

Évolution des hypothèses du Bilan prévisionnel 2021

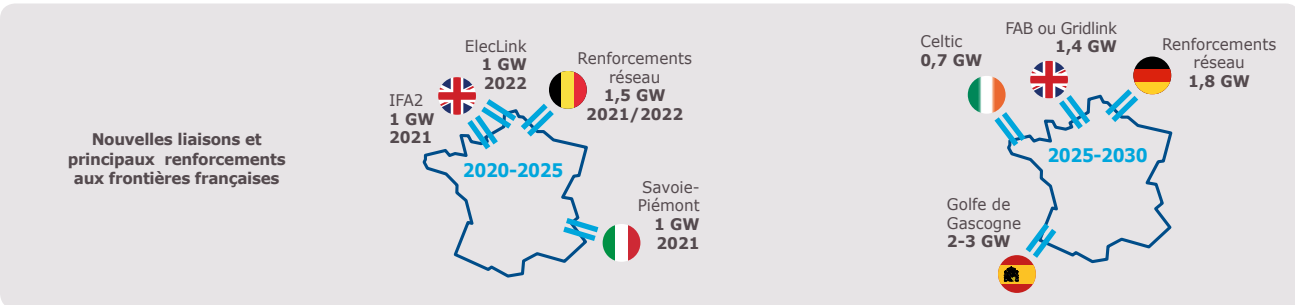
Scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC» Scénario «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC»



Thermique fossile



Interconnexions



Pays européens

17 pays européens modélisés

entsoe
Reliable Sustainable Connected

Hypothèses issues des études européennes

Une modélisation basée sur le **Mid-Term Adequacy Forecast 2020** pour les hypothèses :

- ▶ d'évolution de la **consommation**
- ▶ d'évolution des parcs **thermiques** et **renouvelables**
- ▶ de modélisation de l'**hydraulique**
- ▶ de capacités des **interconnexions** hors frontières françaises

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

HYPOTHÈSES DE DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

2

HYPOTHÈSES DE DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

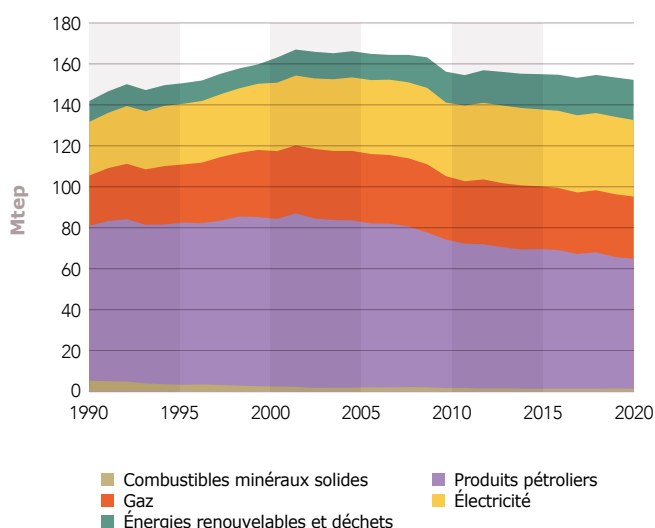
2.1 Un ralentissement progressif de la demande d'électricité

Après des décennies de croissance quasi continue, la consommation finale d'énergie en France s'est infléchiée et s'oriente à la baisse depuis une quinzaine d'années (*cf.* figure 2.1), sous l'effet notamment des politiques d'amélioration de l'efficacité énergétique. Le contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à l'horizon 2050, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC)⁶, est de nature à catalyser plus encore cette tendance.

L'électricité constitue un vecteur énergétique privilégié pour tendre vers l'objectif de neutralité carbone, au regard de son mix de production peu émetteur : son rôle pour atteindre les objectifs de politique énergétique à l'horizon 2050 est très largement mis en avant dans la trajectoire «avec mesures supplémentaires» (AMS) de la SNBC. Au cours des décennies passées, sa part dans la consommation finale d'énergie n'a cessé de croître pour couvrir actuellement un quart environ des besoins énergétiques, contre 14% environ au début des années 1980. L'augmentation de la part de l'électricité dans la consommation énergétique s'explique essentiellement par d'importants transferts d'usage (essor d'usages thermiques de l'électricité – chauffage, production d'eau chaude sanitaire, procédés industriels électriques, etc.) et l'évolution des modes de vie et des technologies (essor des technologies de l'information et de la communication notamment).

Malgré la croissance de son poids relatif dans la demande énergétique finale, la consommation intérieure d'électricité⁷ corrigée des aléas climatiques (*cf.* encadré p.25) est entrée dans une phase de relative stabilité – voire de très légère baisse – depuis le début des années 2010. Cette tendance s'inscrit dans la continuité du ralentissement progressif de la croissance de la demande observé depuis plusieurs décennies : le taux de croissance annuel moyen par décennie, de 7% à 8% dans les années 1950 et 1960, s'est progressivement réduit pour s'établir à un niveau nul depuis 2010. L'année 2019 a d'ailleurs été marquée par une légère baisse de la demande

Figure 2.1 Consommation finale d'énergie – France métropolitaine



6. Cf. partie 2.3

7. La consommation électrique considérée dans ce document concerne la France continentale, en incluant les pertes de transport et de distribution mais en excluant les consommations de pompage des stations de transfert d'énergie par pompage et celles des auxiliaires des centrales de production.

Figure 2.2 Historique long de la consommation d'électricité et taux de croissance annuels moyens par décennie hors activité d'enrichissement d'uranium

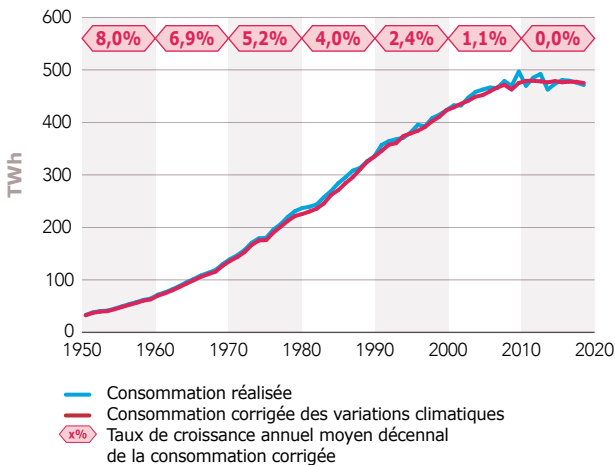
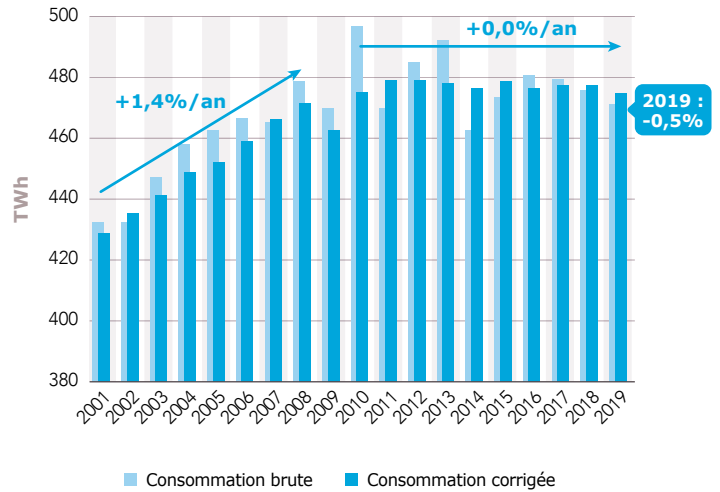


Figure 2.3 Consommation d'électricité hors activité d'enrichissement d'uranium

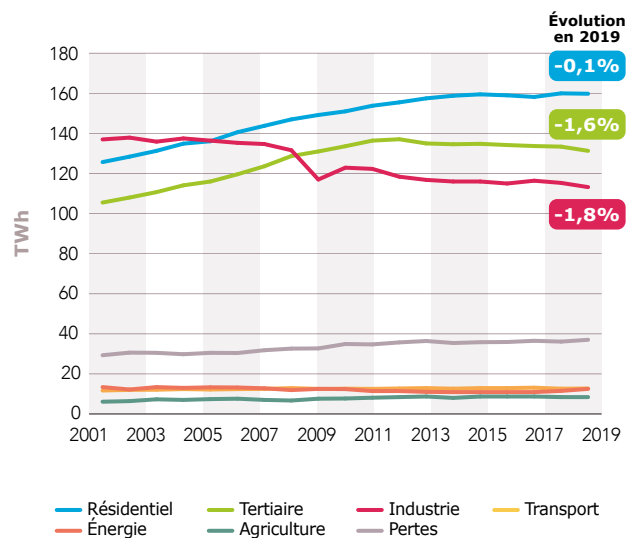


d'électricité (-0,5% par rapport à 2018 en données corrigées) qui a concerné l'ensemble des grands secteurs de consommation (cf. figures 2.2 et 2.3).

De très nombreux facteurs, de natures très diverses (démographique, économique, sociologique, technologique, réglementaire, etc.) ont conduit à cette évolution de la consommation d'électricité. Parmi ceux-ci, certains expliquent l'essentiel de ce ralentissement structurel de la croissance de la demande :

- ▶ une diffusion et un renforcement des actions d'efficacité énergétique au sein des bâtiments et sur les performances des équipements générant une baisse de consommation pour satisfaire la même utilisation ;
- ▶ un ralentissement tendanciel de la croissance économique et de la croissance démographique depuis plusieurs décennies ;
- ▶ une évolution structurelle de l'activité économique qui tend à se tertiariser, les services étant moins consommateurs d'électricité que le secteur industriel à niveau de production équivalent⁸.

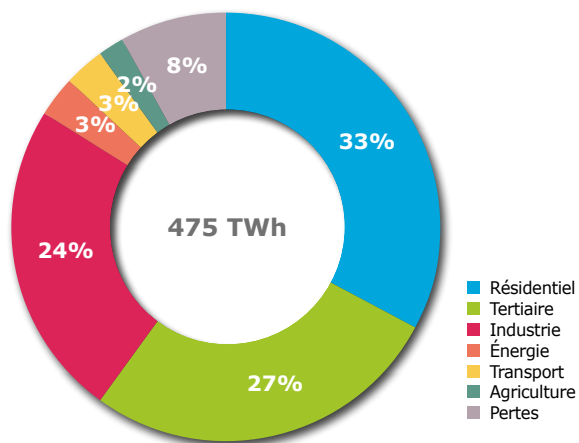
Figure 2.4 Évolution de la répartition des principaux secteurs dans la consommation d'électricité hors activité d'enrichissement d'uranium⁹



8. La production d'une unité de valeur ajoutée nécessite quatre à cinq fois moins d'électricité dans le tertiaire que dans l'industrie.

9. Le secteur de l'énergie recouvre toutes les entreprises dont l'activité fait partie des classes de la Nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie (NCE) allant de 01 à 09, à savoir : la production de combustibles minéraux solides ; la cokéfaction ; l'extraction d'hydrocarbures ; le raffinage de pétrole ; la production, le transport et la distribution d'électricité ; la production et la distribution de gaz ; la production et la distribution d'eau ; le chauffage urbain ; la production et la transformation de matières fissiles et fertiles. L'historique de ce secteur est corrigé de la consommation pour l'enrichissement d'uranium en raison de changement de procédé (achevé en 2012) qui s'est traduit par une forte réduction de la consommation électrique (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation).

Figure 2.5 Répartition par grands secteurs de la consommation d'électricité en 2019 – corrigée des variations climatiques ; hors enrichissement d'uranium



Cette évolution d'ensemble de la consommation intérieure d'électricité masque des dynamiques sectorielles contrastées. Ainsi, l'industrie, qui était le secteur le plus consommateur d'électricité au début des années 2000, a connu une baisse quasi continue depuis, et a été dépassée par les secteurs résidentiel puis tertiaire, très dynamiques sur la même période. Ce dynamisme de la demande électrique du secteur du bâtiment s'est toutefois infléchi ces dernières années : la demande électrique des ménages semble se stabiliser depuis 2015, celle du secteur tertiaire s'inscrit même en très légère baisse depuis 2012 (cf. figure 2.4).

Ces évolutions structurelles de la consommation électrique se traduisent aujourd'hui par un poids prépondérant du secteur résidentiel (un tiers de la consommation intérieure), les secteurs tertiaire et industriel représentant pour leur part respectivement 27% et 24% de la demande électrique.

2.2 La crise sanitaire a affecté profondément la consommation électrique en 2020

Le confinement a eu un effet immédiat et direct sur la consommation d'électricité

La crise sanitaire liée à l'épidémie de COVID-19, qui s'est propagée à l'échelle mondiale depuis le début de l'année 2020, a eu un impact majeur et immédiat sur la consommation d'électricité en France, dès que les mesures de confinement ont été adoptées.

Ainsi, dès les premiers jours de confinement, une baisse importante de la consommation a été enregistrée.

Au plus fort de la crise (deuxième et troisième semaines de confinement), les mesures de confinement ont pu entraîner un impact sur la consommation d'électricité supérieur à 15%, toutes choses étant égales par ailleurs (consommation à conditions météorologiques équivalentes). Cet impact s'est par la suite réduit sur les semaines suivantes, du fait d'une reprise partielle de l'activité, notamment dans le secteur industriel. À fin avril, l'impact estimé sur la consommation d'électricité nationale n'était plus que de l'ordre de 10%.

À partir de juin et durant l'été, la consommation a retrouvé un niveau plus proche de la normale du fait, dans un premier temps, du déconfinement et du redémarrage de l'activité économique puis, dans un second temps, de la période des congés au cours de laquelle l'activité des entreprises est habituellement plus faible (l'impact de la crise sanitaire pèse donc moins sur la consommation électrique).

Le renforcement des mesures sanitaires fin octobre et le second confinement qui a suivi peu après ont entraîné une nouvelle diminution de la consommation, mais beaucoup plus modérée qu'au printemps, du fait des modalités allégées par rapport au premier confinement. La consommation s'est alors inscrite en retrait de 5% environ par rapport à son niveau nominal (*cf.* figure 2.6).

Au global, sur l'ensemble de l'année 2020, la consommation intérieure d'électricité, corrigée des aléas climatiques (et du 29 février), s'est contractée de 3,5% par rapport à l'année 2019.

Figure 2.6 Impact de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité en France (données corrigées du climat)

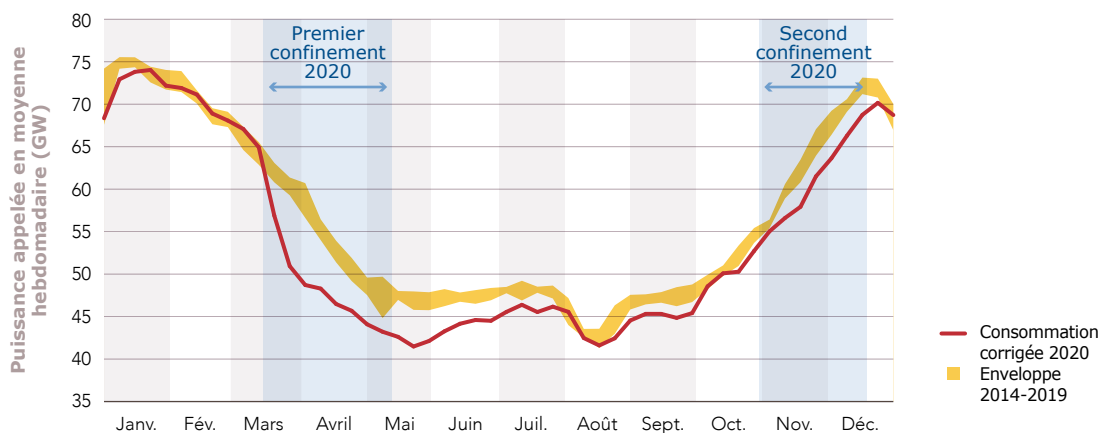


Figure 2.7 Évolution de la consommation électrique des sites industriels de construction automobile raccordés au réseau de transport

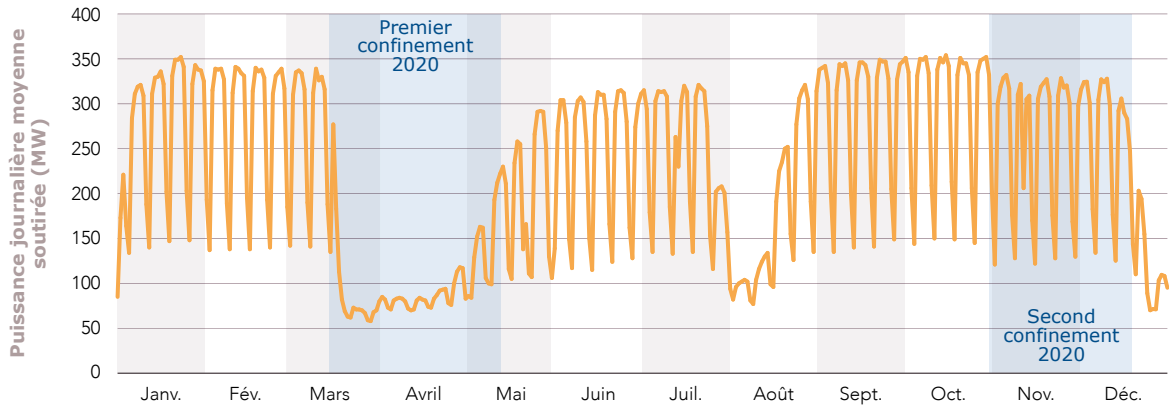


Figure 2.8 Évolution de la consommation électrique des sites industriels de sidérurgie raccordés au réseau de transport

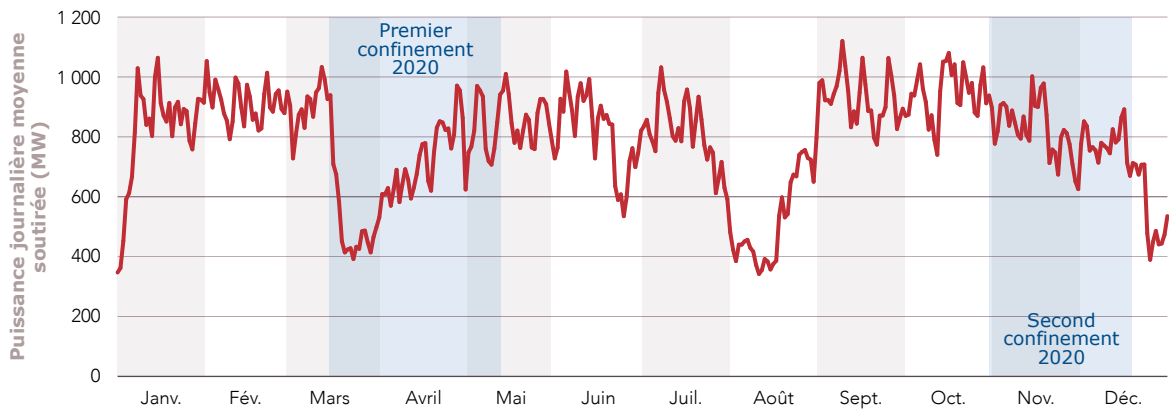
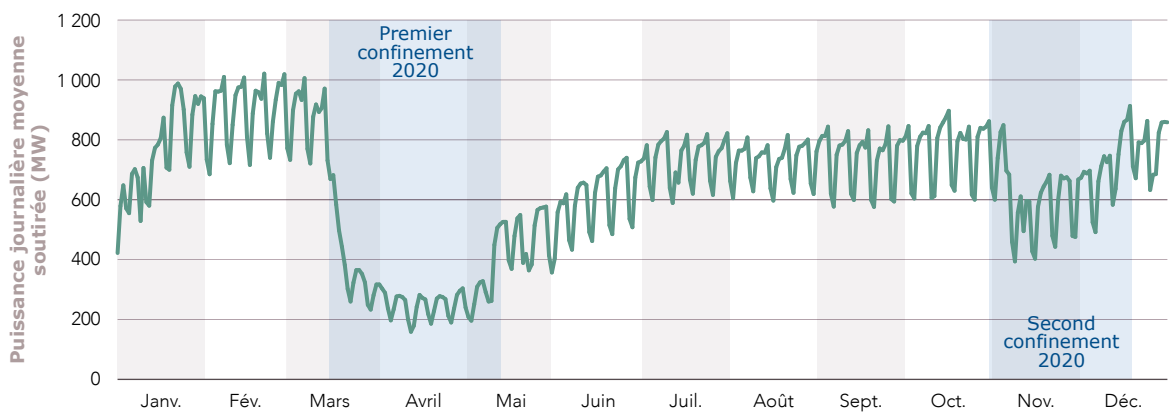


Figure 2.9 Évolution de la consommation électrique du transport ferroviaire raccordé au réseau de transport



Cette évolution d'ensemble masque toutefois des évolutions sectorielles contrastées.

Les premiers éléments d'analyse publiés par RTE dès le mois d'avril¹⁰, complétés par des premières analyses sur l'approvisionnement en électricité durant l'hiver 2020-2021¹¹, ont montré que les secteurs les plus touchés étaient la grande industrie, notamment l'automobile, la sidérurgie et les matériaux, et les transports ferroviaires (cf. figures 2.7, 2.8 et 2.9). *A contrario*, la consommation du secteur résidentiel a légèrement augmenté durant le confinement, du fait d'une présence plus importante à domicile.

Au global, une baisse de la consommation intérieure de 3,5% en 2020

La consommation intérieure d'électricité en 2020 a été de 458,6 TWh à l'échelle de la France continentale, soit une baisse de 3,5% entre 2019 et 2020.

À titre de comparaison, même si ces deux crises sont de natures très différentes, la baisse de consommation n'avait été que de 1,6% en 2009 après la crise des *subprimes*. La baisse de consommation enregistrée sur l'année 2020 est donc sans équivalent depuis l'après-guerre.

10. « L'impact de la crise sanitaire (COVID-19) sur le fonctionnement du système électrique » – <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/Impacts%20de%20la%20crise%20sanitaire%20COVID-19%20sur%20le%20syst%C3%A8me%20%C3%A9lectrique.pdf>

11. « Répercussions de la crise sanitaire sur l'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2020-2021 » (juin 2020) https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/Analyse_preliminaire_hiver_2020-2021_-_VFinale-pdf.pdf
« Réactualisation des perspectives sur l'hiver 2020-2021 dans le contexte de la crise sanitaire » (septembre 2020) https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-09/Analyse-securite-approvisionnement-hiver_sept2020.pdf

2.3 Cadrage des trajectoires de consommation

Un contexte de transition énergétique visant la neutralité carbone de la France en 2050

Le présent Bilan prévisionnel s'inscrit dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à l'horizon 2050, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

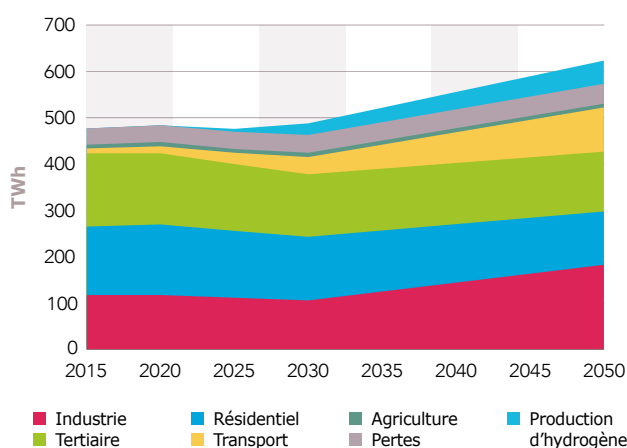
La **Stratégie nationale bas carbone (SNBC)** est une feuille de route pour la France portant sur l'ensemble des filières énergétiques et visant à une économie bas carbone, conformément aux objectifs européens et internationaux (paquet énergie-climat européen, accord international de Paris à la COP21, etc.). La dernière révision, en date de janvier 2020, a pour objectif d'atteindre la neutralité carbone de la France en 2050 et fournit les grandes lignes en matière de transformation de la mobilité, des bâtiments, de l'industrie, de l'agriculture, etc. L'atteinte

de l'objectif passe notamment par une importante électrification des usages (mobilité, chauffage, production d'hydrogène...) assortie d'une décarbonation complète de la production électrique.

La **Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)** est une déclinaison opérationnelle de la Stratégie nationale bas carbone pour le secteur de l'énergie et fixe la trajectoire énergétique de la France pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Elle est donc définie en cohérence avec la SNBC. En particulier, les hypothèses de demande sont communes aux deux exercices.

Si la consommation globale d'énergie est appelée à décroître pour atteindre la neutralité carbone en 2050, la consommation d'électricité devrait en revanche, selon la trajectoire AMS (avec mesures supplémentaires) de la SNBC, croître fortement, avec notamment une électrification forte de l'industrie, la poursuite du développement de l'électromobilité et le développement d'une filière de production d'hydrogène par électrolyse (cf. figure 2.10).

Figure 2.10 Trajectoire AMS de la SNBC pour la consommation d'électricité en France



Des incertitudes à court et moyen terme liées à la crise sanitaire

Alors que le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 s'appuyait sur une hypothèse exogène de stabilité de la consommation d'ici à 2025¹², la contraction importante de la consommation intérieure d'électricité en 2020 (de 3,5%) liée à la crise sanitaire et économique induit de fortes incertitudes sur l'ensemble de l'horizon d'étude.

En effet, face à tel un événement dont les effets sont d'une ampleur inédite à ce jour, il est particulièrement délicat de projeter des dynamiques de sortie de crise, dont les ressorts demeurent empreints d'une très grande incertitude, notamment sur le

12. Cette hypothèse simplificatrice, complétée de plusieurs variantes, était pertinente pour une analyse de risque sur un horizon de cinq ans. Dans le présent exercice, l'horizon plus lointain (2030) est de nature à laisser apparaître des évolutions en niveau et en structure de la consommation et exige donc une approche analytique détaillée, présentée dans ce rapport.

contrôle relatif ou non de l'épidémie en Europe de l'Ouest dans les prochains mois.

L'activité économique de la France devrait rester affectée plusieurs mois ou années par les conséquences économiques de cette crise sanitaire. La rapidité de la reprise de l'activité économique sera soumise à des contraintes d'offre (problèmes d'approvisionnement, reprise progressive selon les secteurs, etc.) et de demande (baisse probable du revenu des ménages et des entreprises, climat d'incertitude, etc.), ce qui rend particulièrement délicat la prévision de l'ampleur et de la dynamique de la reprise.

Ce profil de sortie de crise va avoir un impact de premier ordre sur celui de l'évolution de la consommation d'électricité, tant il est vrai que les fluctuations conjoncturelles de l'activité économique demeurent le principal facteur d'incertitude sur un horizon de court et moyen terme.

À date, après la baisse du PIB de 9,3% enregistrée en 2020, le consensus des économistes envisage un rebond de 5,5% en 2021. Il s'agit là d'une valeur médiane sur un panel d'une vingtaine de prévisions, présentant des écarts assez élevés (80% des prévisions se situent dans une fourchette allant de 4,1% à 6,6%).

Le retour à un niveau d'activité économique équivalent à celui d'avant-crise ne devrait donc pas être immédiat. Plusieurs contributions de parties prenantes vont dans ce sens et estiment que cela ne devrait pas intervenir avant 2022 ou 2023.

De plus, le plan de relance économique de 100 milliards d'euros, cohérent en termes d'orientations avec la SNBC, est de nature à affecter la consommation d'électricité.

Parmi les mesures annoncées, on peut notamment mettre en avant celles directement liées à la transition énergétique :

- ▶ 6,7 milliards d'euros consacrés à la rénovation énergétique des bâtiments (dispositifs d'aide pour les particuliers, rénovation annoncée du parc de bâtiments publics, programme de rénovation des logements sociaux, aide aux petites entreprises pour la rénovation de leurs locaux) ;
- ▶ 1,2 milliard d'euros d'aide aux entreprises industrielles pour réduire les émissions de CO₂ ;

- ▶ 1,2 milliard d'euros consacrés au développement de la mobilité douce et des transports collectifs ;
- ▶ 4,7 milliards d'euros de soutien du secteur ferroviaire ;
- ▶ 7 milliards d'euros mobilisés d'ici 2030 pour le développement de l'hydrogène vert, dont 2 milliards d'euros dès 2021-2022.

En outre, d'autres mesures visent à soutenir la production des entreprises et à redynamiser le tissu industriel français.

Des trajectoires contrastées pour couvrir le spectre des incertitudes

Pour couvrir au mieux le spectre de ces incertitudes, quatre trajectoires de consommation contrastées ont été élaborées :

- ▶ Un scénario d'« **Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon** » table sur une reprise progressive de l'activité productrice de l'industrie et des services, renforcée notamment par un besoin de reconstitution des stocks dans certains secteurs. Soutenus par le plan de relance et, plus généralement, les politiques publiques, les investissements dans l'efficacité énergétique (rénovation thermique des bâtiments) et l'électrification de l'économie (bâtiments, mobilité, hydrogène, etc.) démarrent une inflexion haussière, qui permet l'atteinte des objectifs de la PPE en fin d'horizon, malgré un retard sur les premières années.
- ▶ Un scénario d'« **Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC** » repose sur le même contexte démographique et économique que la trajectoire « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon », mais en supposant un rythme d'investissements dans l'efficacité énergétique et dans les transferts d'usage certes soutenu, mais ne permettant toutefois pas d'atteindre entièrement les objectifs de la PPE.
- ▶ Une **trajectoire basse** suppose un contexte macroéconomique moins porteur, avec en corollaire un léger recul de l'activité industrielle. Dans un tel contexte peu propice aux investissements, les actions en faveur de l'efficacité énergétique et de l'électrification des usages demeurent limitées, et ne permettent pas l'atteinte des objectifs de la PPE. En outre, dans ce contexte dégradé, la pression sur le revenu des ménages est de nature à induire

des phénomènes de sous-consommation sur les usages arbitrables, notamment le chauffage. Ce contexte se traduit par une évolution baissière de la consommation à l'horizon 2030.

- Une **trajectoire haute** vise, dans le cadre de l'analyse de risque à moyen terme, à décrire une évolution haute de la consommation intérieure d'électricité pouvant faire office de *stress test*. Cette trajectoire suppose un rebond plus marqué de l'activité économique,

un développement élevé de l'électrification des usages (essor des véhicules électriques notamment), mais une amélioration de l'efficacité énergétique moindre que dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon ».

Le tableau ci-après résume les orientations proposées pour les trajectoires de demande sur les principaux déterminants.

Figure 2.11 Principales caractéristiques des trajectoires de consommation du Bilan prévisionnel 2021

		2019	2030			
			Scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC »	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Consommation 	Consommation (en TWh)	475	498	484	458	524
	Cadrage socioéconomique 	PIB (TCAM 2021-2030) Population (France métropolitaine)	+1,5 % 64,8 millions	+1,4 % 67,2 millions	+1,4 % 67,2 millions	+0,9 % 67,2 millions
Efficacité énergétique 	Rénovations dans le résidentiel (moyenne sur dix ans)	400000 par an	660000 par an	460000 par an	410000 par an	460000 par an
	Gains d'une rénovation dans le résidentiel (moyenne sur dix ans)	30%	50%	45%	40%	45%
	Pompes à chaleur dans les logements existants (moyenne sur dix ans)	+40000 par an	+160000 par an	+80000 par an	+45000 par an	+80000 par an
	Rénovations dans le tertiaire (moyenne sur dix ans)	1,5% du parc par an	3,0% du parc par an	2,3% du parc par an	1,5% du parc par an	2,3% du parc par an
	Gains d'une rénovation dans le tertiaire (moyenne sur dix ans)	15%	35%	25%	20%	25%
Nouveaux usages et électrification 	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel (moyenne sur dix ans)	50000 par an	130000 par an	90000 par an	50000 par an	130000 par an
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire (moyenne sur dix ans)	2,5 Mm ² par an	7,4 Mm ² par an	5,2 Mm ² par an	3,1 Mm ² par an	7,4 Mm ² par an
	Nombre de véhicules (y compris véhicules hybrides rechargeables)	0,3 millions	7,1 millions	5,4 millions	5,4 millions	7,1 millions
	Consommation électrique pour la production d'hydrogène	-	25 TWh	10 TWh	5 TWh	25 TWh
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 sur l'ECS et la cuisson	-	6,2 TWh	3,9 TWh	2,5 TWh	6,2 TWh
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	6,4 TWh	4,4 TWh	2,0 TWh	6,7 TWh

Une approche analytique pour établir les prévisions en énergie, inscrite dans une démarche de large concertation

Pour apprécier les perspectives présentées sur l'évolution de la consommation, les analyses portent sur une demande électrique corrigée des aléas. Ceci permet de mettre l'accent sur les évolutions structurelles en faisant reposer la comparaison sur un périmètre et des conditions homogènes.

La consommation pouvant fluctuer fortement selon les conditions climatiques hivernales et – dans une moindre mesure – estivales, une correction climatique est nécessaire. Celle-ci s'appuie sur une analyse statistique des appels de consommation et des températures réalisées au pas horaire. Elle permet d'estimer quelle aurait été la consommation à conditions climatiques de référence. Les températures de référence sont établies par Météo-France. Basées sur les températures horaires moyennes observées pour chaque jour de l'année au cours des trois dernières décennies, elles sont redressées de la dérive climatique pour être représentatives du climat de la décennie en cours.

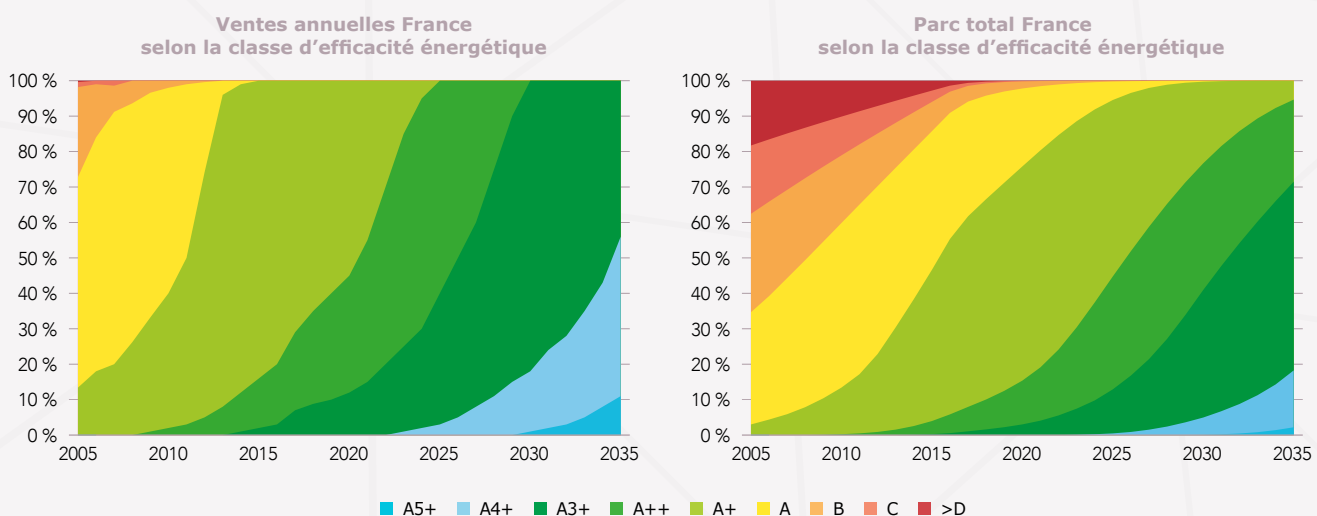
La démarche retenue pour les prévisions de consommation en énergie annuelle est une approche analytique par empilement (ou «*bottom-up*»). Elle consiste à découper la consommation d'électricité en secteurs d'activité. Chaque secteur est décomposé

en branches ou usages. La consommation d'énergie de ces branches ou usages est estimée par le produit de variables «*extensives*» (quantités produites, surfaces chauffées, taux d'équipement par logement, etc.) et «*intensives*» (consommations unitaires par unité produite, par m², par logement, etc.). Les consommations ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour chaque secteur.

La diffusion du progrès technique est simulée dans les prévisions au travers de modèles de parc, qui permettent une représentation réaliste et crédible de la dynamique de pénétration des matériels performants (cf. exemple en figure 2.12).

Les hypothèses d'évolution de ces variables sont basées sur une veille technologique et réglementaire, des études externes ou commanditées par RTE. Elles s'appuient également, depuis plusieurs mois, sur un groupe de travail méthodologique (installé à l'issue de la réunion plénière de la Commission «*Perspectives système et réseau*» du 28 septembre 2018) consacré à l'élaboration des trajectoires de consommation, dont les conclusions ont permis d'élaborer les hypothèses granulaires utilisées dans le présent exercice du Bilan prévisionnel.

Figure 2.12 Modèle de diffusion du progrès technique – exemple des réfrigérateurs



2.4 La poursuite des efforts d'efficacité énergétique compense les effets de l'électrification et tend à orienter à la baisse la consommation du secteur résidentiel

Consommation d'électricité du secteur résidentiel en 2019

Le secteur résidentiel a représenté en 2019 une consommation d'électricité de 159,8 TWh, soit un peu moins de 34% de la demande intérieure d'électricité en France continentale.

Figure 2.13 Répartition par usages de la consommation du secteur résidentiel en 2019

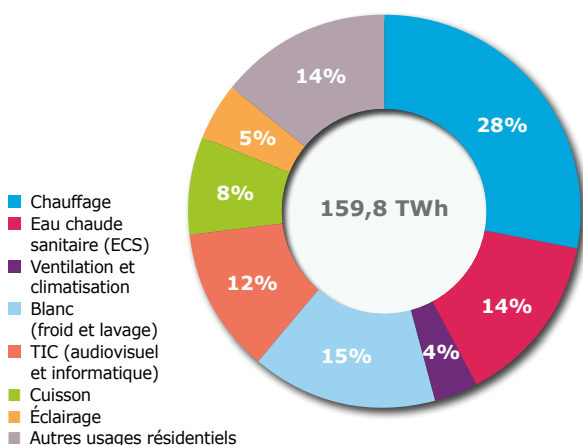
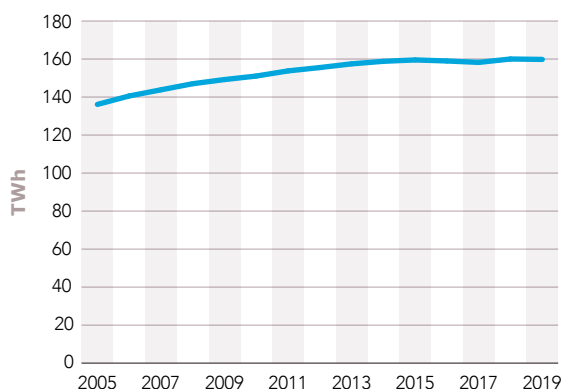


Figure 2.14 Évolution de la demande d'électricité dans le secteur résidentiel depuis 2005



La consommation résidentielle a connu une forte croissance dans les années 2000 portée par la croissance démographique, un développement dynamique des solutions électriques pour le chauffage ainsi que la numérisation et l'informatisation au sein des foyers. Cette croissance a pourtant ralenti ces dernières années et, après une hausse annuelle moyenne de 1,7% sur la période 2005-2014, la consommation résidentielle s'est relativement stabilisée et suit une évolution annuelle moyenne de +0,1% sur la période 2014-2019. Cette inflexion s'explique en partie par la réglementation thermique 2012 qui a entraîné une baisse de la part de l'électricité pour le chauffage dans la construction neuve, mais aussi par l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, la fin des écrans cathodiques, l'avènement de la télévision numérique ou l'essor de l'éclairage LED notamment.

Les progrès continus d'efficacité énergétique sur les appareils électriques conduisent à une baisse de la consommation. Par ailleurs, la consommation des usages thermiques se stabilise grâce aux efforts de rénovation portant sur l'isolation des logements ainsi qu'au développement de solutions électriques performantes comme les pompes à chaleur (PAC) et les chauffe-eau thermodynamiques (CET).

Les principaux déterminants de l'évolution de la consommation résidentielle sont :

- ▶ la **croissance démographique** ;
- ▶ l'évolution du **parc de logements** et le recours au vecteur électrique pour les usages thermiques ;
- ▶ la diffusion du **progrès technique** et de l'**efficacité énergétique** sur les équipements domestiques (électroménager, audiovisuel, informatique, cuisson et éclairage) et les usages thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation et ventilation).

Plus particulièrement, dans le cas des usages thermiques, l'isolation du bâti, les évolutions du parc chauffé selon les énergies, la performance des solutions utilisées peuvent également faire varier sensiblement la consommation d'un logement à l'autre.

Chauffage

Après correction de l'aléa climatique, le chauffage électrique a représenté en 2019 une consommation de 45,1 TWh, soit 28% de la consommation du secteur résidentiel.

Sous l'effet de l'électrification du parc, la consommation de chauffage a été en forte croissance jusqu'au début des années 2010, avec un taux de croissance annuel moyen de 3,2% par an entre 2005 et 2012. L'instauration de la réglementation thermique 2012 – avec en corollaire une baisse de la part de marché des solutions électriques dans la construction neuve – et l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments se sont traduites par un fort ralentissement de la croissance de la consommation de chauffage, avec une évolution moyenne de l'ordre de 0,8% par an entre 2012 et 2019.

Avec le développement massif du chauffage électrique, depuis la fin des années 1970, et son regain de dynamisme dans les années 2000, la part des foyers chauffés à l'électricité (y compris biénergie) atteint aujourd'hui un peu plus de 39%, avec une disparité entre les maisons et les appartements avec respectivement 43% et 33% chauffés à l'électricité.

Les évolutions du parc de logements déterminent la consommation future du chauffage électrique dont les principaux facteurs sont :

- ▶ l'évolution du **nombre de logements** à travers le besoin de construction neuve lié à la croissance démographique et la désaffectation de logements anciens ;
- ▶ l'**électrification** du chauffage dans l'existant en remplacement d'une solution combustible et dans la construction neuve ;
- ▶ l'évolution de la part des **pompes à chaleur** dans les logements chauffés à l'électricité ;
- ▶ les efforts consacrés aux travaux de **rénovation** d'isolation du parc de logements existants ;
- ▶ l'évolution des exigences de la **réglementation thermique** dans le neuf.

Dans la construction neuve, les réglementations thermiques successives ont imposé l'installation de solutions performantes et l'amélioration des performances thermiques des bâtiments (isolation, orientation...), réduisant ainsi les besoins des usages thermiques, en particulier le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS).

Pour satisfaire aux exigences de la réglementation thermique 2012, les pompes à chaleur sont désormais privilégiées lorsque la solution électrique est choisie dans le neuf car leur rendement est bien supérieur à un chauffage à effet Joule (convecteurs électriques) et permet de respecter les seuils d'énergie primaire fixés par la réglementation.

La nouvelle réglementation environnementale, la RE2020, qui a été présentée initialement en novembre 2020 puis modifiée en février 2021¹³ suite aux avis des professionnels de la filière bâtiment et du Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique, devrait entrer en application le 1^{er} janvier 2022 dans les bâtiments résidentiels. Elle prendra en compte des contraintes environnementales, en particulier sur les émissions de CO₂, avec un plafond à 4 kgCO₂/m²/an pour les maisons individuelles construites à partir de 2022¹⁴, et de 14 kgCO₂/m²/an pour les logements collectifs en 2022, seuil qui sera abaissé à 6,5 kgCO₂/m²/an en 2025.

Ces seuils correspondent quasiment à une interdiction des sources fossiles de chauffage dans la construction neuve et pourraient ainsi contribuer à renforcer, à l'avenir, la part de marché des solutions électriques pour le chauffage. Les annonces de février apportent un léger aménagement concernant la filière gaz, visant à ne pas exclure le biométhane des logements neufs.

Cette nouvelle réglementation augmentera également les exigences sur la qualité de l'isolation du bâti, avec une réduction du Bbio¹⁵ maximal, indicateur qui caractérise les besoins thermiques intrinsèques d'un logement, de 30% en moyenne.

13. <https://www.ecologie.gouv.fr/construction-durable-barbara-pompili-et-emmanuelle-wargon-detaillent-conditions-dentree-en-vigueur>
Dossier de presse du Ministère de la transition écologique, actualisé au 18 février 2021 : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021.02.18_DP_RE2020_EcoConstruire_0.pdf

14. À titre de comparaison, une maison construite après 1999 et chauffée au gaz consommait en moyenne 75 kWh/m² de gaz pour le chauffage en 2019 (source CEREN), soit un équivalent CO₂ pour le chauffage seul de 17 kgCO₂/m²/an.

15. Le besoin bioclimatique conventionnel en énergie d'un bâtiment pour le chauffage, le refroidissement et l'éclairage artificiel, est défini par un coefficient noté Bbio. Il est sans dimension et exprimé en nombre de points. Le Bbio rend compte de l'efficacité d'un bâtiment, par son isolation ou son orientation par exemple, indépendamment des solutions techniques adoptées pour couvrir ses besoins thermiques.

Les textes de la réglementation devraient être publiés à la fin du premier semestre 2021.

Les hypothèses prises en compte sur la part de l'électricité pour le chauffage dans la construction neuve (cf. tableau 2.1) s'appuient sur ces annonces gouvernementales. Différents degrés d'électrification sont envisagés selon les trajectoires, en supposant une part plus ou moins importante laissée à d'autres solutions de chauffage bas carbone comme la biomasse ou les réseaux de chaleur. Cette électrification se fait uniquement par des pompes à chaleur dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon». Les éléments publiés sur la réglementation ne précisant pas de seuil en énergie ni de part de pompes à chaleur, les autres scénarios intègrent une part de chauffage Joule dans la construction neuve.

L'électrification des usages thermiques par des solutions performantes comme les pompes à chaleur pour le chauffage est un des vecteurs de décarbonation mis en avant dans les politiques publiques, portées par la PPE et la SNBC.

Sur le parc existant, un flux de changement de l'énergie de chauffage est déjà observé avec un transfert de solutions combustibles vers des solutions électriques efficaces et économes comme l'installation d'une pompe à chaleur. Les hypothèses sur les transferts dans l'existant s'appuient sur les tendances historiques observées avec une augmentation de l'électrification qui permet de rendre compte la volonté des pouvoirs publics de mettre fin au chauffage fioul et d'atteindre les objectifs de décarbonation de la SNBC. Cette électrification est plus modérée dans le scénario «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC» et la trajectoire basse.

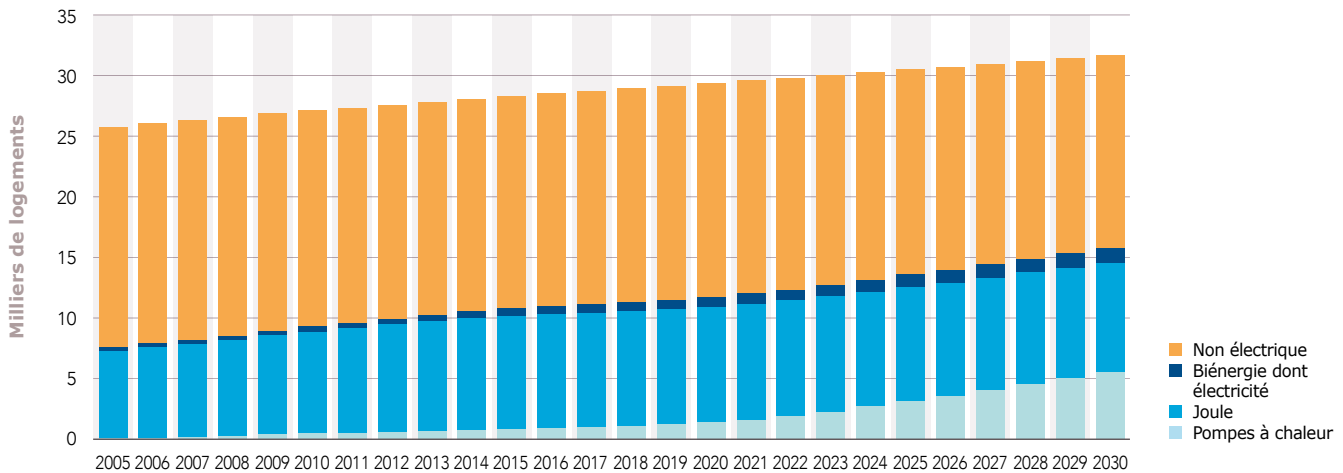
Suite à différentes annonces gouvernementales et aux propositions de la Convention citoyenne pour le climat, un projet de décret relatif à l'interdiction d'installer des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire consommant principalement des combustibles à haut niveau d'émissions de gaz à effet de serre dans les bâtiments à usage d'habitation ou à usage professionnel a été mis en consultation en janvier 2021¹⁶.

Tableau 2.1 Hypothèses d'électrification dans la construction neuve en 2019 et en 2030 selon les trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Part d'électricité dans les maisons neuves	60 %	90 %	80 %	70 %	90 %
<i>dont pompes à chaleur</i>	52 %	90 %	76 %	63 %	86 %
<i>dont Joule</i>	8 %	0 %	4 %	7 %	4 %
Part d'électricité dans les appartements neufs	20 %	80 %	70 %	55 %	80 %
<i>dont pompes à chaleur</i>	6 %	80 %	53 %	28 %	60 %
<i>dont Joule</i>	14 %	0 %	17 %	27 %	20 %

16. <http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/projet-de-decret-relatif-a-l-interdiction-d-a2287.html>

Figure 2.15 Historique et projection du parc de résidences principales selon l'énergie de chauffage – scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»



Par ailleurs, avec la réforme du Diagnostic de performance énergétique (DPE), présentée en février 2021 et qui devrait entrer en vigueur au 1^{er} juillet 2021¹⁷, l'étiquette DPE d'un logement tiendra compte, en plus de sa consommation en énergie primaire pour les usages, de ses émissions de gaz à effet de serre. Ces seuils en émissions seront à même de favoriser les transferts vers le chauffage électrique dans les logements existants, pour améliorer la classe d'efficacité du logement considéré. À noter que «*la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 et le projet de loi portant lutte contre le dérèglement climatique et le renforcement de la résilience face à ses effets, présenté en Conseil des Ministres le 10 février dernier, prévoient diverses obligations pour les bailleurs qui loueraient des logements excessivement consommateurs d'énergie correspondant aux classes F et G du nouveau DPE, telles l'interdiction d'augmenter le loyer au changement de locataire, au renouvellement du bail ou pendant le bail. Certains logements, actuellement évalués F, pourraient ainsi ne pas être concernés par ces obligations en raison d'un reclassement en E tandis que d'autres logements, classés*

E et chauffés à partir d'énergies fossiles, pourraient basculer en F»¹⁸.

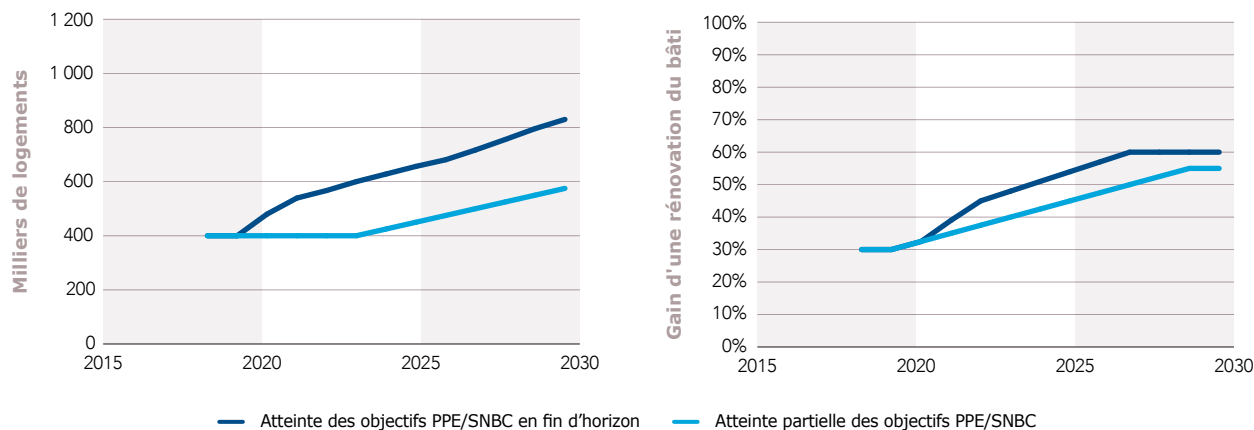
Les politiques publiques affichent également des ambitions importantes en matière de rénovation énergétique des bâtiments. Les hypothèses de rénovation du bâti intégrées dans l'élaboration des trajectoires sont cohérentes avec celles du scénario de la SNBC, notamment sur les gestes d'isolation des parois opaques et vitrées, pour le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon». Ces ambitions sont revues à la baisse pour les autres trajectoires, en supposant un rythme de rénovation plus lent et des gains associés plus modérés.

Afin d'accompagner et d'aider les ménages dans leur transition, le gouvernement a étendu le dispositif de la prime énergie, dite également «coup de pouce économies d'énergie», à l'ensemble des ménages, et prolongé son application jusqu'au 31 décembre 2021. Ce dispositif permet de financer des dépenses pour le remplacement d'un système de chauffage («coup de pouce chauffage»)

¹⁷. Présentation du nouveau DPE – dossier de presse (février 2021) : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021.02.16_dp_dpe.pdf

¹⁸. Extrait du dossier de presse (lien ci-dessus)

Figure 2.16 Hypothèses de rénovation : nombre annuel de logements faisant l'objet d'une rénovation d'enveloppe et gain conventionnel unitaire



ou des travaux d'isolation du logement (« coup de pouce isolation »), les montants versés dépendant du niveau de revenu des ménages et pouvant représenter jusqu'à 50% des coûts pour les ménages les plus modestes. D'autres dispositifs sont disponibles, comme MaPrimeRénov', mis en place en janvier 2020 pour remplacer le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) et les aides de l'agence nationale de l'habitat (ANAH) « Habiter mieux agilité ». MaPrimeRénov' permet de financer des travaux de rénovation énergétique et est accessible à l'ensemble des propriétaires, occupants ou non de leur logement, depuis octobre 2020. Les aides dispensées varient selon les revenus et les gains attendus des travaux entrepris et sont plafonnées à 20 000 € par logement.

La SNBC intègre une hypothèse de sobriété de baisse de 1 °C de la température de consigne du chauffage. La sobriété correspond ainsi à l'adoption de comportements vertueux, mais peut aussi reposer sur l'installation de systèmes de gestion intelligente du chauffage dans les logements. La prise en compte de ces hypothèses conduit à une baisse de besoin de chauffage d'environ 15 % entre aujourd'hui et 2030.

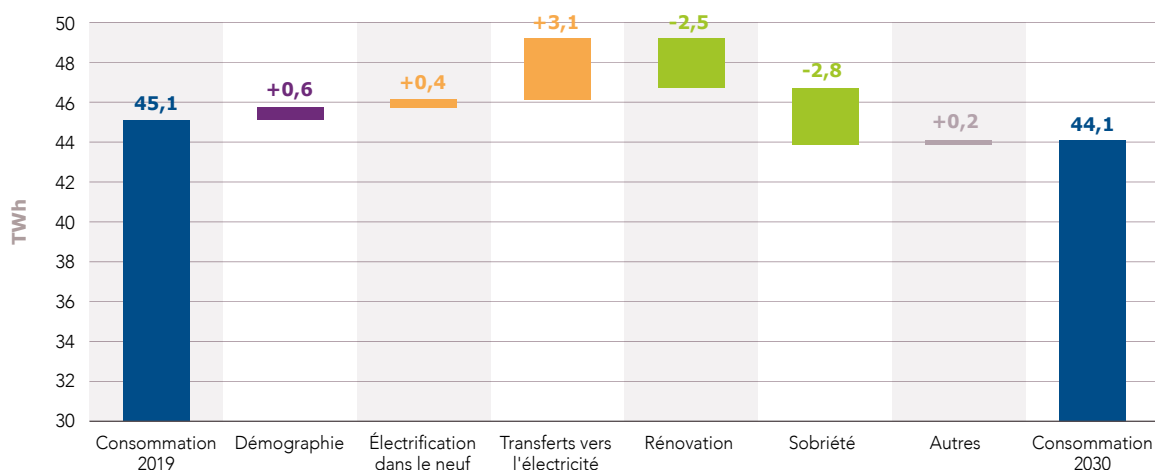
Malgré l'électrification de l'usage, et portée par la pénétration d'équipements performants, l'amélioration des performances du bâti et une sobriété de l'usage, la trajectoire de consommation du chauffage est orientée légèrement à la baisse à l'horizon 2030 dans les scénarios « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon » et « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC », à hauteur respectivement de 2,5 % et 1,8 %. La trajectoire basse s'inscrit quant à elle dans une baisse plus marquée de la consommation de chauffage, à hauteur de 3,0 %, en raison notamment d'une pression accrue sur les revenus des ménages et d'une électrification moins poussée de l'usage que dans les autres trajectoires. À l'inverse, la trajectoire haute présente une hausse de 4,8 % de la consommation de chauffage à l'horizon 2030 par rapport à aujourd'hui.

De manière générale, les hypothèses et l'évolution de consommation du chauffage du scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon » sont cohérentes avec le scénario de référence de l'étude publiée en décembre 2020 par RTE en collaboration avec l'ADEME, portant sur la contribution du chauffage des bâtiments à la réduction des émissions de CO₂ et son impact sur le système électrique à l'horizon 2035¹⁹.

19. Synthèse : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/SYNTHES%CC%80SE%20Rapport%20chauffage_RTE_Ademe_16dec_0.pdf
Rapport complet : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe_0.pdf

Tableau 2.2 Principales hypothèses sur le chauffage résidentiel et résultats par trajectoire à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Nombre de résidences principales (millions)	29,1	31,6	31,6	31,0	31,6
Part de chauffage électrique (y compris biénergie)	39%	50%	47%	44%	50%
<i>dont pompes à chaleur²⁰</i>	4%	18%	13%	9%	14%
Nombre d'installations de pompes à chaleur dans l'existant (= transferts) (en milliers de logements ; moyenne annuelle sur la période)	38	163	84	46	84
Nombre d'installations de pompes à chaleur dans le neuf (en milliers de logements ; moyenne annuelle sur la période)	70	238	179	100	204
Rénovation annuelle du bâti (en milliers de logements ; moyenne annuelle sur la période)	400	660	460	410	460
Gain moyen d'une rénovation (sur la période)	-30%	-50%	-45%	-40%	-45%
Consommation du chauffage électrique résidentiel (TWh)	45,1	44,1	44,6	43,7	47,2
<i>dont pompes à chaleur</i>	3,2	8,6	6,2	4,8	6,3
Gain moyen sur la consommation de chauffage électrique d'un logement par l'amélioration du bâti et l'essor des PAC	-	-29%	-24%	-19%	-24%

Figure 2.17 Évolution de consommation du chauffage dans le secteur résidentiel entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »

20. Seules les pompes à chaleur électriques sont considérées. Les pompes à chaleur hybrides, qui se composent d'une pompe à chaleur air/eau associée à une chaudière gaz prenant la relève pour les températures extérieures basses, sont encore marginales : elles ne représentaient que quelques pourcents des ventes en 2019.

Eau chaude sanitaire

La production d'eau chaude sanitaire (ECS) a représenté en 2019 une consommation électrique de 22,5 TWh, soit 14% de la consommation du secteur résidentiel.

Cette consommation a connu une croissance importante au début des années 2000, de l'ordre de 2% par an entre 2005 et 2012, du fait notamment de l'électrification du parc, avant de connaître une phase de fort ralentissement (en moyenne de 0,2% par an entre 2012 et 2019), sous l'effet de la réglementation thermique 2012²¹ qui a favorisé les installations au gaz dans la construction neuve, de façon analogue à l'évolution constatée sur le chauffage.

Les technologies performantes (chauffe-eau thermodynamiques), désormais largement répandues, constituent l'essentiel des installations électriques

d'eau chaude sanitaire dans la construction neuve (près de 95% en 2019 contre seulement 10% en 2012).

Le projet de nouvelle réglementation environnementale 2020, qui devrait entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2022, introduit un seuil d'émission de CO₂ qui interdira *de facto* les solutions au gaz, au profit notamment des solutions électriques performantes (chauffe-eau thermodynamiques). La part de marché de l'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire dans la construction neuve devrait évoluer de façon analogue à celle de la part de marché dans le chauffage, les solutions étant souvent couplées.

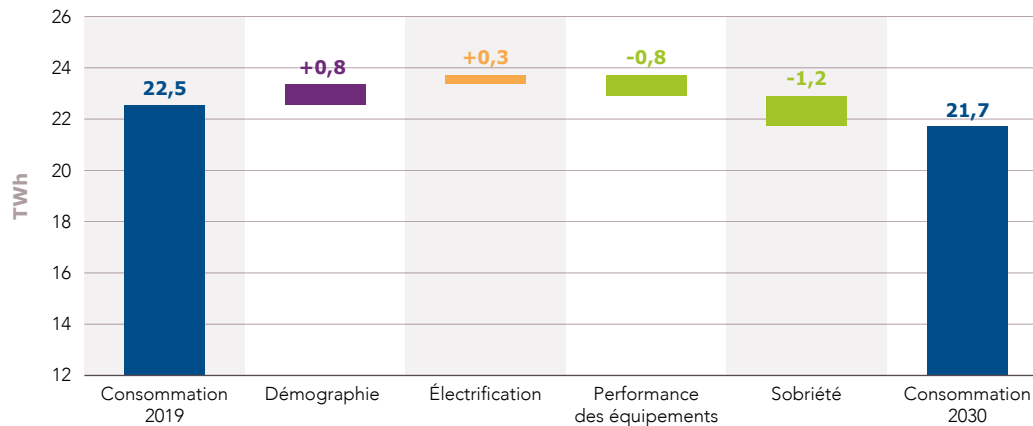
Outre l'évolution du nombre de logements concernés par une solution électrique, l'évolution de la consommation électrique pour la production d'eau chaude sanitaire est déterminée par le type de solution (chauffe-eau à effet Joule, peu performants,

Tableau 2.3 Principales hypothèses sur l'eau chaude sanitaire résidentielle et résultats par trajectoire à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Nombre de résidences principales (millions)	29,1	31,6	31,6	31,0	31,6
Part avec eau chaude sanitaire électrique	51%	58%	57%	54%	58%
<i>dont chauffe-eau thermodynamiques</i>	5%	21%	19%	15%	20%
Baisse du besoin d'eau chaude par ménage	-	-10,8%	-10,8%	-10,4%	-10,8%
<i>dont baisse du besoin par personne</i>	-	-6,6%	-6,6%	-8,2%	-6,6%
<i>dont baisse du nombre de personnes par ménage</i>	-	-4,4%	-4,4%	-2,3%	-4,4%
Consommation de l'eau chaude sanitaire électrique (TWh)	22,5	21,7	21,5	20,9	21,9

21. En effet, l'eau chaude sanitaire représentant un usage important du bâti, pris en compte pour le calcul des seuils à respecter par la réglementation thermique, la définition de ce seuil en énergie primaire, conjuguée avec un coefficient de conversion normatif pour l'électricité (fixé à 2,58 kWh d'énergie primaire par kWh d'électricité consommée) pénalise les solutions électriques, si celles-ci ne sont pas significativement plus efficaces que les solutions au gaz.

Figure 2.18 Évolution de consommation de l'eau chaude sanitaire entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



ou chauffe-eau thermodynamiques plus performants²²) et le besoin d'eau chaude par ménage. Ce dernier est corrélé au nombre de personnes dans le ménage et peut être réduit par l'adoption de certains comportements et de solutions simples, mis en avant par la SNBC.

L'utilisation d'équipements de réduction de consommation d'eau, comme les mousseurs, les réducteurs de débit, les mitigeurs à butée ou les mitigeurs thermostatiques, peut amener à une baisse de 30% de la consommation d'eau²³. Une baisse du besoin unitaire d'eau chaude de 6% en 2030 par rapport à aujourd'hui est ainsi prise en compte, en considérant que 20% des ménages aient recours à ce type d'équipements.

Ainsi, les effets de l'électrification de la production d'eau chaude sanitaire et de l'accroissement du nombre de logements seront compensés par l'augmentation de la performance énergétique des équipements, la réduction de la taille des ménages, l'adoption de comportements sobres et l'utilisation d'équipements de réduction de consommation d'eau tels qu'évoqués précédemment.

La consommation d'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire est ainsi amenée à se contracter, avec une évolution de -2,7% à -7,4% en 2030 par rapport à 2019 selon les trajectoires.

Ventilation et climatisation

La ventilation²⁴ et la climatisation ont représenté en 2019 une consommation de 5,9 TWh, soit près de 4% de la consommation du secteur résidentiel. La climatisation seule représente 3,8 TWh de consommation en 2019.

Afin d'assurer un renouvellement permanent de l'air, avec un bâti de mieux en mieux isolé, l'installation de **VMC**²⁵ devient systématique. Alors que la ventilation naturelle suffit encore à assurer une bonne qualité de l'air intérieur dans le parc ancien mal isolé, la construction de logements neufs et la rénovation de logements existants contribue à l'augmentation de la consommation d'électricité pour les besoins de **ventilation**. Des progrès énergétiques sont attendus sur les futures installations puisque les systèmes de ventilation font partie des

²². Un chauffe-eau thermodynamique consomme en moyenne 40% de moins d'électricité qu'un chauffe-eau « classique » à effet Joule.

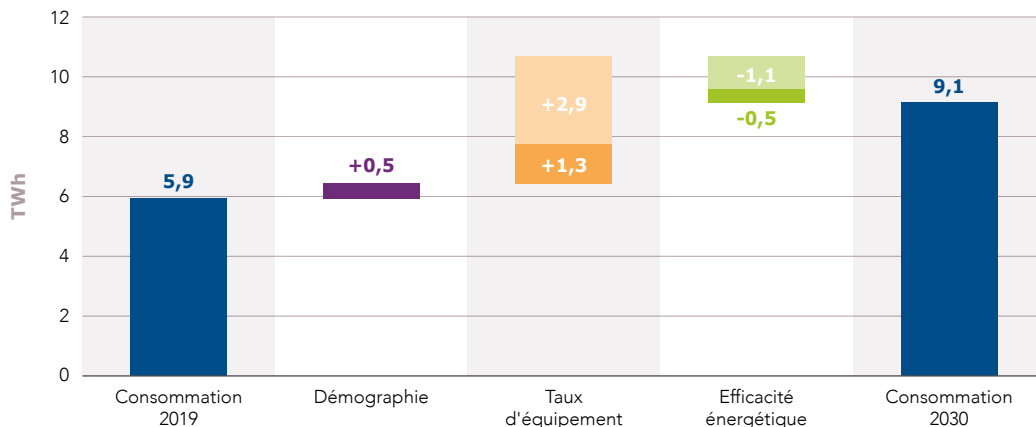
²³. <https://www.enertech.fr/pdf/46/materiels%20economie%20eau.pdf>

²⁴. Seule la ventilation dans les maisons individuelles est ici considérée, celle des logements collectifs étant comptée dans le secteur tertiaire

²⁵. Ventilation mécanique contrôlée

Figure 2.19

Évolution de consommation de ventilation en maison individuelle et de climatisation (en plus clair sur le graphique) entre 2019 et 2030 – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon »



produits surveillés par la directive écoconception et sont soumis à l’étiquetage énergétique. Ces améliorations sont à même de réduire la consommation unitaire de ventilation.

La consommation de ventilation dans les maisons individuelles passerait ainsi de 2,1 TWh en 2019 à 2,8 TWh en 2030.

Le taux d’équipement en **climatisation** des ménages français est en fort développement ; cette croissance est notamment portée par l’installation de pompes à chaleur air/air réversibles, pouvant répondre aux besoins de chauffage l’hiver et de climatisation l’été, et l’installation de climatiseurs mobiles en réponse aux vagues de chaleur successives ces dernières années. Le taux d’équipement est ainsi passé entre 2016 et 2019 de 14% à 22% des ménages²⁶. La zone climatique H3, couvrant le pourtour méditerranéen, est celle où ce taux d’équipement est le plus important, ce dernier approchant celui de l’Italie²⁷. Ainsi, les zones où les besoins de climatisation sont susceptibles d’être les plus forts, le taux d’équipement est déjà important et la dynamique d’installation dans ces régions pourrait ralentir. De ce fait, un léger

ralentissement de la tendance observée à l’échelle nationale ces dernières années pourrait survenir et le taux d’équipement pourrait ainsi atteindre 39% d’ici 2030.

En parallèle de l’augmentation des ménages équipés, l’amélioration de l’efficacité des appareils utilisés pour la climatisation et une meilleure isolation des logements conduiront à une réduction de la consommation unitaire.

Selon la trajectoire considérée, la consommation de climatisation atteindrait entre 5,7 et 6,6 TWh en 2030.

Usages domestiques

Les usages domestiques sont composés d’une part des appareils électroménagers relatifs au **froid**, au **lavage** et à la **cuisson** et d’autre part des usages **TIC**²⁸ et de l’**éclairage**. Alors que la structure du parc du gros électroménager évolue peu, en termes de taux d’équipement, les besoins de froid et de lavage demeurant relativement stables, les usages liés à l’audiovisuel et à l’informatique

26. <https://www.equilibredesenergies.org/30-07-2020-la-climatisation-des-logements-residentiels-laisser-faire-ou-encadrer-intelligemment/>

27. Source : Enerdata

28. Technologies de l’information et de la communication

subissent une révolution avec la multiplication des appareils et l'apparition de nouveaux équipements représentant un enjeu certain en termes d'efficacité énergétique.

La quasi-totalité de ces équipements électriques sont soumis aux directives européennes sur l'éco-conception (qui impose des normes de plus en plus contraignantes en matière de performance énergétique) et sur l'affichage énergétique, qui catalysent la diffusion du progrès technique selon le rythme de remplacement des équipements et donc de leur durée de vie.

De manière générale, la plus importante source d'évolution de la consommation provient du renouvellement du parc, à savoir le remplacement tendanciel d'équipements existants par des appareils plus performants.

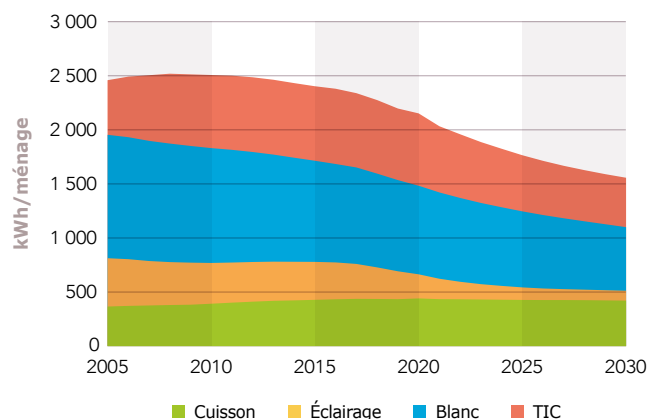
Le **blanc**, regroupant l'électroménager de froid et de lavage, dont la consommation représente en 2019 24,4 TWh, soit 15% de la consommation résidentielle, est remplacé progressivement par des appareils moins énergivores. Cette dynamique est poussée par la mise en place des directives ambitieuses de l'Union européenne sur l'éco-conception et l'étiquetage énergétique contribuant à faire baisser la consommation malgré les dynamiques démographiques à la hausse.

Les équipements vendus étant aujourd'hui beaucoup moins consommateurs que ceux du parc moyen, le remplacement progressif de ces appareils tend à faire disparaître l'électroménager le moins performant. Les réfrigérateurs les plus performants actuellement sur le marché²⁹ consomment par exemple près de 45% de moins que le réfrigérateur moyen du parc. Les modes d'utilisation changent également avec l'achat d'appareils combinés au détriment d'appareils multiples (réfrigérateur-congélateur, lave-linge avec fonction séchante). Ces changements de mode d'utilisation tendent à faire baisser la consommation d'un foyer : un lave-linge séchant consomme 33% d'énergie de moins qu'un lave-linge associé à un sèche-linge par exemple, et un réfrigérateur

Figure 2.20 Estimation de la consommation annuelle par ménage équipé – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »

Consommation unitaire domestique moyenne		2007	2012	2017	2019	2030
Blanc	Réfrigérateur	380 kWh	330 kWh	270 kWh	260 kWh	190 kWh
	Congélateur indépendant	440 kWh	390 kWh	350 kWh	320 kWh	210 kWh
	Lave-linge	150 kWh	140 kWh	120 kWh	120 kWh	90 kWh
	Sèche-linge	390 kWh	380 kWh	350 kWh	320 kWh	180 kWh
	Lave-vaisselle	250 kWh	230 kWh	200 kWh	190 kWh	140 kWh
TIC	TV principale	190 kWh	200 kWh	180 kWh	170 kWh	150 kWh
	Ordinateur principal	180 kWh	160 kWh	140 kWh	140 kWh	70 kWh
Cuisson	Plaques électriques	260 kWh	230 kWh	210 kWh	200 kWh	160 kWh
	Four	160 kWh	150 kWh	140 kWh	140 kWh	120 kWh
Éclairage	Lampe	410 kWh	370 kWh	320 kWh	260 kWh	90 kWh

Figure 2.21 Évolution de la consommation annuelle moyenne d'un ménage pour les usages domestiques – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



29. Source : topten.eu (l'institut Topten propose un outil de recherche à destination des consommateurs qui présente les meilleurs modèles disponibles par types d'équipement, sur des critères d'efficacité énergétique et de consommation, mais aussi la gestion des ressources et la santé)

Figure 2.22 Évolution de consommation des équipements de froid entre 2019 et 2030 scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon»

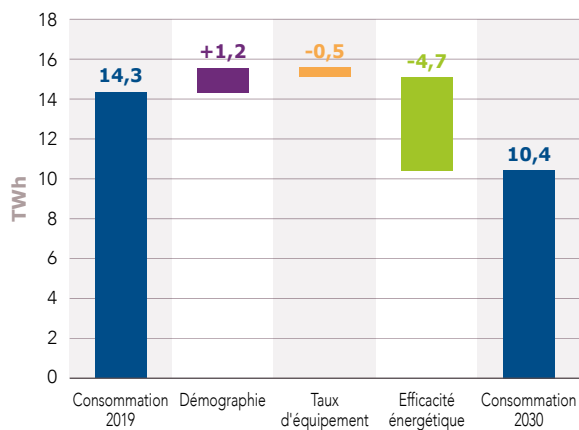
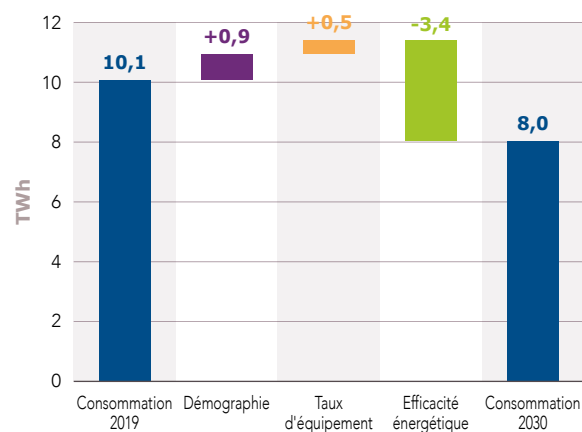


Figure 2.23 Évolution de consommation des équipements de lavage entre 2019 et 2030 scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon»



combiné 38 % de moins qu’un réfrigérateur simple associé à un congélateur indépendant.

Pour autant, la durée de vie de l’électroménager étant relativement longue (treize ans en moyenne pour un réfrigérateur ou onze pour un lave-linge par exemple), le parc évolue assez lentement alors que les appareils les plus consommateurs sont interdits à la vente depuis de nombreuses années.

Du fait de ces évolutions et malgré la croissance démographique, la consommation de l’usage blanc est amenée à fortement se contracter avec une évolution annuelle moyenne comprise entre -1,6 % et -2,5 % d’ici 2030 selon les trajectoires.

La révolution numérique des **TIC** a conduit dans les années 2000 à l’arrivée massive dans les foyers d’équipements informatiques et d’internet. L’ensemble des usages informatiques et audiovisuels a représenté en 2019 une consommation de 19,2 TWh, soit 12 % de la consommation du secteur résidentiel.

Alors que le nombre d’équipements électriques de ce poste a fortement augmenté ces dernières

années, les TIC sont en pleine mutation avec une rationalisation des usages et une modification des modes de vie. Les anciens dispositifs fixes sont peu à peu délaissés au profit d’appareils nomades moins énergivores, par exemple les ordinateurs fixes sont remplacés par des ordinateurs portables voire des tablettes numériques. L’accès aux médias peut désormais s’effectuer indépendamment sur un téléviseur, une tablette ou un téléphone portable, mais les appareils mobiles sont de plus en plus préférés à l’ordinateur pour l’accès à internet. En effet, en 2019, les smartphones étaient privilégiés par 51 % des Français et les tablettes par 12 % pour l’accès à internet, tandis que seulement 31 % des Français préféraient l’ordinateur³⁰.

Des progrès importants sont enregistrés sur la consommation en veille des appareils. Les mesures portant sur l’écoconception ont permis une réduction importante de la consommation des périphériques audiovisuels. L’état de veille, principale source de consommation des équipements informatiques (imprimante, lecteur audio/vidéo), a été ainsi fortement contrôlé par la directive 2005/32/CE de la Commission européenne sur les exigences des appareils en mode veille ou arrêt à travers

30. Source : Baromètre du numérique 2019 – https://www.arcep.fr/uploads/tx_gspublication/rapport-barometre-num-2019.pdf

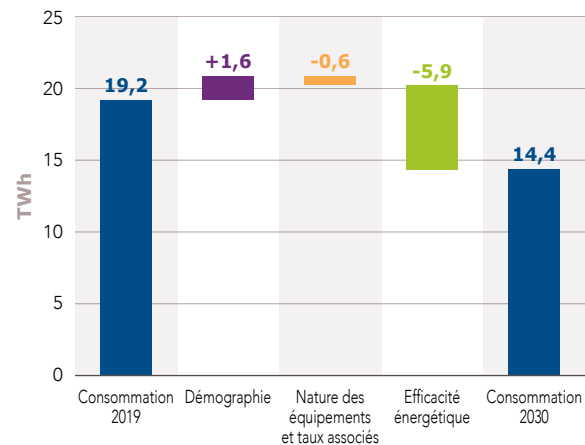
le règlement 1275/2008. Ainsi, depuis 2013, un nombre important d'équipements ne peuvent plus dépasser 0,5 W à l'arrêt ou en veille sauf pour les fonctions d'affichage où la limite est fixée à 1 W en veille.

Les effets haussiers liés à la multiplication du nombre d'équipements dans les foyers sont compensés par les effets baissiers de l'efficacité énergétique. Ainsi la consommation liée aux usages numériques tend à se contracter, avec une évolution annuelle moyenne comprise entre -1,6% et -2,6% d'ici 2030 selon les trajectoires. Le remplacement d'appareils fixes, comme les ordinateurs, par des appareils portables a également un effet baissier sur la consommation, ce qu'on peut constater dans l'effet «taux d'équipement» de la figure 2.24, détaillé dans la figure 2.25.

L'usage **cuisson** représentait en 2019 une consommation électrique de 12,6 TWh, soit 8% de la consommation résidentielle.

L'électricité gagne continuellement des parts de marché au détriment de la cuisson au gaz. L'avènement de la cuisson à induction combinant la sécurité de l'électricité à un confort de cuisson quasi similaire au gaz pousse à l'électrification de cet usage. Les

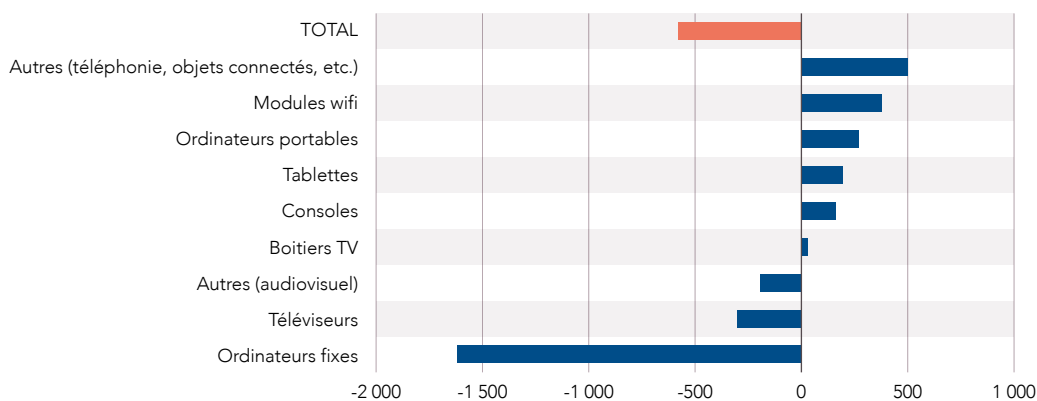
Figure 2.24 Évolution de consommation des TIC entre 2019 et 2030 – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



plaques électriques représentaient ainsi près de 80% des ventes de tables de cuisson en 2019³¹.

Cette électrification, alliée à une hausse d'autres équipements pour la cuisson comme les fours à micro-ondes, est compensée par des progrès importants d'efficacité énergétique, notamment

Figure 2.25 Détail des effets «taux d'équipement» pour les TIC à l'horizon 2030 (en GWh) scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



³¹. Source : GIFAM (61% pour l'induction et 18% pour la vitrocéramique)

Figure 2.26 Évolution de consommation de la cuisson entre 2019 et 2030 – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon »

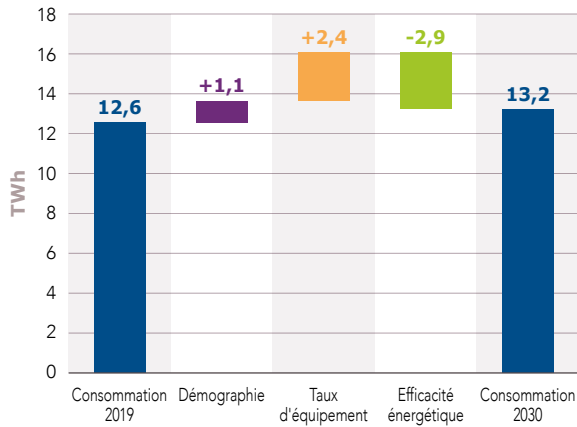
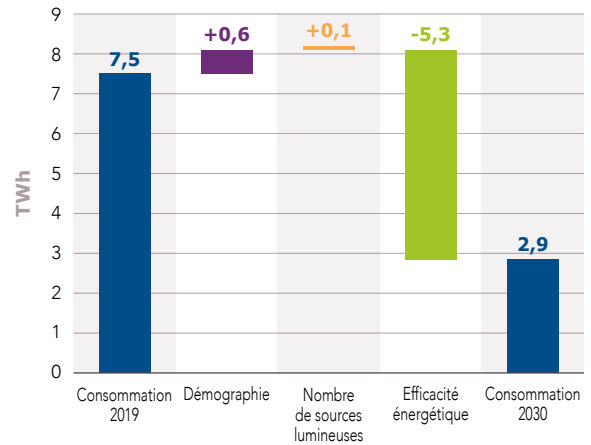


Figure 2.27 Évolution de consommation d'éclairage entre 2019 et 2030 – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon »



sur les fours, soumis aux directives européennes sur l'écoconception et l'étiquetage énergétique, et sur les plaques électriques, les plaques à induction étant moins énergivores que les places vitrocéramiques, elles-mêmes moins énergivores que les plaques en fonte.

La tendance résultante est donc à une relative stabilité, avec une évolution annuelle moyenne de la consommation de cuisson résidentielle comprise, selon les trajectoires, entre 0,0 et +0,7% d'ici 2030.

La consommation de **l'éclairage** a connu une baisse importante ces dernières années et a représenté 7,5 TWh en 2019, soit 5% de la consommation résidentielle.

Les directives européennes ont interdit progressivement la vente des lampes énergivores. Ainsi, les lampes à incandescence sont interdites à la vente, ainsi que les lampes halogènes depuis le 1^{er} novembre 2018, à l'exception de certains modèles spécifiques qui ne disposent pas d'alternative à ce jour. L'arrivée sur le marché d'ampoules LED à des prix compétitifs depuis le milieu des années 2010 provoque une réduction drastique des consommations électriques dans l'éclairage,

celles-ci ont même représenté les trois quarts des lampes vendues pour le résidentiel en 2017.

Cette pénétration d'éclairage de plus en plus performant tend à la contraction de la consommation d'éclairage, à un rythme annuel moyen de l'ordre de -8%.

Synthèse des consommations du secteur résidentiel

Malgré l'électrification de certains usages, la poursuite des efforts d'efficacité énergétique tend à orienter à la baisse la consommation du secteur résidentiel, à différents niveaux selon la trajectoire considérée.

L'effet de l'efficacité énergétique est aussi bien porté par les usages thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation et ventilation), notamment par l'intermédiaire de la rénovation des bâtiments et la pénétration d'équipements performants comme les pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques, que par les usages spécifiques de l'électricité, par la diffusion de la performance des équipements soumis aux directives européennes d'étiquetage énergétique et d'écoconception.

Figure 2.28 Trajectoires de consommation d'électricité du secteur résidentiel

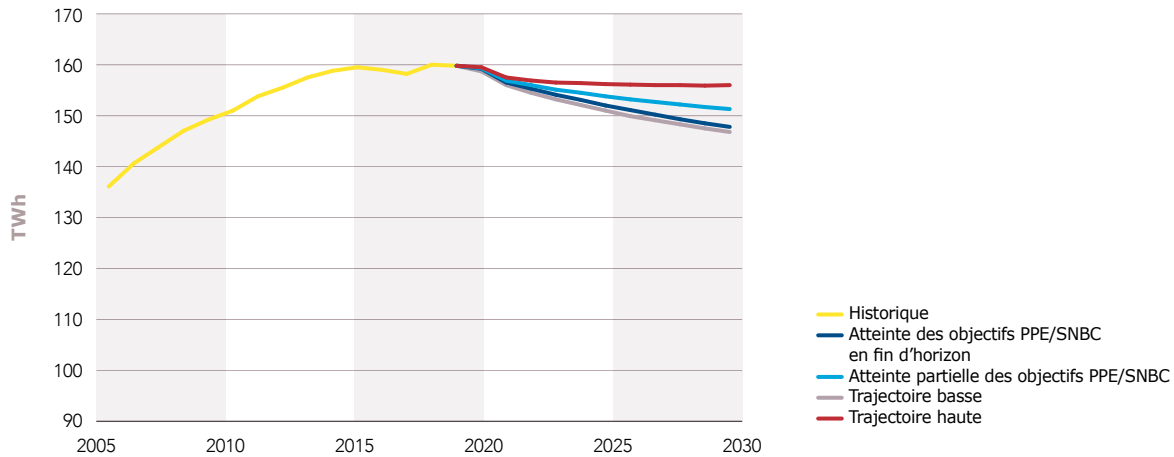


Tableau 2.4 Évolution de la consommation par usage dans le secteur résidentiel selon les trajectoires (TWh)

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Chauffage	45,1	44,1	44,6	43,7	47,2
Eau chaude sanitaire	22,5	21,7	21,5	20,9	21,9
Ventilation et climatisation	5,9	9,1	9,5	8,5	9,5
Blanc	24,4	18,5	20,5	19,8	20,5
TIC	19,2	14,4	16,1	15,6	16,1
Cuisson	12,6	13,2	12,7	12,6	13,6
Éclairage	7,5	2,9	3,0	2,9	3,0
Autres usages³²	22,6	23,9	23,5	22,8	24,2
TOTAL RÉSIDENTIEL	159,8	147,8	151,3	146,8	156,0

32. Les « autres usages » comprennent des équipements tels que les aspirateurs, les fers à repasser ou les auxiliaires de chauffage (pour les logements avec chauffage individuel combustible), ainsi qu'un solde des usages résidentiels, la modélisation du secteur ne se voulant pas entièrement techno-explicite. Pour les premiers appareils cités, les mesures d'efficacité énergétique tendent à contracter les consommations unitaires, tandis que le solde est projeté en tenant compte de l'évolution démographique des trajectoires et en incluant d'éventuels futurs usages.

Figure 2.29 Évolution de la consommation des usages du résidentiel scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »

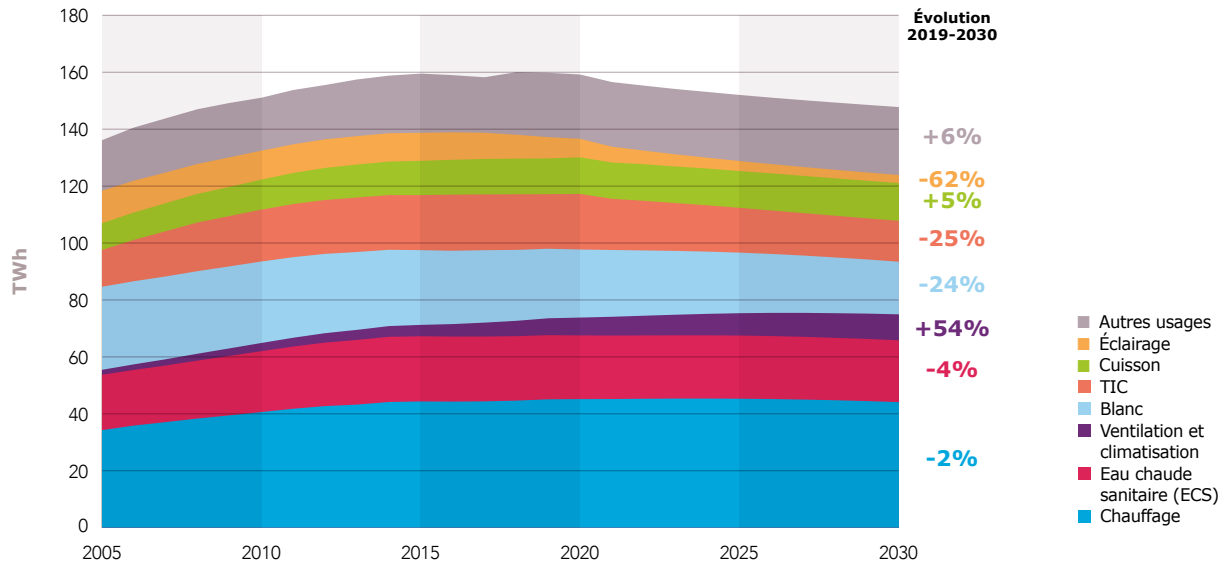
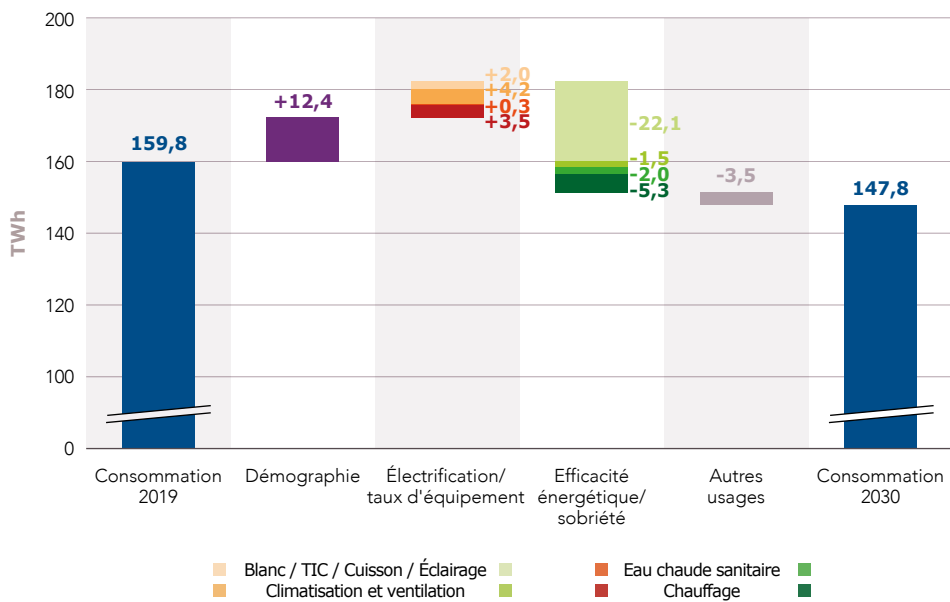


Figure 2.30 Évolution de la consommation du secteur résidentiel entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



2.5 Les efforts d'efficacité énergétique devraient compenser l'électrification du secteur tertiaire et orienter la consommation du secteur à la baisse

Consommation d'électricité du secteur tertiaire en 2019

Le secteur tertiaire a représenté en 2019 une consommation d'électricité de 131,3 TWh, soit un peu moins de 28% de la demande intérieure d'électricité en France continentale.

Le secteur tertiaire considéré dans ce document recouvre un vaste champ d'activités que l'on peut décomposer comme suit :

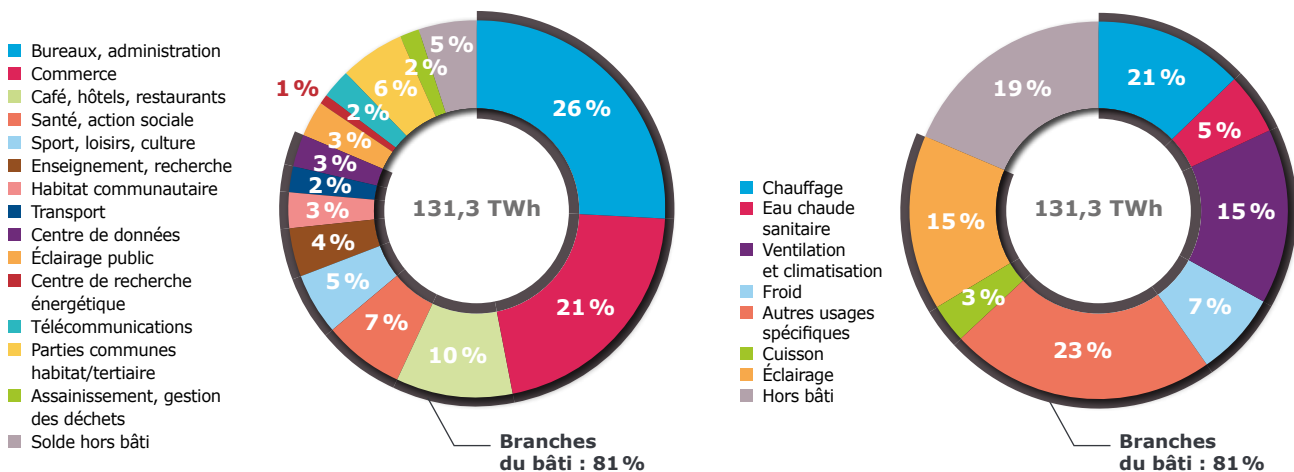
- ▶ tertiaire principalement marchand (commerce, transports, activités financières, services rendus aux entreprises, services rendus aux particuliers, hébergement-restauration, immobilier, information-communication) ;

- ▶ tertiaire principalement non-marchand (administration publique, enseignement, santé humaine, action sociale).

Le périmètre du secteur tertiaire est de fait défini par complémentarité avec les activités agricoles et industrielles (secteurs primaire et secondaire). Selon la Nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie (NCE)³³, le secteur tertiaire regroupe les activités des NCE 45 à 51.

La consommation du secteur tertiaire est décomposée en huit branches d'activités³⁴ pour les bâtiments chauffés et neuf autres branches d'activités dites « hors bâti » (plus précisément huit branches et un solde).

Figure 2.31 Répartition par branches³⁵ (à gauche) et par usages (à droite) de la consommation du secteur tertiaire en 2019



33. Il s'agit d'une nomenclature d'activité particulière pour les consommations d'énergie. Il existe une table de correspondance entre la NCE et la NAF rév. 2, accessible sur le site de l'INSEE :

https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/3364874/irecoacei16_correspondance_NCE_NAF-1.pdf

34. Il s'agit de la décomposition basée sur les codes d'activités NAF, définie par le CEREN pour le suivi du parc tertiaire. Le détail des branches du secteur tertiaire est donné dans ce document : <https://www.ceren.fr/download/880/>

35. Les centres de données sont une sous-partie des bureaux administration, dont la consommation est comptée séparément.

Le secteur tertiaire est un secteur très hétérogène. Il regroupe des activités telles que la santé, le commerce, les lieux culturels ou les bureaux. Pour pouvoir décrire la consommation du secteur, les branches d'activités du secteur tertiaire regroupent des activités dont le profil de consommation est similaire. Les branches du bâti sont des regroupements dans lesquels les consommations d'énergie principales sont le chauffage, la climatisation et l'éclairage. La variable retenue pour chiffrer l'importance de la branche est donc la surface chauffée. Les branches du hors bâti sont les secteurs où la consommation est principalement liée à un processus industriel.

Pour chacune des huit branches d'activités du bâti, la consommation de sept usages est modélisée : chauffage, climatisation, eau chaude sanitaire, cuisson, éclairage, froid et électricité spécifique.

La figure 2.31 illustrent la part des différents usages et branches dans la consommation du secteur tertiaire³⁶.

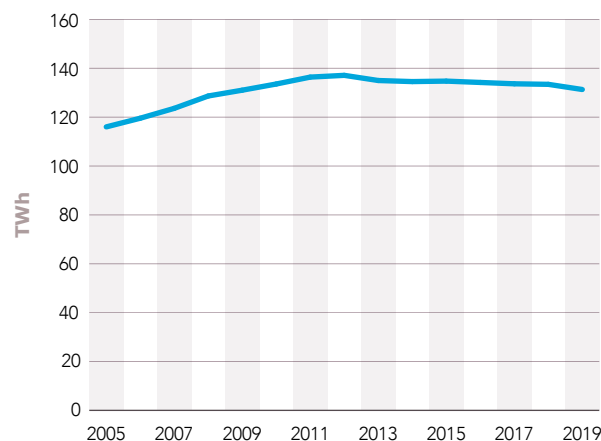
Après être restée longtemps dynamique avec une croissance annuelle moyenne de 2,4% dans les années 2001-2010, la croissance de la demande du secteur tertiaire s'est stabilisée puis inscrite en très légère baisse (-0,4% par an entre 2011 et 2019).

Les principaux facteurs d'évolution de la consommation tertiaire sont :

- ▶ la **démographie** et la **population active** ;
- ▶ l'**activité économique** et le **taux d'emploi** du secteur ;
- ▶ le développement important de nouvelles branches d'activité (télécommunications, traitement de données...) ;
- ▶ la diffusion de l'**efficacité énergétique** au sein des équipements et du bâti ;
- ▶ l'évolution des **surfaces tertiaires** ayant recours à l'électricité pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la climatisation et la cuisson.

Toutes énergies confondues, le secteur du bâtiment représente 44% de l'énergie consommée en France

Figure 2.32 Évolution de la demande électrique du secteur tertiaire



et constitue donc un des domaines clés dans la lutte contre le réchauffement climatique et dans la transition énergétique. La politique de l'énergie dans les bâtiments, et donc dans le secteur tertiaire, tant à l'échelle européenne qu'à la maille nationale, se concrétise dans de nombreux textes réglementaires ou dispositifs incitatifs, tels que :

- ▶ **La directive européenne du 19 mai 2010 sur la performance énergétique des bâtiments (2010/31/CE)**, qui impose des exigences minimales de performance énergétique ainsi qu'un diagnostic pour les bâtiments neufs et existants.
- ▶ **La réglementation thermique 2012 (RT 2012) dans les bâtiments neufs** qui a pour objectif de limiter la consommation d'énergie primaire des bâtiments neufs à un maximum de 50 kWhEP/m² par an en moyenne. La RT 2012 est applicable à tous les permis de construire déposés depuis le 28 octobre 2011 pour certains bâtiments neufs du secteur tertiaire (bureaux, bâtiments d'enseignement primaire et secondaire, établissements d'accueil de la petite enfance) et depuis le 1^{er} janvier 2013 pour tous les autres bâtiments neufs. Elle s'appliquera jusqu'en 2022 pour les bureaux et

36. Les données sont issues des statistiques de consommation, élaborées par RTE sur la base des données transmises par les distributeurs, et du suivi du parc et des consommations du secteur tertiaire élaboré par le CEREN.

les écoles et jusqu'en 2023 pour les autres bâtiments tertiaires neufs.

- ▶ **La future réglementation environnementale 2020 (RE2020) dans les bâtiments neufs**, en cours d'élaboration, qui remplacera la RT 2012, à partir de janvier 2022 pour les écoles et les bureaux, un an plus tard pour les autres branches du tertiaire. La nouvelle réglementation introduit une dimension environnementale sur le carbone, qui aura pour effet d'exclure les installations utilisant des énergies fossiles. De plus, la nouvelle réglementation augmentera les exigences sur la qualité de l'isolation du bâti en diminuant le Bbio³⁷ maximal de 30%.
- ▶ **La réglementation thermique des bâtiments existants**, qui s'applique aux bâtiments résidentiels et tertiaires existants, à l'occasion de travaux de rénovation prévus par le maître d'ouvrage. L'objectif général de cette réglementation est d'assurer une amélioration significative de la performance énergétique d'un bâtiment existant lorsqu'un maître d'ouvrage entreprend des travaux susceptibles d'apporter une telle amélioration. Les mesures réglementaires sont différentes selon l'importance des travaux entrepris par le maître d'ouvrage³⁸.
- ▶ **L'arrêté du 25 janvier 2013 relatif à l'éclairage nocturne des bâtiments non résidentiels**, applicable depuis le 1^{er} juillet 2013, exige l'extinction de l'éclairage intérieur une heure après la fin de l'occupation des locaux. Pour les vitrines l'extinction doit avoir lieu de 1h à 7h du matin ou depuis une heure après la fermeture de la société jusqu'à une heure avant l'ouverture.

Plus récemment, le 23 juillet 2019, est paru le décret n°2019-771 relatif aux obligations de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire, plus communément appelé « **décret tertiaire** »³⁹. Ce décret précise les modalités d'application de l'article 175 de la loi ELAN (Évolution du logement, de l'aménagement et du numérique), elle-même parue le 23 novembre 2018, portant sur la rénovation énergétique du parc tertiaire.

Évoqué pour la première fois dans la loi dite Grenelle II de juillet 2010, portant engagement national pour l'environnement, le « décret tertiaire » est paru en mai 2017, avant d'être suspendu deux mois plus tard par le Conseil d'État.

Le décret définit les obligations de diminution de consommation énergétique. Il s'applique aux bâtiments à usage tertiaire existants de surface supérieure à 1000 m². Le décret fixe des objectifs de réduction des consommations énergétiques en énergie finale. Ces obligations peuvent être exprimées de deux manières différentes :

- ▶ soit une réduction de la consommation en énergie finale de 40% en 2030, 50% en 2040 et 60% en 2050, par rapport à une consommation de référence ne pouvant être antérieure à 2010 ;
- ▶ soit un niveau de consommation en énergie finale fixé en valeur absolue en fonction de la consommation énergétique des bâtiments nouveaux de la même catégorie et déterminé par un arrêté des ministres chargés de la construction, de l'énergie et des Outre-mer pour les échéances 2030, 2040 et 2050, sur la base d'indicateurs d'usage de référence spécifiques pour chaque catégorie d'activité.

Un premier arrêté est paru pour définir les objectifs de baisse de consommation « en relatif ». Le décret doit désormais être complété par un deuxième arrêté d'application, fixant notamment les seuils de performance énergétique minimale, définis en valeur absolue.

À l'échelle européenne, les directives de la Commission européenne poussent à la mise sur le marché d'équipements de plus en plus performants. Les directives d'écoconception s'appliquent également sur de nombreux produits à usage professionnel.

Selon le rapport « *Ecodesign impact accounting* » de la Commission européenne, la politique actuelle a permis à l'échelle européenne une économie d'énergie de plus de 44 TWh/an sur les équipements du tertiaire concernés par la directive écoconception.

³⁷. Le besoin bioclimatique conventionnel en énergie d'un bâtiment pour le chauffage, le refroidissement et l'éclairage artificiel, est défini par un coefficient noté Bbio. Il est sans dimension et exprimé en nombre de points.

³⁸. Cf. articles L. 111-10 et R.131-25 à R.131-28-11 du Code de la construction et de l'habitation ainsi que sur leurs arrêtés d'application

³⁹. https://www.legifrance.gouv.fr/jo_pdf.do?id=JORFTEXT000038812251

Tableau 2.5 Gisement d'efficacité énergétique en Europe, imputable aux directives écoconception pour les équipements tertiaires (toutes énergies confondues)

Union européenne	2015	2030
Economies d'énergie depuis 2010 grâce à l'écoconception (TWh)	44	250
Chauffage	4	23
Eau chaude	8	28
Climatisation	1	12
Ventilation	1	12
Éclairage	14	67
Informatique et autres	13	77
Froid	3	30
Cuisson	0	1

Le potentiel estimé à 2030 est de 250 TWh/an au niveau européen (cf. tableau 2.5)⁴⁰.

Chauffage

Après correction de l'aléa climatique, la consommation du poste chauffage dans le secteur tertiaire représente 17 TWh en 2019, soit 13% de la consommation du secteur.

Cette consommation a augmenté de 22% depuis 2005. Cette croissance s'est infléchi depuis 2012. En effet, le taux de croissance annuel moyen est passé de 2,7% entre 2005 et 2012 à 0,2% entre 2012 et 2019. Cette inflexion est principalement due à des gains d'efficacité des systèmes, à l'installation de pompes à chaleur à la place de chauffages Joule et à une maîtrise du besoin grâce à la réglementation thermique qui a augmenté les exigences sur l'isolation des constructions neuves.

Les effets de la réglementation thermique 2012 sur le taux d'électrification dans les bâtiments

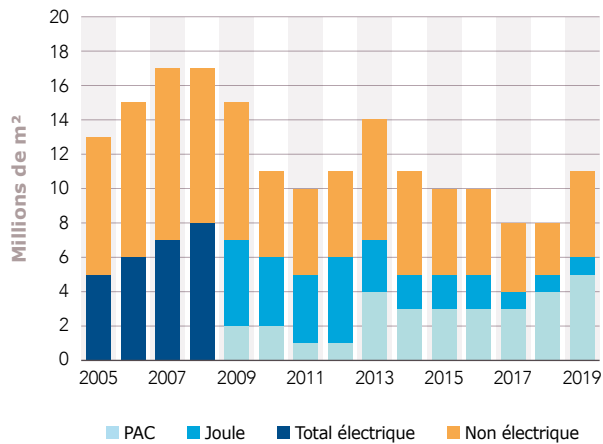
tertiaires sont moins marqués que dans le secteur résidentiel. La part de marché de l'électricité dans le neuf, estimée à 53% en 2019, a légèrement augmenté ces dernières années. En effet, une part importante des surfaces construites sont des surfaces de bureaux et de commerces qui ont largement recours aux pompes à chaleur car ces dernières sont réversibles et permettent donc de bénéficier de la climatisation. En revanche, la part de marché du chauffage Joule est en nette diminution depuis la parution de la réglementation thermique et ne représente plus que 10% des surfaces neuves.

La nouvelle réglementation environnementale, la RE2020, dont un projet a été présenté initialement en novembre 2020 puis modifié en février 2021⁴¹ suite aux avis des professionnels de la filière bâtiment et du Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique, devrait entrer en application le 1^{er} janvier 2022 dans les bureaux et bâtiments d'enseignement (pour le tertiaire spécialisé la date de mise en application n'est pas encore définie). Elle prendra en compte des contraintes

40. https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/eia_status_report_2017_-_v20171222.pdf p95

41. <https://www.ecologie.gouv.fr/construction-durable-barbara-pompili-et-emmanuelle-wargon-detaillent-conditions-dentree-en-vigueur>
Dossier de presse du Ministère de la transition écologique, actualisé au 18 février 2021 : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021.02.18_DP_RE2020_EcoConstruire_0.pdf

Figure 2.33 Surfaces tertiaires neuves par énergie de chauffage



environnementales, en particulier sur les émissions de CO₂, avec un plafond à définir.

Les seuils devraient correspondre, comme pour le secteur résidentiel, quasiment à une interdiction des sources fossiles de chauffage dans la construction neuve et pourraient ainsi contribuer à renforcer, à l'avenir, la part de marché des solutions électriques pour le chauffage. Les annonces de février apportent un léger aménagement concernant la filière gaz, visant à ne pas exclure le biométhane des constructions neuves.

Les textes de la réglementation devraient être publiés à la fin du premier semestre 2021.

Les hypothèses prises en compte sur la part de l'électricité pour le chauffage dans la construction neuve (cf. tableau 2.6) s'appuient sur ces annonces gouvernementales. Différents degrés d'électrification sont envisagés selon les trajectoires, en supposant une part plus ou moins importante laissée à d'autres solutions de chauffage bas carbone comme la biomasse ou les réseaux de chaleur.

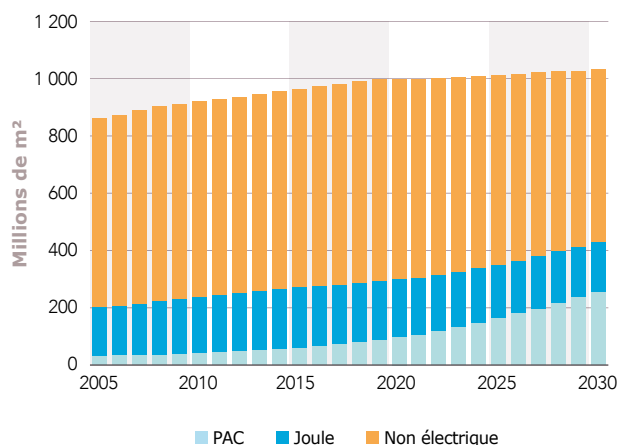
La part des surfaces chauffées à l'électricité augmente dans toutes les projections. La croissance est portée par l'installation de pompes à chaleur double service (chauffage et climatisation) dans le neuf. Dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon », l'objectif de diminuer fortement la part du fioul dans les prochaines années entraîne une augmentation des changements d'énergie de chauffage au profit de l'électricité, des réseaux de chaleur et du gaz.

Sur le parc existant, un flux de changement de l'énergie de chauffage est déjà observé avec un transfert de solutions combustibles vers des solutions électriques efficaces et économes comme les pompes à chaleur. Les hypothèses sur les transferts dans l'existant s'appuient sur les tendances historiques observées, avec une augmentation de l'électrification qui permet de rendre compte de la volonté des pouvoirs publics de mettre fin au chauffage fioul et d'atteindre les objectifs de décarbonation de la SNBC. Suite à différentes

Tableau 2.6 Hypothèses d'électrification dans la construction neuve selon les trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Part d'électricité dans les constructions neuves	60 %	90 %	80 %	70 %	90 %
<i>dont pompes à chaleur</i>	54 %	90 %	78 %	63 %	86 %
<i>dont Joule</i>	6 %	0 %	2 %	7 %	4 %

Figure 2.34 Évolution du parc de bâtiments selon l'énergie de chauffage – scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»



annonces gouvernementales et aux propositions de la Convention citoyenne pour le climat, un projet de décret relatif à l'interdiction d'installer des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire consommant principalement des combustibles à haut niveau d'émissions de gaz à effet de serre dans les bâtiments à usage d'habitation ou à usage professionnel a été mis en consultation en janvier 2021⁴².

La SNBC affiche une forte ambition en matière de rénovation. Le rythme de rénovation doit être

multiplié par deux pour atteindre 3% du parc annuellement⁴³. Les gains associés aux rénovations doivent aussi fortement augmenter pour respecter les objectifs du décret tertiaire. Ils passent donc d'une moyenne de 15% de gain par rénovation à 35%, sur la période, dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon». Dans le scénario «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC», le gain sur le besoin thermique d'une rénovation est de 25% sur la période, associé à un rythme de rénovation qui atteint 2,3% du parc annuellement.

La SNBC intègre une hypothèse de sobriété de baisse de 1°C de la température de consigne du chauffage. La sobriété correspond ainsi à l'adoption de comportements vertueux, mais peut aussi reposer sur l'installation de systèmes de gestion intelligente du chauffage. La prise en compte de ces hypothèses conduit à une baisse de besoin de chauffage d'environ 5% entre aujourd'hui et 2030. L'écart avec le secteur résidentiel s'explique par une faible adoption des mesures de sobriété dans le secteur tertiaire.

Malgré une forte pénétration d'équipements performants, l'adoption de comportements plus vertueux et l'amélioration des performances du bâti, la trajectoire de consommation du chauffage est en très légère hausse à l'horizon 2030 dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon», à hauteur de 1,5%, du fait de l'électrification de l'usage. La trajectoire dans le scénario «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC» est stable.

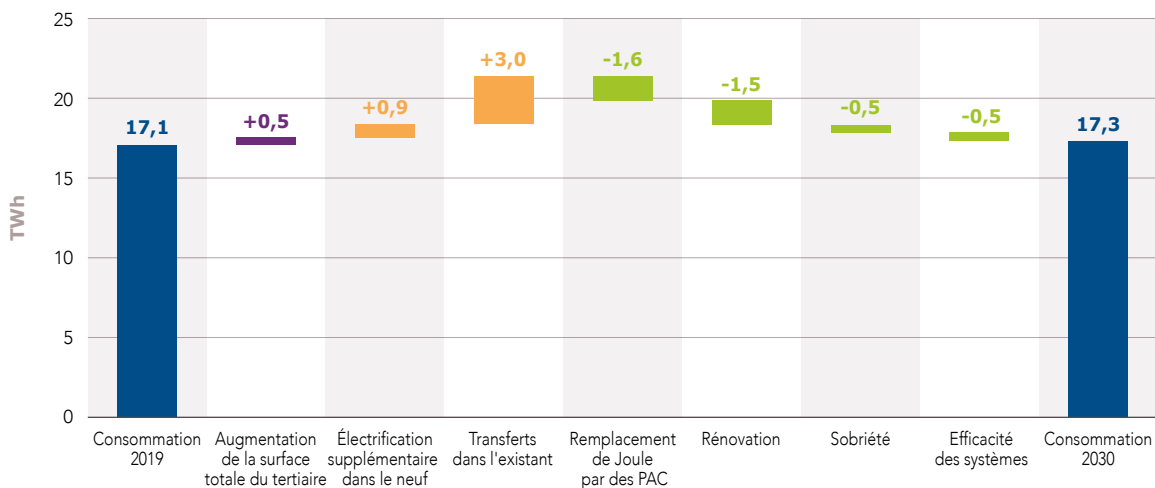
⁴². <http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/projet-de-decret-relatif-a-l-interdiction-d-a2287.html>

⁴³. Le rythme de rénovation actuel du secteur tertiaire est évalué à 1,5% du parc par an : https://www.serce.fr/pdf/web/viewer.html?file=/fichiers/20150304184423_CP_2015_MARS_concertation_decret_Renovation_tertiaire_position_SERCE.pdf

Tableau 2.7 Principales hypothèses du chauffage tertiaire et résultats par trajectoire à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
PIB – croissance annuelle moyenne	+1,5%	+1,4%	+1,4%	+0,9%	+1,6%
Surface tertiaire (millions de m²)	998	1 032	1 032	1 002	1 052
<i>dont part chauffée à l'électricité</i>	29 %	42 %	39 %	36 %	42 %
<i>dont part chauffée par une pompe à chaleur</i>	9 %	25 %	22 %	19 %	24 %
Nombre d'installations de pompes à chaleur dans l'existant <i>(en millions de m² ; moyenne annuelle sur la période)</i>		7 500	6 000	4 500	7 000
Nombre d'installations de pompes à chaleur dans le neuf <i>(en millions de m² ; moyenne annuelle sur la période)</i>		7 500	6 750	4 500	7 250
Pourcentage de surface rénovée <i>(moyenne annuelle sur la période)</i>	1,5%	3,0%	2,3%	1,5%	2,3%
Consommation du chauffage électrique tertiaire (TWh)	17,1	17,3	17,0	15,7	18,4
<i>dont pompes à chaleur</i>	4,1	9,3	8,5	7,2	9,2
Gain moyen sur la consommation de chauffage électrique d'une surface tertiaire par l'amélioration du bâti et l'essor des PAC		31%	27%	24%	27%

Figure 2.35 Évolution de la consommation du chauffage entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



Eau chaude sanitaire

La production d'**eau chaude sanitaire** (ECS) a représenté en 2019 une consommation de 6,7 TWh, soit 5 % de la consommation du secteur tertiaire.

Cette consommation électrique a augmenté de 14 % depuis 2005, avec une inflexion de cette croissance depuis 2012. En effet, le taux de croissance annuel moyen est passé de 1,8 % entre 2005 et 2012 à 0,1 % entre 2012 et 2019. Cette inflexion est principalement due à des gains d'efficacité liée aux systèmes, à l'installation de chauffe-eau thermodynamiques à la place de chauffe-eau Joule et à une maîtrise du besoin grâce à l'installation de mousseurs.

Le projet de nouvelle réglementation environnementale 2020, qui devrait entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2022, introduit un seuil d'émission de CO₂ qui interdira *de facto* les solutions au gaz, au profit notamment des solutions électriques performantes (chauffe-eau thermodynamiques). La part de marché de l'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire dans la construction neuve devrait évoluer de façon analogue à celle de la part de marché dans le chauffage, les solutions étant souvent couplées.

L'augmentation de l'efficacité énergétique devrait se poursuivre dans les prochaines années avec une forte augmentation de la part de marché des chauffe-eau thermodynamiques.

L'évolution de la consommation d'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire sera fortement dépendante de la vitesse de remplacement des équipements de chauffe-eau à effet Joule par des chauffe-eau thermodynamiques. Cela sera la principale source d'économie d'énergie qui peut compenser en partie l'augmentation de la consommation due à l'électrification.

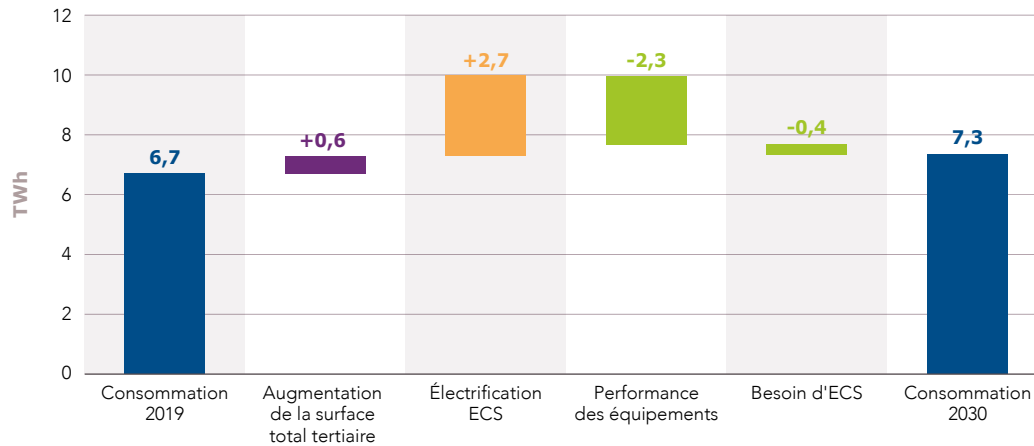
De même que pour le secteur résidentiel, l'utilisation d'équipements de réduction de consommation d'eau, comme les mousseurs, les réducteurs de débit, les mitigeurs à butée ou les mitigeurs thermostatiques, peut amener à une baisse de 30 % de la consommation d'eau. Une baisse de besoin unitaire d'eau chaude de 6 % en 2030 par rapport à aujourd'hui est ainsi prise en compte, en considérant que 20 % des entreprises aient recours à ce type d'équipements.

Dans les scénarios « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon » et « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC », la consommation d'électricité pour l'eau chaude sanitaire est en augmentation respectivement de 9 % et de 2 %. Dans la trajectoire basse, elle est en baisse de 7 % en raison d'une plus faible électrification. Dans la trajectoire haute, le faible développement des chauffe-eau thermodynamiques entraîne une hausse marquée de la consommation de 12 %.

Tableau 2.8 Principales hypothèses sur l'eau chaude sanitaire tertiaire et résultats par trajectoire à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Part des chauffe-eau électriques	29 %	42 %	39 %	36 %	42 %
Part des chauffe-eau thermodynamiques	8 %	36 %	33 %	29 %	31 %
Gain d'efficacité des systèmes par rapport à 2019		23 %	23 %	20 %	22 %
Consommation de l'eau chaude sanitaire électrique tertiaire (TWh)	6,7	7,3	6,9	6,2	7,5

Figure 2.36 Évolution de la consommation de l'eau chaude sanitaire entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



Climatisation

La consommation de climatisation a connu une forte progression. Elle a augmenté de plus de 60% depuis 2005, proportionnellement à l'augmentation des surfaces climatisées. Cette croissance s'est infléchie depuis 2012. En effet, le taux de croissance annuel moyen est passé de 5% entre 2005 et 2012 à 1,5% entre 2012 et 2019.

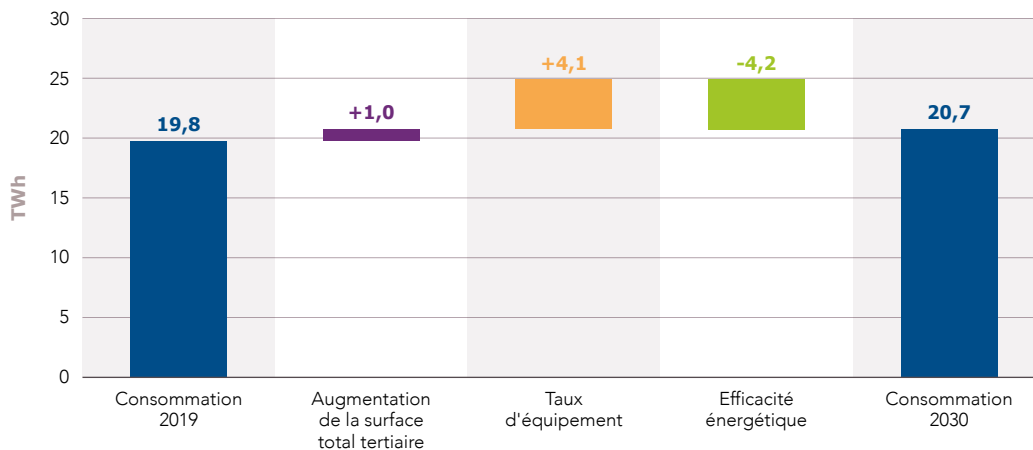
Le taux de surfaces équipées est passé de 22% en 2005 à 32% en 2019. Si les branches *Enseignement* et *Habitat communautaire* sont peu climatisées, à hauteur de 5-10%, près de la moitié des surfaces des branches *Bureaux*, *Administrations* et *Cafés, Hôtels, Restaurants* sont climatisées.

La part des surfaces climatisées par pompe à chaleur est en forte croissance ces dernières années,

Tableau 2.9 Principales hypothèses sur la climatisation tertiaire et résultats par trajectoire à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Part des surfaces climatisées	32%	40%	39%	39%	39%
Part des pompes à chaleur	20%	39%	37%	32%	39%
Gain d'efficacité des systèmes par rapport à 2019		21%	16%	12%	16%
Consommation de la climatisation tertiaire (TWh)	19,8	20,7	21,4	21,5	21,9

Figure 2.37 Évolution de la consommation de climatisation entre 2019 et 2030 scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon»



elle est passée de 10% à 20% entre 2010 et 2019. Cela s’explique par la mise en place de la réglementation thermique 2012 qui a favorisé l’installation de pompes à chaleur pour le chauffage. La part de ces dernières devrait continuer à croître dans les prochaines années avec la nouvelle réglementation environnementale.

La consommation de climatisation devrait rester assez stable, deux effets contraires se compensant. D’un côté une augmentation de la surface climatisée portée principalement par la diffusion des pompes à chaleur air/air qui va entraîner une hausse de la consommation. De l’autre le remplacement des systèmes existants par des pompes à chaleur, ce qui permettra de diminuer la consommation des sites déjà équipés en climatisation.

Dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon», la consommation de climatisation est en légère augmentation, de l’ordre de 5%. Dans le scénario «Atteinte partielle PPE/SNBC» l’augmentation est plus marquée, de l’ordre de 8%.

Froid et cuisson

La consommation d’électricité pour le froid représente aujourd’hui un peu moins de 10 TWh. Cette consommation est concentrée dans la branche «commerce», à hauteur de 80% environ.

À travers la signature d’une convention entre le ministère du Développement durable et la Fédération des entreprises du commerce et de la distribution, les enseignes de distribution alimentaire s’engagent à installer des portes sur les meubles frigorifiques de vente dans tous les projets de réouverture ou de construction de magasin. Cet engagement a permis d’économiser environ 11 TWh sur la période 2012-2020 selon l’ADEME⁴⁴. L’ADEME a fait une liste d’actions qui permettent de diminuer la consommation de froid⁴⁵. La poursuite des mesures d’efficacité énergétique et le remplacement des équipements les plus anciens par des équipements sujets aux normes d’écoconception aura un impact baissier sur la consommation de cet usage.

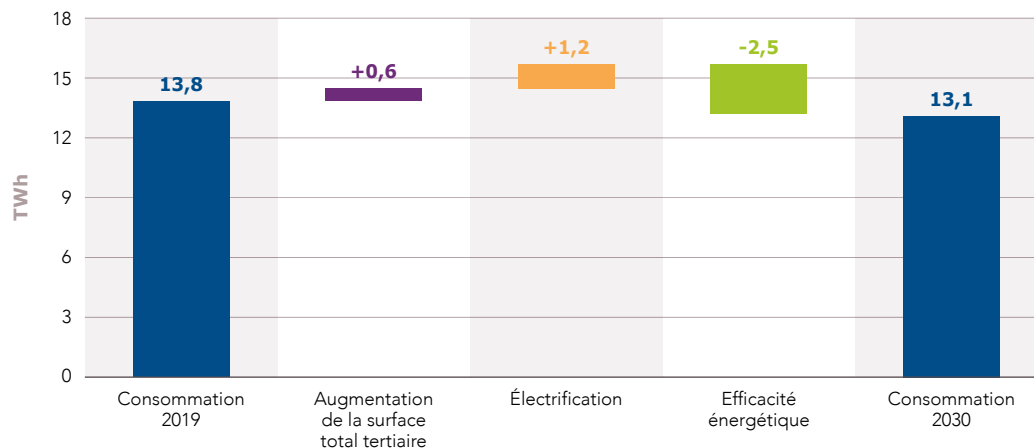
La consommation d’électricité pour l’usage cuisson est aujourd’hui de 4,3 TWh. La consommation

44. <https://www.ademe.fr/expertises/batiment/passer-a-laction/elements-dequipement/dossier/usages-professionnels/froid-alimentaire-commercial>

45. <https://www.ademe.fr/entreprises-monde-agricole/performance-energetique-energies-renouvelables/lenergie-commerces/dossier/preservation-froid-commerces/agir-poste-froid-magasin>

Tableau 2.10 Principales hypothèses sur le froid et la cuisson tertiaire et résultats par trajectoire à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Gain d'efficacité des systèmes de froid par rapport à 2019		15 %	13 %	11 %	13 %
Consommation du froid tertiaire (TWh)	9,5	8,4	8,3	8,1	8,8
Part des surfaces utilisant la cuisson électrique	41 %	54 %	51 %	48 %	54 %
Gain d'efficacité des systèmes de cuisson par rapport à 2019		15 %	12 %	10 %	12 %
Consommation de la cuisson tertiaire (TWh)	4,3	5,2	5,1	4,6	5,4

Figure 2.38 Évolution de la consommation des usages froid et cuisson entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »

couvre principalement celle des équipements de cuisson des restaurants, que ce soit les restaurants d'entreprise, la restauration collective ou les restaurants commerciaux.

La cuisson se caractérise par un besoin en croissance. Ces trois dernières années le nombre de repas

pris hors domicile a augmenté de 0,8% par an en moyenne⁴⁶. La cuisson se caractérise aussi par une électrification de l'usage, conséquence d'une évolution des pratiques dont la tendance est favorable à l'électricité, environ 70% des surfaces nouvellement construites sont équipées de système de cuisson électrique. La crise sanitaire a entraîné une baisse

46. <https://www.npdgroup.fr/wps/portal/npd/fr/actu/communiques-de-presse/la-restauration-hors-domicile-maintient-son-cap-en-2019--les-francais-ont-depense-57-3-milliards-d-euros-en-rhd-en-2019--soit-une-croissance-de-1-7-par-rapport-a-2018/>

des ventes de l'ordre de 35%⁴⁷ en volume. La reprise de la croissance économique devrait entraîner un retour progressif vers la restauration hors domicile.

Éclairage

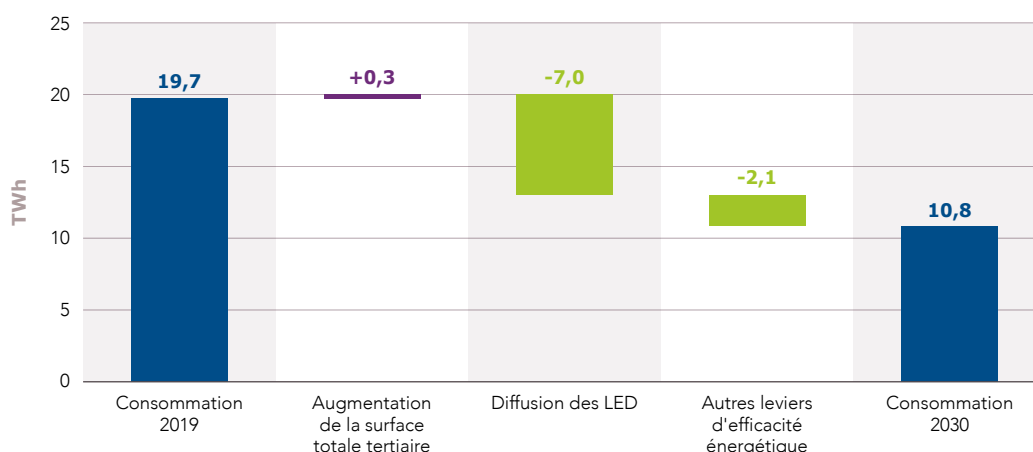
L'éclairage intérieur représente un potentiel d'efficacité énergétique important. La généralisation de la technologie LED est favorisée depuis peu

par la vente de lampes compatibles avec les systèmes actuels⁴⁸ qui nécessitaient jusqu'à présent une opération de remplacement lourde. En 2016, une étude du CEREN montre que moins de 10% des bureaux sont équipés de systèmes LED. En parallèle, les politiques de suppression des technologies les plus anciennes obligent les acteurs à se tourner vers les technologies les plus performantes. Une généralisation des lampes LED est attendue à long terme.

Tableau 2.11 Principales hypothèses sur l'éclairage tertiaire et résultats par trajectoire à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Taux d'équipement en LED	15%	90%	75%	55%	75%
Gain apporté par les systèmes de gestion de l'allumage		5%	4%	3%	4%
Consommation de l'éclairage tertiaire (TWh)	19,7	11,4	12,3	12,7	12,5

Figure 2.39 Évolution de la consommation d'éclairage entre 2019 et 2030 – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



⁴⁷. <https://www.npdgroup.fr/wps/portal/npd/fr/actu/communiques-de-presse/la-restauration-limite-les-degats-grace-a-la-vente-a-emporter/>

⁴⁸. Les luminaires actuels des bâtiments du tertiaire sont bien souvent équipés de ballasts internes ferromagnétiques ou électroniques.

De plus, on peut attendre également des gains sur l'éclairage grâce à un pilotage plus fin de l'allumage des lampes avec la généralisation des détecteurs de mouvements, l'installation de programmeurs ou de capteurs d'éclairage pour la lumière naturelle⁴⁹.

Autres usages spécifiques

Cette consommation comprend l'ensemble des usages spécifiques de l'électricité non déjà décrits précédemment. Il s'agit par exemple des équipements de bureautique, des data centers, des aspirateurs et autres appareils de ménage, des machines à café ou autres appareils électroménagers, des équipements médicaux, des distributeurs de boissons fraîches, des ascenseurs et escalators, etc.

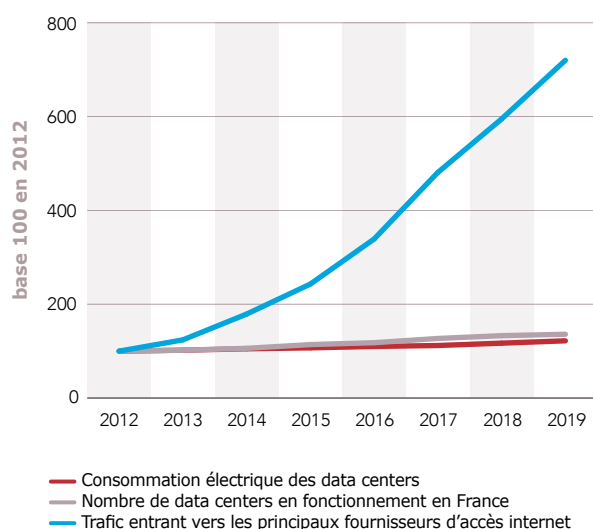
Pour la bureautique, le taux d'équipement des employés avec un ordinateur est évalué à 60%⁵⁰ en 2017. Ce taux est stable depuis 2014. Les secteurs les moins équipés sont la construction, le transport et entreposage et l'hébergement-restauration. Ces secteurs sont les moins susceptibles de s'équiper dans le futur proche. De même que pour le secteur résidentiel, la diffusion du progrès technique est appelée à se poursuivre sous l'effet des règlements européens d'écoconception qui imposent des normes de plus en plus sévères en matière d'efficacité énergétique. La consommation de ces équipements est évaluée à 7 TWh.

Deux types de data centers sont considérés ici. Les data centers possédés par des entreprises pour leur utilisation en propre et les data centers dits en colocation, possédés et gérés par des entreprises externes dans le but de louer la capacité de calcul et de stockage de données à d'autres entreprises. Parmi ces derniers, les data centers dits «hyperscale» se distinguent par leur très grande envergure, tant en nombre de serveurs que de surface, ils sont en général à la main d'entreprises spécialisées.

La consommation des data centers en colocation, qui est évaluée à 3,4 TWh, fait l'objet d'une évolution contrastée, entre efficacité énergétique et intensification des usages. La consommation d'électricité des data centers est dépendante des flux de données générés, mais suit une évolution beaucoup plus modérée grâce aux efforts d'efficacité énergétique, notamment pour le refroidissement des data centers. Ces flux suivent une croissance très rapide avec l'apparition de nouveaux usages tels que le big data et avec la démocratisation du streaming et des services de vidéo à la demande. La facture énergétique de ces sites (environ 40% des charges) incite particulièrement à améliorer la performance des installations, c'est un enjeu de compétitivité économique.

Sur la période 2012-2019, les flux de données entrant sur les réseaux des quatre plus grands fournisseurs d'internet ont été multipliés par plus de sept quand le nombre de data centers en France n'a augmenté que de 35% et la consommation que de l'ordre de 20%.

Figure 2.40 Évolutions comparées des flux internet, du nombre de data centers et de leur consommation d'électricité



49. Cf. <http://www.lonmark.fr/data/presentation/pdf/17-02-CSTB-P.BOISSON.pdf>

50. Cité par Chiffres-clé du numérique – DGE – https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/directions_services/etudes-et-statistiques/Chiffres_cles/Numerique/2018-Chiffres-cles-du-numerique.pdf

Il n’y a pas encore en France de data centers dit « hyperscale » qui sont des data centers de très grande envergure mais possédant une très grande efficacité énergétique. Selon le rapport du Sénat sur l’empreinte environnementale⁵¹, ces data centers sont dix fois plus efficaces énergétiquement que les data centers existants en France. L’implantation de ce type de data centers en France pourrait diminuer la croissance potentielle de la consommation des data centers. Amazon et Google ont des projets de data centers en France dans les prochaines années⁵².

La consommation des data centers d’entreprise, qui est évaluée à 6,6 TWh, est plutôt orientée à la baisse. Les entreprises se tournent de plus en plus vers des solutions en cloud plutôt que de posséder et d’entretenir des data centers dans leurs locaux. Les solutions de cloud ont les avantages d’être plus flexibles et plus évolutives. Ces solutions de *cloud computing* reposent aussi sur des data centers mais ce secteur est dominé par des entreprises

dont les infrastructures sont situées en dehors de France, principalement Amazon, Microsoft, Google et Alibaba. Ce transfert induit donc une augmentation des consommations des pays où sont situés ces data centers et une diminution de la consommation des data centers en France. La croissance du marché du cloud devrait se maintenir à près de 20% par an jusqu’en 2021 selon une étude de Markess by exaegis⁵³.

Le parc des autres équipements, très hétérogène et pour lequel peu de données statistiques sont disponibles, ne peut pas faire l’objet d’une approche techno-explicite et est donc projeté de façon agrégée. Une partie de ces équipements entrent dans le champ des exigences en termes d’écoconception, mais ce n’est toujours pas le cas pour de nombreux équipements professionnels, par exemple le matériel médical. La consommation de ces équipements devrait stagner ou augmenter dans les prochaines années en fonction des efforts d’efficacité énergétique qui y seront consacrés.

Tableau 2.12 Principales hypothèses sur les autres usages spécifiques tertiaires et résultats par trajectoire à l’horizon 2030

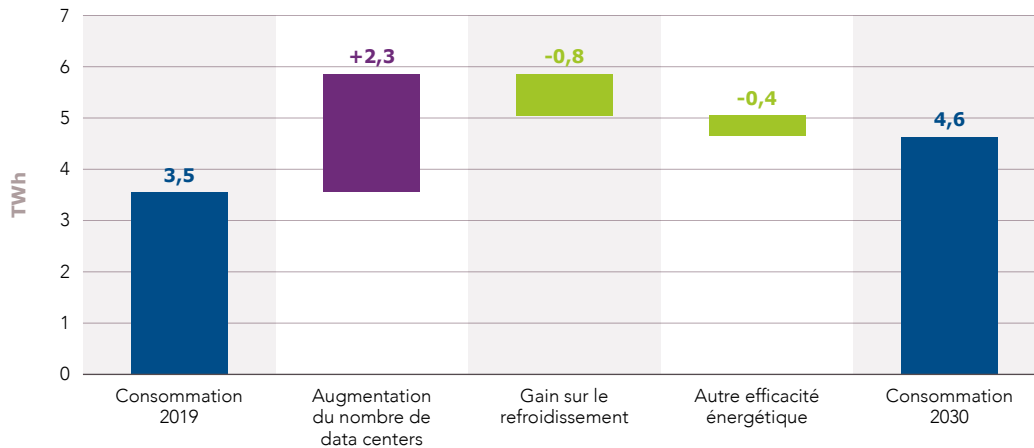
	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Gain d’efficacité sur la période des autres équipements électriques		14%	8%	3%	8%
Effets liés aux nouveaux usages et à l’augmentation des taux d’équipement sur la période		13%	9%	6%	13%
Gain d’efficacité des data centers en colocation		25%	18%	10%	18%
Augmentation du nombre de data centers en colocation		70%	60%	55%	70%
Consommation des autres usages spécifiques tertiaires (TWh)	30,0	30,6	31,6	30,9	33,2
Consommation des data centers en colocation	3,4	4,6	4,8	4,9	5,0

51. D’après le rapport du sénat : http://www.senat.fr/rap/r19-555/r19-555_mono.html#toc167

52. <https://www.usinenouvelle.com/article/google-va-ouvrir-en-2022-ses-premiers-datacenters-pour-son-cloud-en-france.N969446>
<https://www.leparisien.fr/essonne-91/bretigny-sur-orge-un-data-center-d-amazon-en-projet-sur-la-base-217-22-05-2019-8077359.php>

53. <http://blog.markess.com/2020/01/quelles-evolutions-pour-le-marche-des-solutions-de-cloud-computing-et-des-services-associes-en-france/>

Figure 2.41 Évolution de la consommation des data centers entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



Branches du hors bâti

Les consommations d'électricité des **parties communes d'immeuble** – d'habitat et tertiaire – représentent près de 8 TWh. Ascenseurs, auxiliaires de chaufferie, ventilation et éclairage sont les principaux équipements à l'origine de ces consommations. De la même manière que pour les usages abordés précédemment, les performances des équipements sont amenées à s'améliorer.

La consommation des **grands centres de recherche énergétique** (laboratoire de recherche souterrain de Bure⁵⁴, CERN⁵⁵, etc.) s'élève à 1,9 TWh en 2019. Elle a été maîtrisée grâce aux progrès en termes d'efficacité énergétique et devrait le rester dans les années à venir. Une hausse de la consommation, de l'ordre de 0,4 TWh à l'horizon 2030, est toutefois anticipée avec le développement de nouveaux projets industriels. Le projet ITER⁵⁶ de recherche sur la fusion nucléaire, dont la phase d'assemblage a débuté en novembre 2020, sera le principal vecteur de hausse de la consommation.

L'éclairage public est affecté par la révolution technologique des LED. Les besoins d'éclairage sont également en baisse sous l'impulsion d'une prise de conscience des nuisances de l'éclairage public pour la vie nocturne. Les expériences de limitation de l'éclairage sur certaines portions d'autoroutes ont montré des effets positifs, notamment sur la vigilance des conducteurs et donc sur la sécurité routière. Ces résultats devraient se traduire par une poursuite de ce mouvement.

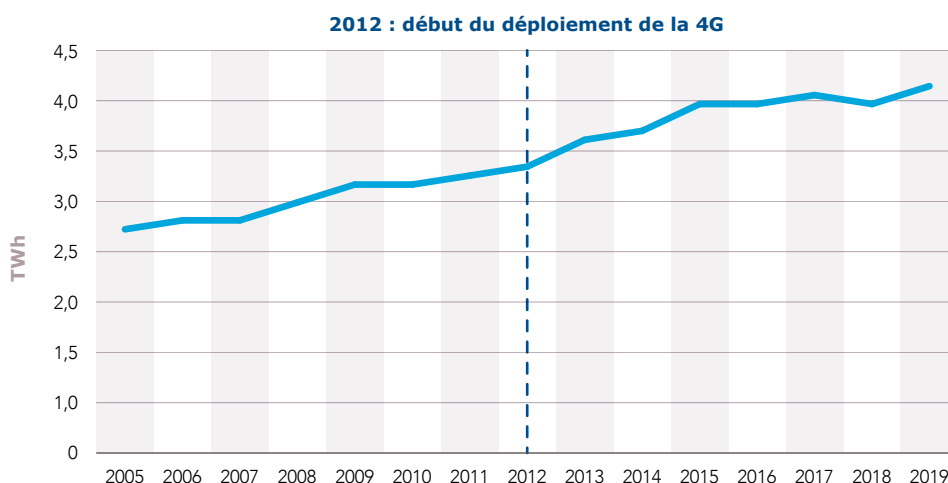
La consommation des **télécommunications** est évaluée à 4 TWh en 2019, elle est reconstituée en utilisant les rapports RSE des quatre plus grands opérateurs de télécommunication en France. Il s'agit de la consommation des infrastructures de télécommunication (téléphonie mobile, fibre, ADSL, cœur de réseau), pas des terminaux. Cette consommation est en augmentation constante, de l'ordre d'une centaine de gigawattheures par an. Le déploiement des nouvelles technologies de téléphonie mobile (3G, 4G) ne semble pas avoir une influence majeure sur le rythme de croissance de la consommation. Cette hausse est liée à la croissance des flux sur les réseaux et au déploiement de nouvelles infrastructures.

⁵⁴. Projet d'enfouissement des déchets nucléaires

⁵⁵. Conseil européen pour la recherche nucléaire

⁵⁶. International Thermonuclear Experimental Reactor

Figure 2.42 Historique de la consommation des télécommunications



Le déploiement de la 5G est au cœur d'un débat sur son impact environnemental, et notamment sur son impact encore incertain sur la consommation du secteur des télécommunications. D'un côté, la 5G devrait être significativement plus efficace pour le transfert d'une même quantité d'information, une division par dix de la consommation unitaire par octet transporté est envisagée⁵⁷. De l'autre côté, la vitesse de transmission des données devrait augmenter du même facteur et favoriser une forte augmentation du trafic. Il y a encore assez peu d'études basées sur des mesures *in situ*. Le cœur du débat porte sur l'évolution des flux de données. En fonction de l'hypothèse prise sur l'évolution de ces flux, cela peut entraîner soit une très forte hausse ou une contraction de la consommation du secteur. L'étude prospective du

Haut Conseil pour le climat prévoit une augmentation très significative des consommations du secteur des télécommunications, de l'ordre d'une multiplication par trois, ce qui correspond à une croissance très supérieure à ce qui est constaté dans l'historique et un changement totalement inédit. Nokia, dans une étude s'appuyant sur des consommations mesurées en Espagne, tend à montrer que la consommation ne devrait pas augmenter significativement⁵⁸.

Dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon», la trajectoire retenue est une poursuite de la tendance haussière avec une augmentation de l'ordre d'un térawattheure entre 2019 et 2030. Cette hypothèse est en effet relativement médiane parmi les visions contrastées des différents acteurs.

57. <https://hellofuture.orange.com/fr/la-5g-lefficacite-energetique-by-design/>

58. <https://www.phonandroid.com/5g-consomme-moins-electricite-4g-affirme-nokia.html>

Synthèse des consommations du secteur tertiaire

Après une hausse continue jusqu'en 2010, la consommation du secteur tertiaire s'est stabilisée pour désormais s'infléchir. La trajectoire de consommation du secteur tertiaire devrait s'orienter à la baisse si les objectifs d'efficacité énergétique

sont respectés malgré l'électrification des usages thermiques envisagée dans la SNBC. Dans une situation où les objectifs d'électrification seraient atteints mais où les ambitions en matière d'efficacité énergétique ne le seraient pas, la trajectoire de consommation du secteur tertiaire devrait être stable sur la période. Dans les autres trajectoires, la consommation est orientée à la baisse.

Figure 2.43 Évolution de la consommation des usages du tertiaire – scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »

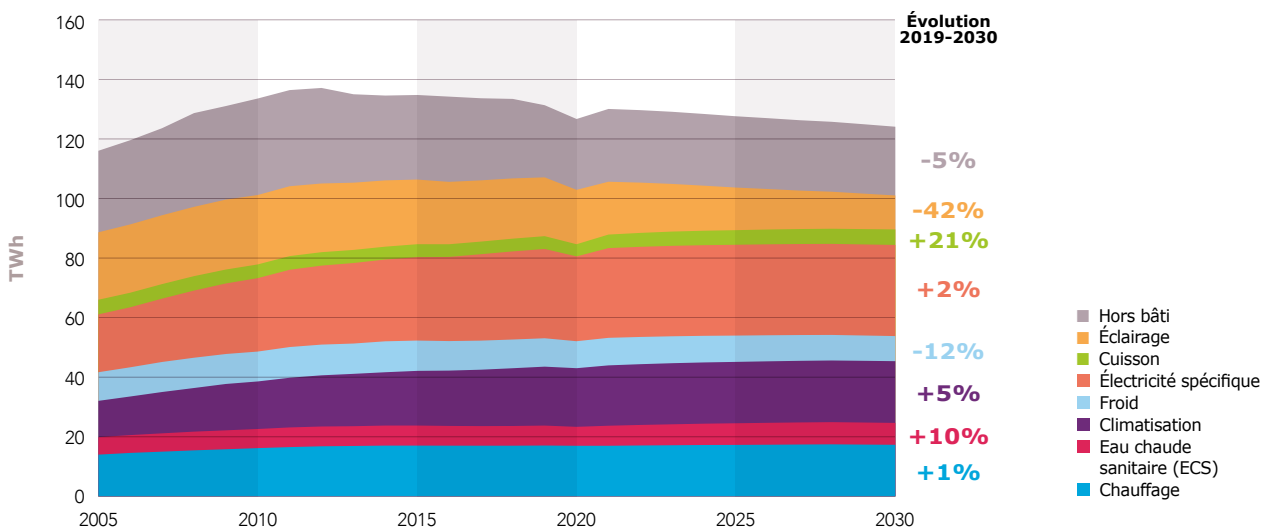


Figure 2.44 Trajectoires de consommation d'électricité du secteur tertiaire

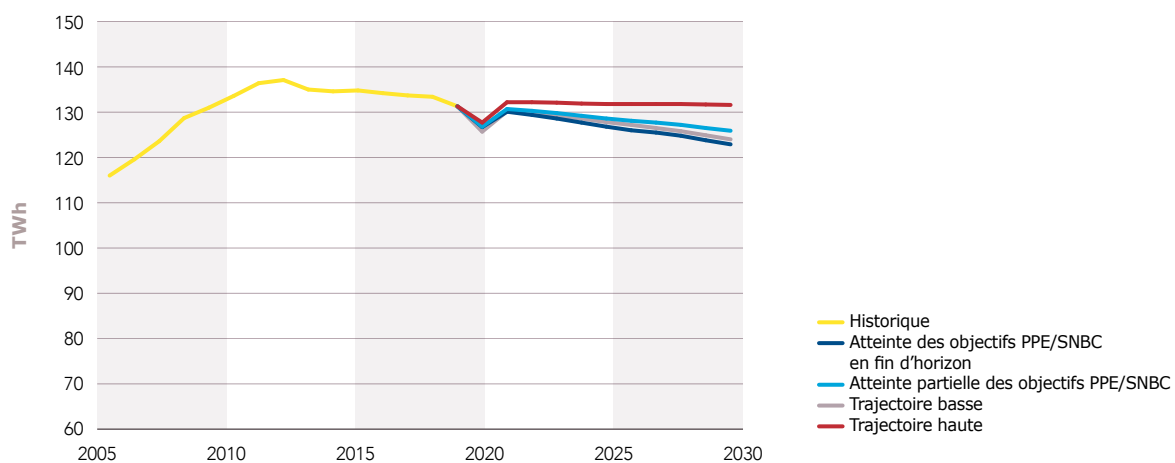
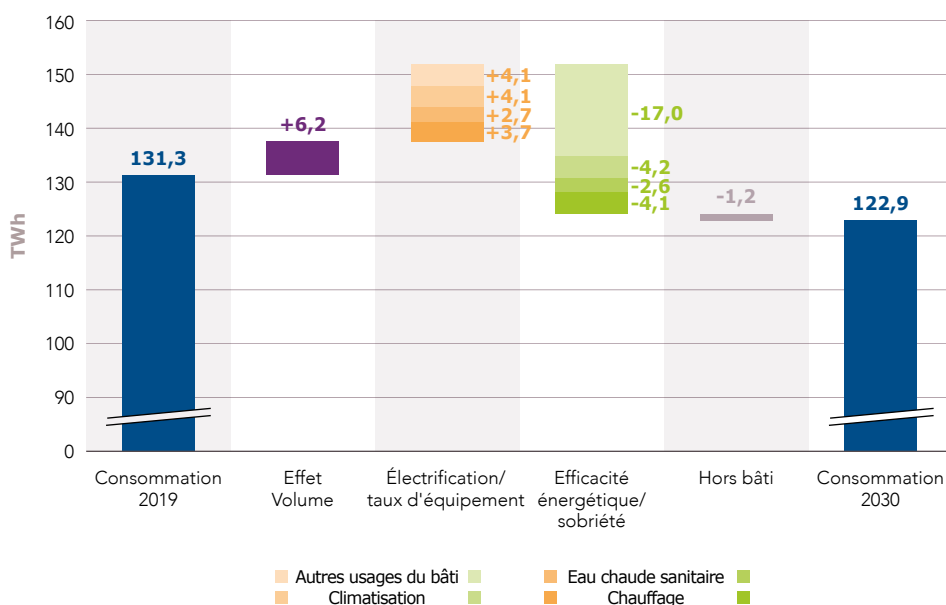


Tableau 2.13 Évolution de la consommation par usage dans le secteur tertiaire selon les trajectoires (TWh)

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Chauffage	17,1	17,3	17,0	15,7	18,4
Climatisation & ventilation	19,8	20,7	21,4	21,5	21,9
Eau chaude sanitaire	6,7	7,3	6,9	6,2	7,5
Cuisson	4,3	5,0	5,0	4,6	5,3
Froid	9,5	8,1	8,2	8,1	8,6
Éclairage	19,7	10,8	12,0	12,7	12,2
Electricité spécifique	30,0	30,6	31,6	30,9	33,2
Hors bâti	24,2	23,0	23,8	24,3	24,4
TOTAL TERTIAIRE	131,3	122,9	125,9	124,0	131,6

Figure 2.45 Évolution de la consommation du secteur tertiaire entre 2019 et 2030 scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



2.6 L'électrification des procédés est un levier fort pour une décarbonation de l'industrie et devrait infléchir progressivement la consommation électrique du secteur à la hausse

Consommation d'électricité de l'industrie en 2019

Le secteur industriel a représenté en 2019 une consommation d'électricité de 113,2 TWh, soit un peu moins de 24% de la demande intérieure d'électricité en France continentale.

Le secteur industriel considéré dans ce document recouvre toutes les entreprises de France continentale, dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA⁵⁹, et dont l'activité fait partie des classes de la Nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie (NCE)⁶⁰ allant de 12 à 38.

Par souci de lisibilité des figures, un regroupement des NCE par grandes branches d'activité est proposé dans la suite de ce document (cf. tableau 2.14).

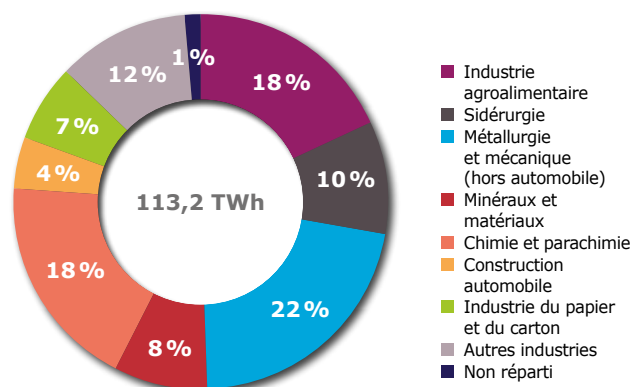
Près de 60% de la consommation d'électricité de l'industrie est concentrée sur trois grandes branches d'activité : la métallurgie et la mécanique (hors automobile), la chimie et l'industrie agroalimentaire (cf. figure 2.46).

La consommation d'électricité du secteur industriel a connu une baisse quasi continue depuis le début des années 2000, entrecoupée par l'effet de la crise économique des *subprimes* qui s'est traduite par une contraction brutale de 14 TWh en 2009. Depuis 2010, la demande électrique industrielle s'est ainsi réduite de près de 8%, et ce malgré un léger rebond en 2017 (cf. figure 2.47).

Tableau 2.14 Regroupement des NCE par grandes branches industrielles

	NCE
Industrie agroalimentaire	12 ; 13 ; 14
Sidérurgie	16
Métallurgie et mécanique (hors industrie automobile)	18 ; 29 ; 30 ; 31 ; 33
Minéraux et matériaux	19 ; 20 ; 21 ; 22
Chimie et parachimie	23 ; 24 ; 25 ; 26 ; 28
Construction automobile	32
Industrie du papier et du carton	35
Autres industries	34 ; 36 ; 37 ; 38

Figure 2.46 Répartition par branches de la demande électrique industrielle pour l'année 2019⁶¹



⁵⁹. Les entreprises alimentées en basse tension (puissance souscrite inférieure à 36 kVA) sont considérées comme relevant de l'artisanat et sont traitées dans le secteur tertiaire.

⁶⁰. Il s'agit d'une nomenclature d'activité particulière pour les consommations d'énergie. Il existe une table de correspondance entre la NCE et la NAF rév. 2, accessible sur le site de l'INSEE : https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/3364874/irecoeacei16_correspondance_NCE_NAF-1.pdf

⁶¹. Un volume de consommation, relativement limité (de l'ordre de 1% de la consommation totale industrielle), ne peut être réparti par activité faute de données statistiques. Il correspond en grande partie à l'autoconsommation HTA des clients industriels.

Figure 2.47 Évolution de la demande électrique industrielle

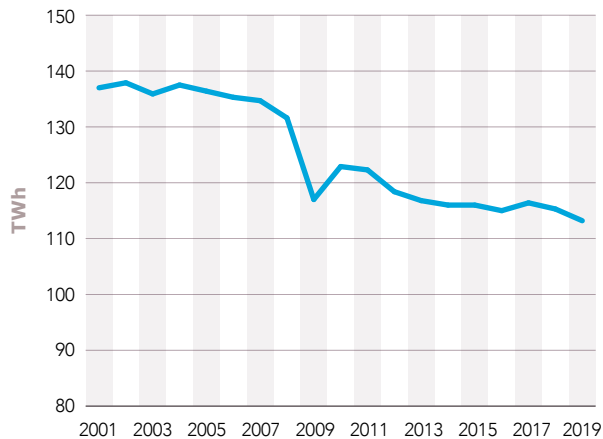
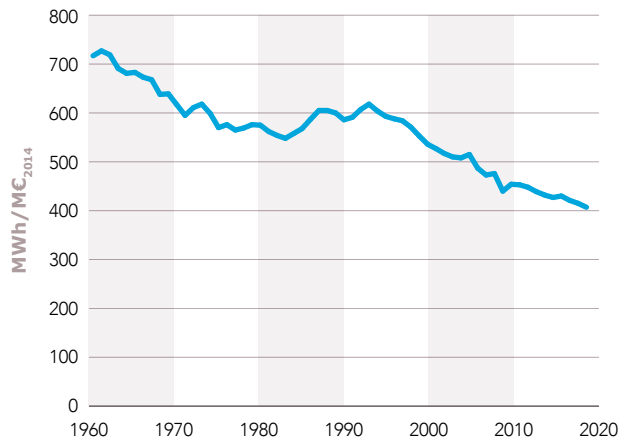


Figure 2.48 Évolution de l'intensité électrique industrielle



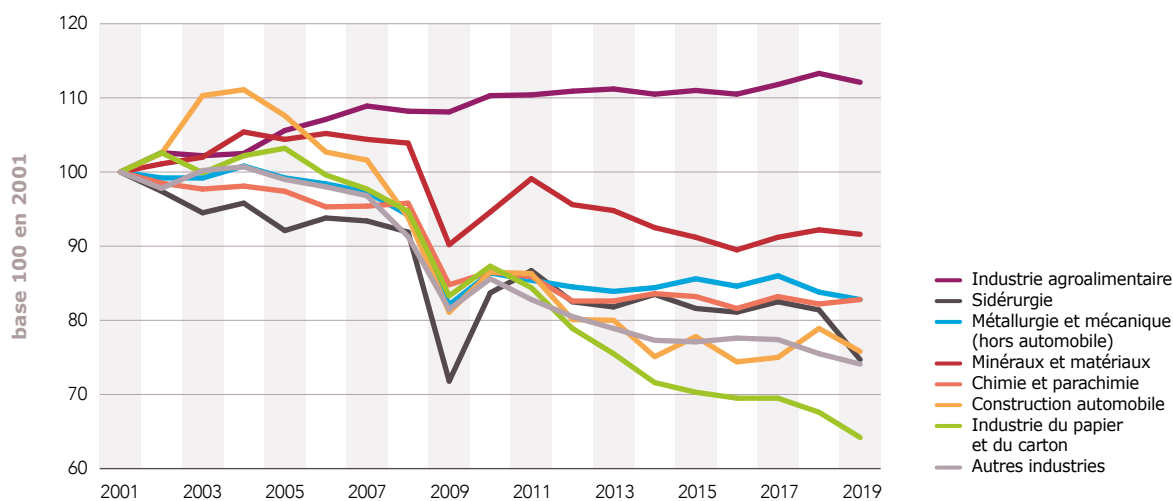
Cette baisse s'explique par les effets conjugués :

- ▶ d'une dynamique de la production industrielle en volume relativement atone, moindre que celle du PIB ;
- ▶ du déplacement de l'activité des industries lourdes fortement consommatrices d'énergie vers des industries plus légères, voire d'une certaine désindustrialisation ;

- ▶ des actions d'efficacité énergétique qui ont contribué à faire décroître l'intensité électrique de l'industrie (la baisse de celle-ci a été légèrement supérieure à 1,5% par an en moyenne au cours des vingt dernières années – cf. figure 2.48).

Cette tendance baissière de la demande électrique s'observe sur la totalité des grandes branches

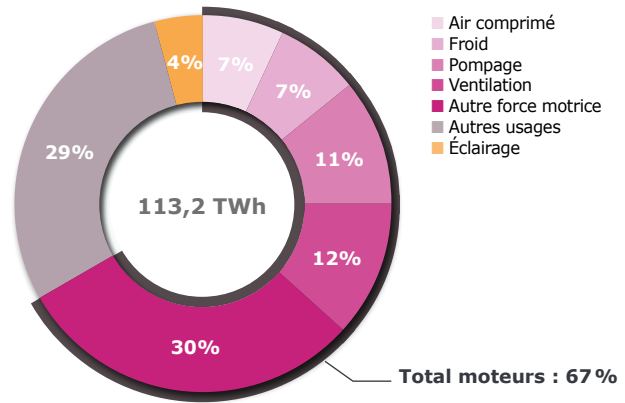
Figure 2.49 Évolutions comparées de la demande électrique des grandes branches industrielles



industrielles à l'exception notable de l'industrie agroalimentaire (cf. figure 2.49).

La consommation d'électricité est intimement liée à l'activité productrice des entreprises, mais ce lien est affecté par les évolutions structurelles de l'activité, par les substitutions entre vecteurs énergétiques et au premier plan par l'amélioration de l'efficacité énergétique, en particulier sur les usages transverses (production d'air comprimé, de froid, pompage, ventilation, force motrice, éclairage), catalysée notamment par la directive sur l'écoconception des matériels. La consommation d'électricité industrielle est en effet majoritairement – à hauteur de deux tiers environ – due à celle des moteurs électriques utilisés pour ces usages transverses (cf. figure 2.50).

Figure 2.50 Répartition par usages de la demande électrique industrielle pour l'année 2019

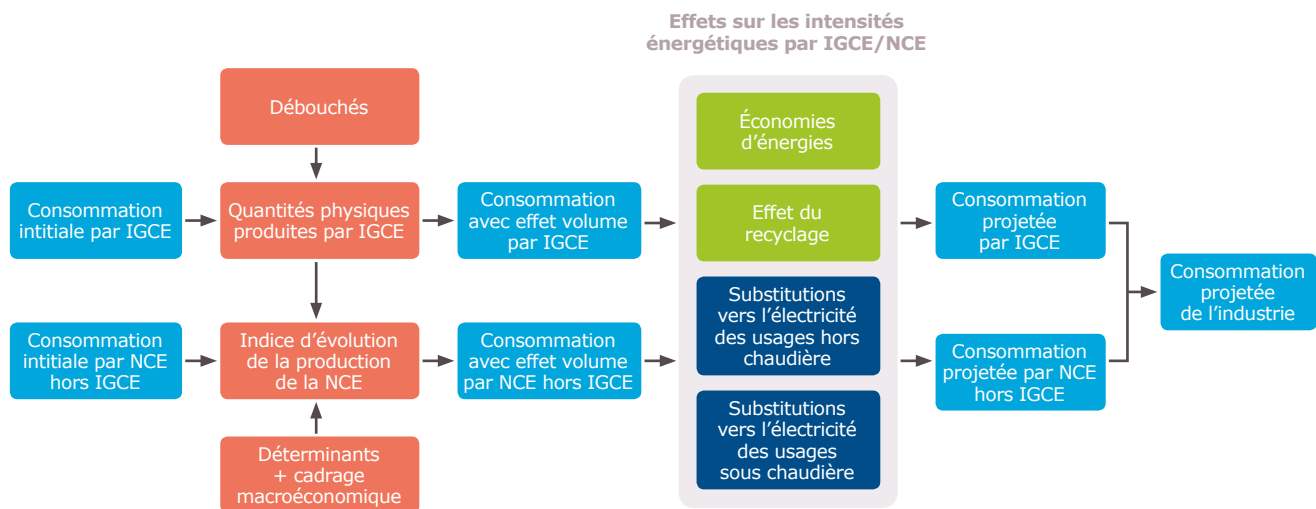


Une modélisation basée sur des quantités physiques et qui prend en compte l'interdépendance des branches productrices

D'importants travaux d'analyse, menés en concertation avec les parties prenantes dans le cadre du groupe de travail « consommation » piloté par RTE, ont permis d'affiner et d'enrichir la modélisation du secteur industriel.

La méthode retenue repose sur une approche en quantités physiques pour décrire la production des industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE) à partir des débouchés et une approche plus macroéconomique, basée sur la valeur ajoutée, pour les industries diffuses. Cette modélisation permet de prendre en compte les spécificités des IGCE, tout en assurant une cohérence d'ensemble des productions projetées et un bouclage macroéconomique

Figure 2.51 Représentation simplifiée du principe général de modélisation dans l'industrie



d'ensemble. Elle permet en outre de bien intégrer l'interdépendance entre secteurs industriels, la production de certains biens intermédiaires dépendant de l'activité productrice d'autres branches.

Cette première phase permet ainsi d'estimer un effet «volume» sur la consommation d'électricité (croissance de la consommation homothétique à celle de la valeur ajoutée industrielle) et un effet «structure», lié au fait que toutes les branches industrielles n'ont pas la même dynamique d'évolution.

Dans une seconde phase, d'autres effets portant sur les intensités électriques associées sont projetés :

- ▶ un effet «efficacité énergétique», lié à l'amélioration de la performance énergétique des procédés ;
- ▶ un effet «recyclage», décrivant l'impact de l'évolution des taux de recyclage de certains matériaux (acier, aluminium, verre, etc.) sur la consommation électrique ;
- ▶ un effet «électrification», lié au remplacement de procédés à base de combustibles par des techniques électriques, à la fois sur les usages hors chaudière et sur les usages sous chaudière.

La figure 2.51 fournit un logigramme simplifié de la modélisation utilisée. Celle-ci est décrite plus en détails dans la suite de ce document.

Les IGCE ont une consommation énergétique importante pour un poids limité dans la valeur ajoutée industrielle

L'intérêt d'adopter une approche en quantités physiques de production pour les IGCE est patente si l'on considère les caractéristiques de ces filières, à savoir une consommation énergétique très importante (environ la moitié de celle de l'industrie) au regard de leur poids limité (7%) dans la valeur ajoutée industrielle.

Les IGCE considérées ici sont la production d'acier, d'aluminium, d'éthylène, de chlore, d'ammoniac, de clinker, de verre, de papier-carton et de sucre.

De fait, une approche purement macroéconomique basée sur de grands agrégats ne saurait être à même de prendre en compte l'effet majeur sur la consommation énergétique globale de l'évolution de la production de ces filières très énergivores.

Une modélisation de la production des IGCE établie à partir de leurs débouchés

L'approche retenue pour modéliser l'évolution de la production en quantités physiques des IGCE consiste à établir une projection de la demande

Figure 2.52 Poids relatif des IGCE dans l'industrie en 2019

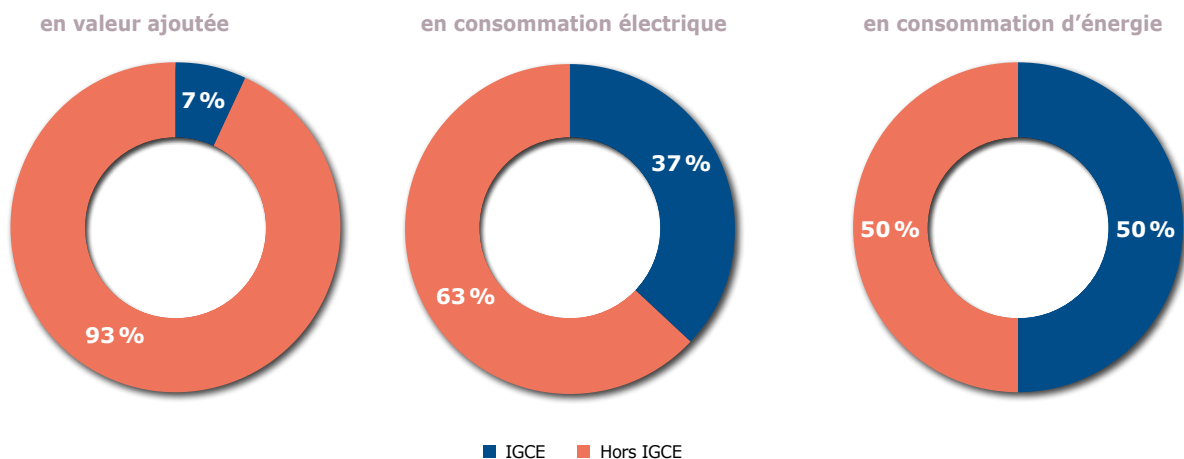
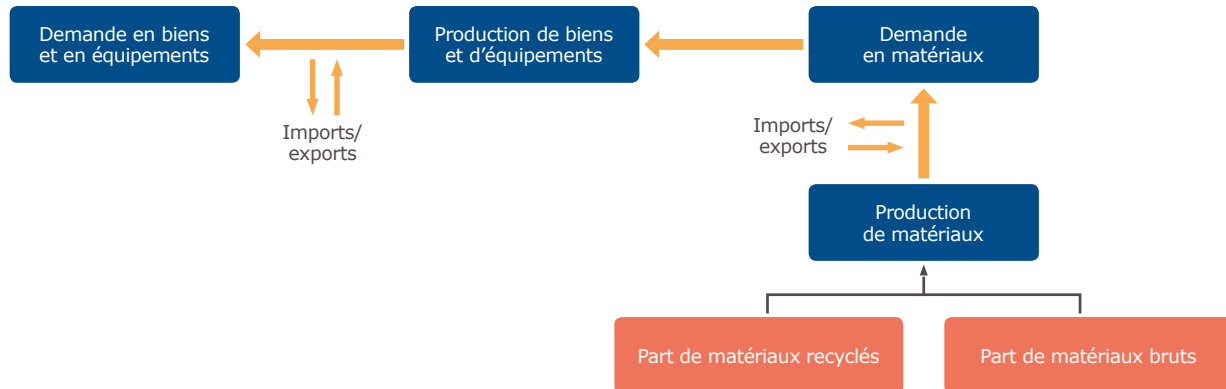


Figure 2.53 Principe général de modélisation de la production des IGCE



en biens et en équipements et d'en déduire une demande en matériaux pour satisfaire cette demande. Les industries diffuses, qui recouvrent un spectre de produits beaucoup plus large, devront être abordées sous un autre angle.

Pour ce faire, plusieurs hypothèses sont nécessaires :

- ▶ on assimile, sur l'horizon de prévision, la consommation apparente (c'est-à-dire : production + imports - exports) à la consommation réelle (c'est-à-dire la consommation apparente à laquelle on ajoute les variations de stock). Ne pas considérer les variations de stock est pertinent dans la mesure où la finalité est de capter les évolutions structurelles et non de décrire les fluctuations conjoncturelles, par nature non prévisibles sur un horizon de dix ans ;
- ▶ on considère également, pour chaque filière de production IGCE, que la part relative du solde net des imports/exports, que ce soit au niveau des matériaux ou des biens et équipements qui constituent leurs débouchés, demeure relativement constante. Cette hypothèse apparaît cohérente avec le cadrage de la trajectoire AMS de la SNBC, qui table sur un relatif *statu quo* en matière de poids relatif de l'industrie dans la valeur ajoutée.

La première étape consiste à étudier en détail les neuf produits des IGCE considérées, afin de déterminer dans quels secteurs ils sont utilisés et en quelle proportion, puis d'évaluer les éventuelles

transformations des marchés de ces produits dans les années à venir.

Les principaux débouchés identifiés, déterminants pour l'évolution de la demande adressée aux IGCE sont les suivants :

- ▶ la **construction** constitue un important débouché pour plusieurs types de production des IGCE : le verre, l'acier, l'aluminium, le plastique et le clinker (pour ce dernier, il s'agit même du seul débouché). La demande en matières premières de ce secteur dépend essentiellement de deux facteurs : le volume de construction et la part de marché de chaque matériau. En particulier, un recours accru à des matériaux biosourcés devrait réduire la consommation de ciment à niveau de construction équivalent.
- ▶ le secteur de **l'emballage** représente une large part des utilisations du verre, du papier-carton et du plastique, et est également consommateur d'acier et d'aluminium sous forme d'emballages métalliques. Le développement des systèmes de vente en vrac et l'éventuelle mise en place d'une consigne sur le plastique et/ou le verre dès 2023, proposés par la SNBC, sont de nature à réduire progressivement le besoin d'emballage. En outre, la loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire, adoptée début 2020, fixe des objectifs de réduction des déchets à l'horizon 2030 : -15% de déchets ménagers par habitant et -5% de déchets d'activités économiques.

- ▶ les **engrais** azotés, qui constituent le principal débouché de l'ammoniac, sont critiqués pour leur fort impact environnemental. En effet, selon le CITEPA, le secteur agricole représentait 20% des émissions de gaz à effet de serre en 2014, et 40% de ces émissions sont associées à l'épandage d'engrais azotés. La SNBC fixe pour objectif d'ici 2050 la réduction de 82% du surplus azoté, grâce à l'optimisation du cycle de l'azote. Une trajectoire progressive et crédible pour atteindre ce niveau de baisse en 2050 a été élaborée, retenant une contraction de 10% de l'usage d'engrais azotés à l'horizon 2030.
- ▶ les **transports**, et en particulier l'**automobile**, recouvrent une part importante de la demande de plusieurs produits des IGCE : l'acier, l'aluminium, le plastique, le verre. Outre les évolutions modales du transport, celles de la taille des véhicules, de leur motorisation et de leur contenu en matériaux constituent autant de facteurs affectant les débouchés adressés aux IGCE. En particulier, la quantité moyenne d'aluminium par véhicule pourrait augmenter au détriment de celle d'acier.

D'autres secteurs jouent également un rôle important : la **chimie** (pesticides, peintures, colorants, colles, produits d'entretien, cosmétiques, produits pharmaceutiques...) ainsi que les secteurs de la mécanique, de l'électricité, du textile...

D'ici à 2030, les perspectives pour l'activité productrice de chacun de ces secteurs dépendent largement de la croissance économique que connaîtra le pays, de la démographie ainsi que des mesures et changements d'habitudes qui pourront

être adoptés dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique.

Ces éléments, largement concertés avec les parties prenantes dans le cadre du groupe de travail sur les trajectoires de consommation, permettent de projeter l'évolution de la consommation de ces matières premières. Le but de l'exercice étant d'établir des trajectoires de production, celles-ci seront déterminées en partie par l'évolution de la consommation française, mais aussi par celle des imports et exports de chaque matériau, sous forme brute ou sous forme de produits finis.

Une production des IGCE relativement stable à l'horizon 2030, à l'exception notable de l'aluminium

L'évolution des débouchés présentée précédemment permet d'évaluer celle de la demande en produits issus des IGCE.

En considérant une évolution de la production des IGCE proportionnelle à celle de la demande des produits qui en sont issus, ce qui suppose un taux d'import/export invariant dans le temps, il est possible d'élaborer des trajectoires de production à l'horizon 2030.

Production de clinker

La production du clinker est modélisée à partir de celle du ciment, dont il est le principal constituant. La production de ciment en France représente environ 90% de la demande nationale annuelle,

Tableau 2.15 Production de clinker en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production de clinker (Mt)	13,2	13,5	13,5	11,5	13,6
Valeur projetée dans la SNBC		14,0			

laissant ainsi apparaître un solde net importateur de 1,9 Mt en 2018.

L'évolution des débouchés de la construction se caractérise par une croissance des travaux publics tirée à la hausse par le contexte économique, une relative stabilité de la construction de bâtiments neufs, avec un fort accroissement des rénovations. À ces évolutions s'ajoutent en outre une baisse de la teneur en clinker du ciment et une moindre consommation unitaire de ciment dans la construction (recours à des matériaux biosourcés).

Avec ces hypothèses et l'évolution des débouchés de construction, la trajectoire de production de clinker en France, modélisée homothétiquement à l'évolution de la demande intérieure de clinker, serait relativement proche de celle décrite dans la trajectoire AMS de la SNBC, à l'exception de la trajectoire basse.

Production d'acier

De façon très globale, la production française d'acier couvre quasiment, à 97%, la demande nationale annuelle. Cette vision globale masque toutefois des volumes d'imports et d'exports très importants. Ainsi, la France dispose d'une production d'acier plat importante, mais doit importer 40 % de la consommation française de produits longs.

L'évolution des débouchés de l'acier est notamment marquée par une consommation unitaire en baisse dans la construction automobile (véhicules plus légers et recours accru à l'aluminium en lieu et place de l'acier), dans la construction (recours

à des matériaux biosourcés), dans les emballages, pendant que les autres débouchés (transport hors automobile, industrie mécanique, biens métalliques) restent légèrement croissants.

Cela se traduirait par une demande intérieure d'acier, et donc une production selon le principe de modélisation adopté, relativement stable à l'horizon 2030 dans trois trajectoires, en cohérence avec la stabilité affichée par la SNBC. Seule la trajectoire basse verrait une contraction de la production.

Production d'aluminium

La production française d'aluminium ne couvre qu'environ 70% de la consommation intérieure. Les débouchés de l'aluminium concernent essentiellement le transport (42%, dont 34% pour le seul secteur de la construction automobile) et la construction (30%).

L'évolution des débouchés de l'aluminium devrait globalement être haussière, du fait de la hausse d'activité mais également d'un recours accru à ce matériau lié à ses caractéristiques physiques, à savoir de bonnes performances mécaniques couplées à une relative légèreté. L'utilisation de l'aluminium est donc appelée à croître, notamment dans le secteur du transport.

En effet, la consommation unitaire de matériaux dans la construction automobile pourrait être modifiée dans les années à venir. L'étude «*Aluminium content in European cars*» menée par Ducker Worldwide pour European Aluminium en 2012 puis en 2019 estime l'évolution du contenu en aluminium dans un véhicule européen pour les

Tableau 2.16 Production d'acier en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production d'acier (Mt)	14,4	14,4	14,3	13,1	14,5
Valeur projetée dans la SNBC				15,0	

Tableau 2.17 Production d'aluminium en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production d'aluminium (Mt)	0,89	1,12	1,07	0,92	1,13
Valeur projetée dans la SNBC		0,6			

dix prochaines années. La quantité d'aluminium par véhicule pourrait selon cette étude augmenter de 30 %, dans un souci d'allègement des véhicules. De plus, la consommation unitaire moyenne d'aluminium pour produire un véhicule électrique est largement supérieure à celle nécessaire pour un véhicule thermique : la part croissante des véhicules électriques dans la production devrait ainsi se traduire par une forte hausse de la demande d'aluminium du secteur automobile.

Cette étude, complétée par d'autres sources pour l'acier, le verre et le plastique, permet d'associer à chaque type et gamme de véhicules une consommation d'acier, d'aluminium, de verre et de plastique. Ducker Worldwide suggère ainsi qu'une part d'acier sera substituée par de l'aluminium. On utilise les résultats de cette étude prospective jusqu'en 2028 en prolongeant la tendance jusqu'en

2030. La masse moyenne d'un véhicule, et donc la quantité de matériaux nécessaire à sa construction, baisse ainsi au sein de chaque gamme.

La production d'aluminium devrait donc être en augmentation pour satisfaire cette demande croissante quelle que soit la trajectoire considérée.

Ces évolutions sont globalement plus haussières que celle de la SNBC qui table sur une parfaite stabilité de la production d'ici à 2030. À noter que le volume de production de la SNBC semble sous-estimé, vraisemblablement du fait d'un périmètre considéré différent.

Production de verre

La production de verre en France est globalement exportatrice, avec un solde net de plus de 170 Mt en 2018. La production de verre trouve son principal débouché, à plus de 70 %, dans les emballages

Tableau 2.18 Production de verre en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production de verre (Mt)	4,7	4,5	4,5	3,9	4,5
Valeur projetée dans la SNBC		4,6			

Tableau 2.19 Production de chlore en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production de chlore (Mt)	1,00	1,02	1,02	0,95	1,03
Valeur projetée dans la SNBC		1,00			

(bouteilles, flacons...), devant le secteur de la construction et de la rénovation.

La mise en place d'une consigne sur le verre creux, évoquée dans la SNBC, est bien évidemment de nature à affecter significativement la production de verre creux en France : avec les hypothèses présentées précédemment, le verre creux, qui représente environ 70% des quantités de verre consommées annuellement en France, n'en représenterait plus que 66% en 2030.

Au global, malgré quelques produits fortement orientés à la hausse (comme la laine de verre, du fait du fort niveau de rénovation des bâtiments), la consommation totale de produits verriers devrait, à l'instar de la trajectoire proposée par la SNBC, connaître une relative stagnation d'ici à 2030, à l'exception de la trajectoire basse qui s'inscrirait à la baisse.

Production de chlore

La production de chlore en France est légèrement excédentaire : le solde exportateur net s'est élevé en 2018 à environ 7% de la production. Un des principaux débouchés du chlore est la production de PVC (53% des débouchés en 2018).

À terme, la réduction de l'usage des pesticides et des plastiques est de nature à réduire sensiblement la consommation de chlore pour ces usages. Cette baisse marquée est de nature à contrebalancer la très légère hausse des autres débouchés, d'où une consommation relativement stable sur tout l'horizon prévisionnel, à l'instar de la trajectoire proposée par la SNBC.

Production d'ammoniac

La France est fortement importatrice d'ammoniac : la production intérieure n'a couvert, en 2018,

Tableau 2.20 Production d'ammoniac en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production d'ammoniac (Mt)	0,94	0,86	0,86	0,70	1,03
Valeur projetée dans la SNBC		0,88			

Tableau 2.21 Production d'éthylène en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production d'éthylène (Mt)	2,7	2,4	2,4	1,9	2,4
Valeur projetée dans la SNBC		2,5			

qu'un tiers des besoins en ce produit. L'ammoniac est très essentiellement destiné (à 80%) à la production d'engrais azotés.

Le recours aux engrais azotés étant appelé à être réduit pour atteindre les objectifs de la SNBC, la demande en ammoniac pourrait se contracter elle-même dans certaines trajectoires.

Au global, les trajectoires envisagées pour la production d'ammoniac en France décrivent un cône encadrant la vision affichée d'une relative stabilité affichée dans la SNBC.

Production d'éthylène

La production d'éthylène en France a été excédentaire en 2018, avec un solde exportateur net représentant près de 5% de la production. Le principal débouché de l'éthylène demeure le secteur

de l'emballage, qui représente près de la moitié de son usage.

Avec la montée des préoccupations environnementales et la volonté politique de réduire l'utilisation des matières plastiques, la demande en éthylène est appelée à se réduire progressivement. L'évolution des autres débouchés est toutefois de nature à compenser partiellement cette baisse.

Au global, le niveau de production d'éthylène en France modélisé est relativement proche de celui affiché dans la trajectoire SNBC, à l'exception de la trajectoire basse.

Production de papier-carton

La production française de papier-carton (hors pâte à papier) ne couvre pas l'ensemble des

Tableau 2.22 Production de papier-carton (hors pâte à papier) en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production de papier-carton hors pâte à papier (Mt)	7,3	7,8	7,8	7,3	7,9
Valeur projetée dans la SNBC		7,9			

besoins annuels du pays, puisque près de 15% de la demande en papier-carton a été satisfaite par des importations. Les débouchés se répartissent en trois grands types d'usages : l'emballage (55% des débouchés), les usages graphiques (35%) et les usages pour l'hygiène (10%).

L'évolution de ces débouchés est marquée par une baisse des usages graphiques (concurrence du numérique notamment), contrebalancée par le développement de l'usage « emballages » (en lien avec l'essor du e-commerce et la réduction des emballages en matière plastique). Dans l'ensemble, la demande en papier-carton devrait être légèrement croissante jusqu'en 2030 et s'établir à un niveau relativement proche de celui retenu par la SNBC, à l'exception de la trajectoire basse.

Production de sucre

L'industrie sucrière française est très largement excédentaire, puisque plus de la moitié de sa production est exportée. Sa production est marquée par une variabilité assez forte, liée à celle des récoltes de betteraves. L'essentiel (88% en 2018) de la demande de sucre en France concerne l'industrie agroalimentaire et le sucre de bouche (69%) ou la fabrication d'alcool (19%).

L'évolution de la demande en sucre va donc être fortement corrélée à l'évolution démographique, en prenant toutefois en compte une légère réduction tendancielle de la consommation de sucre par personne (80 g journaliers par personne en 2030 contre 85 g aujourd'hui), qui contrebalance l'effet de la croissance de la population.

Globalement, l'ensemble des trajectoires conduisent à un niveau de production en 2030 proche de celui proposé par la SNBC.

Tableau 2.23 Production de sucre en France selon les différentes trajectoires à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Production de sucre (Mt)	5,0	4,8	4,8	4,7	4,8
Valeur projetée dans la SNBC		4,5			

Une modélisation de l'activité de l'industrie diffuse au travers de sa valeur ajoutée

Le niveau de production des IGCE a été étudié grâce à une approche physique sur les grandes filières de production énergivores, ce qui n'est pas envisageable pour l'industrie diffuse qui recouvre de nombreux produits différents. L'approche retenue s'appuie donc sur la valeur ajoutée des différents secteurs productifs, en assurant une cohérence globale avec le cadrage macroéconomique.

La base de données ESANE de l'INSEE permet de connaître la répartition de la valeur ajoutée industrielle par NCE en 2015. La modélisation proposée vise à estimer une évolution de la valeur ajoutée de chaque NCE (supposée proportionnelle à l'activité en volume) de façon cohérente, en prenant en compte les interdépendances sectorielles.

Dans une première étape, l'évolution modélisée des quantités physiques produites par les IGCE est utilisée pour estimer celle de la valeur ajoutée des NCE associées. Sur le reste de l'industrie, d'autres hypothèses sont retenues pour l'évolution de la valeur ajoutée de certaines NCE par souci de cohérence d'ensemble de la trajectoire :

- ▶ la valeur ajoutée du secteur agroalimentaire (NCE 12 et NCE 14) évolue de la même façon que la démographie, avec une croissance moyenne de 0,4% par an d'ici à 2030 ;
- ▶ les produits couverts par la NCE 19 «Production de minéraux divers et extraction de minerais métalliques» et la NCE 21 «Production d'autres matériaux de construction et de céramique» trouvent

leur débouché dans le secteur de la construction. Il est proposé de faire évoluer leur valeur ajoutée de la même façon que celle de la NCE 20, avec le besoin en matériaux de construction ;

- ▶ la valeur ajoutée de la NCE 32 «Construction de véhicules automobiles et d'autres matériels de transport terrestre» évolue de la même façon que le niveau de production automobile modélisé.

Dans ce contexte de forte croissance économique, les secteurs à haute valeur ajoutée de l'industrie diffuse devraient porter la dynamique haussière de l'industrie et prendre du poids dans la structure de sa valeur ajoutée. Les NCE de la parachimie (NCE 28), la construction mécanique (NCE 30), la construction électrique et électronique (NCE 31), la construction navale, aéronautique et armement (NCE 33), et des industries diverses (NCE 38) représentent à elles seules 54% de la valeur ajoutée totale en 2018. En particulier, le fort dynamisme projeté pour la construction électrique et électronique est cohérent avec le projet de l'usine GigaFactory de Douvrin qui fabriquera des batteries de véhicules électriques à partir de fin 2023-début 2024.

Pour assurer un bouclage macroéconomique cohérent avec la trajectoire AMS de la SNBC, la valeur ajoutée résiduelle de l'industrie est attribuée aux NCE non traitées à partir des hypothèses explicites précédemment.

Il est à noter que, dans l'ensemble des trajectoires, la structure de la valeur ajoutée industrielle se déforme relativement peu, compte tenu de l'horizon temporel considéré.

Tableau 2.24 Cadrage macroéconomique d'ensemble de l'industrie à l'horizon 2030

	Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
TCAM 2021-2030 du PIB	1,4%	1,4%	0,9%	1,6%
Part de l'industrie dans la valeur ajoutée en 2030	10,6%	10,6%	9,6%	10,6%
TCAM 2021-2030 de la valeur ajoutée industrielle	1,1%	1,1%	-0,3%	1,3%

L'impact haussier de l'évolution de l'activité industrielle sur la demande électrique est modéré par l'évolution structurelle de cette activité

En figeant à sa valeur actuelle l'intensité électrique pour chaque NCE (ou contenu énergétique pour les IGCE), il est possible d'estimer l'impact de l'évolution de l'activité productrice projetée sur la consommation électrique de l'industrie, sans aucune prise en compte des autres effets étudiés par la suite : économies d'énergie, électrification, taux de recyclage, etc.

Cette évolution se révèle être, dans toutes les trajectoires, inférieure à celle de la valeur ajoutée industrielle. Ce phénomène s'explique par le fait que le dynamisme de l'industrie est essentiellement porté par des branches industrielles diffuses et sensiblement moins énergivores que les IGCE. L'effet de structure qui en résulte tend donc à modérer l'impact haussier de la croissance de l'activité productrice sur la consommation d'électricité.

On peut donc estimer :

- ▶ un effet « volume » global, représentant l'effet haussier sur la consommation électrique d'une croissance de l'activité globale, assimilée à la valeur ajoutée de l'industrie, appliquée de façon homogène sur toutes les NCE ;
- ▶ un effet de « structure », équivalent à l'écart entre l'effet « volume » global et la somme des effets « volume » estimés pour chaque NCE en lui appliquant la croissance d'activité de cette NCE (et non celle de la valeur ajoutée industrielle globale).

Le tableau 2.25 fournit ces effets par trajectoire, calculés entre 2020 et 2030.

Le recyclage est appelé à croître avec un impact sur la consommation électrique de l'industrie

En 2030, la production de certaines IGCE pourrait intégrer une plus grande part de matières premières issues du recyclage (MPR). La SNBC propose ainsi des objectifs ambitieux à l'horizon 2050 : un taux d'incorporation de MPR de 80 % pour l'acier, l'aluminium et le plastique, et de 85 % pour le verre et le papier. Or la production à partir de matières recyclées peut impliquer des procédés différents, ou rendre un procédé moins énergivore. De plus, l'augmentation du recyclage du plastique va modifier la demande en éthylène, ainsi qu'en chlore très utilisé pour la fabrication du PVC. Le développement significatif du recyclage pourrait donc avoir un impact sur la consommation énergétique de l'industrie.

Les hypothèses de taux d'incorporation des MPR ont été établies en cohérence avec celles de la SNBC pour la trajectoire « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon », et en s'assurant que la quantité de matières premières à recycler incorporée dans la production demeure bien inférieure au potentiel de récupération de ces matières premières sur une année.

Les principales hypothèses retenues sont résumées dans le tableau 2.26.

Tableau 2.25 Estimation des effets « volume » et « structure » sur la consommation électrique à l'horizon 2030

	Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Effet volume (TWh)	+18,0	+18,0	+1,5	+22,6
Effet structure (TWh)	-3,3	-3,8	-0,3	-5,2

Tableau 2.26 Taux d'incorporation de matières premières issues du recyclage à l'horizon 2030 – scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»

	2019	2030
Acier	40%	53%
Aluminium	56%	61%
Verre	61%	67%
Papier-carton	62%	70%
Plastiques (polyéthylène, PVC, polystyrène)	3%	15%

Pour chaque matériau, une intensité électrique de la production à partir de matières premières vierges et une intensité de la production à partir de matières premières recyclées sont ensuite utilisées pour estimer l'impact du recyclage sur la consommation⁶².

Pour l'acier, les procédés sont très différents. L'acier primaire est fabriqué à partir de minerai de fer dans les hauts-fourneaux, très gourmands en combustibles mais peu consommateurs d'électricité.

L'acier secondaire au contraire est produit dans des aciéries électriques, à partir de ferrailles fondues, avec une consommation d'électricité par tonne produite de 10 à 15 fois supérieure à celle de la filière haut-fourneau. Un développement du recyclage de l'acier s'accompagne donc d'une baisse de la consommation de combustibles mais d'une hausse de l'intensité électrique.

Le procédé de fabrication de l'aluminium primaire est quant à lui déjà principalement électrique, et très énergivore. D'après le Groupement des affineurs d'aluminium, «affiner ou recycler de l'aluminium permet l'économie de 95% d'énergie par rapport à l'aluminium primaire». La consommation électrique associée à la production d'aluminium est donc extrêmement sensible à l'hypothèse sur la part d'aluminium issue du recyclage.

La production d'une tonne de pâte à papier recyclée consomme environ 60% moins d'électricité que celle d'une tonne de pâte à papier fabriquée à partir de bois.

Pour le verre, le procédé de fabrication va rester le même, et c'est la part de calcin (verre recyclé) que l'on incorpore qui permet quelques économies d'énergie, de l'ordre de 3% lorsqu'on incorpore 10% de matières premières recyclées supplémentaires (FEVE – The European Container Glass Federation).

Tableau 2.27 Impact de l'évolution du taux de recyclage sur la consommation électrique à l'horizon 2030

<i>en TWh</i>	Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Recyclage de l'acier	+1,2	+1,2	+1,1	+1,2
Recyclage de l'aluminium	-0,8	-0,7	-1,1	-0,8
Autre recyclage	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Impact total du recyclage	+0,6	+0,7	-0,1	+0,6

62. À l'exception des matières plastiques pour lesquelles on considère que l'effet du recyclage porte sur la réduction de la demande en éthylène, ainsi qu'en chlore (très utilisé pour la fabrication du PVC)

Écoconception des moteurs électriques

Pour diminuer l'impact énergétique des moteurs (dont la consommation d'électricité est estimée à 36 % de celle de l'Union européenne), en application de la directive écoconception, les moteurs à faible rendement énergétique ne peuvent plus être mis sur le marché depuis le 1^{er} janvier 2017.

En effet, les moteurs à induction à cage d'une puissance comprise entre 0,75 et 375 kW doivent désormais avoir au minimum une classe de rendement Premium (IE3) ou une classe de rendement Haut (IE2) s'ils sont équipés d'un variateur de vitesse.

Les moteurs de classe de rendement Standard (IE1), et Haut (IE2) sans variateur de vitesse, ne peuvent ainsi plus être mis sur le marché.

La Commission européenne estime à environ 10 % le gain à l'horizon 2030 sur la consommation du parc de moteurs concernés par la réglementation. La plage de puissance des moteurs concernés par la réglementation pourrait prochainement être élargie.

Source : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/eia_overview_report_2017_-_v20171222.pdf

L'effet global de l'augmentation du taux de recyclage sur la consommation d'électricité à l'horizon 2030 peut sembler modeste (cf. tableau 2.26). Il résulte toutefois d'effets plus importants, la hausse associée au recyclage de l'acier étant contrebalancée par la baisse provoquée par le développement de l'affinage de l'aluminium.

Des gisements rentables d'efficacité énergétique devraient se concrétiser d'ici à 2030

Les effets haussiers liés à la croissance de l'activité productrice devraient être partiellement contrebalancés par la poursuite de la progression de l'efficacité énergétique, catalysée en particulier par les règlements d'écoconception, dont celui portant sur les moteurs électriques qui représentent plus des deux tiers de la consommation d'électricité dans l'industrie (cf. encadré).

Les gisements portent sur deux types d'usages :

- ▶ le gisement d'économie d'énergie dans les opérations transverses de l'industrie (production d'air comprimé, de froid, pompage, ventilation, force motrice, éclairage...), estimé par le CEREN⁶³ ;
- ▶ le gisement sur les usages de procédés, estimé également par le CEREN⁶⁴.

L'estimation du **gisement d'économie d'énergie dans les opérations transverses** de l'industrie a été réalisée en considérant dix types d'opérations.

Trois concernent essentiellement les combustibles : les pertes de production de fluides caloporteurs (pertes chaufferies), les pertes de transport et distribution de fluides caloporteurs (pertes réseaux), le chauffage des locaux.

Sept autres opérations portent exclusivement sur l'électricité : les pertes dans les transformateurs électriques, l'éclairage, les moteurs électriques, la

63. Rapport « Le gisement d'économies d'énergie dans les opérations transverses de l'industrie »

64. Rapports « le gisement d'économies d'énergie dans la petite industrie » ; « le gisement d'économies d'énergie dans les industries intermédiaires » ; « le gisement d'économies d'énergie dans l'industrie lourde »

production d'air comprimé, la production de froid, la ventilation, le pompage.

Les évaluations s'appuient sur la base de données du CEREN sur l'industrie, comptant plus de 5000 usines consommant plus de 200 tep par an, pour lesquelles des informations très détaillées comme les caractéristiques techniques et économiques des équipements énergétiques sont disponibles. Cette base de données est complétée par la base de données «moteurs» du CEREN (440 usines enquêtées), par les enquêtes annuelles sur les ventes d'équipements thermiques et par des fiches techniques émanant de différents acteurs.

Des données externes au CEREN sont également utilisées, comme les enquêtes des ministères de l'Industrie et de l'Agriculture EACEI (enquêtes obligatoires réalisées par correspondance auprès d'un nombre élevé d'industriels), les informations obtenues dans des revues de presse spécialisées, les fiches d'opérations standards CEE (certificats d'économie d'énergie) et les projets de fiche non encore validés, etc.

Enfin, ces sources de données sont complétées par une enquête téléphonique auprès d'un échantillon d'industriels et par des entretiens réalisés auprès des organismes professionnels ou entreprises.

Les actions d'économie d'énergie analysées par le CEREN sont celles ayant fait l'objet d'au moins une réalisation industrielle, en France ou à l'étranger, afin de garantir la crédibilité de leur développement opérationnel.

Sur la base du taux de pénétration actuel de chaque action d'économie énergie identifiée, de son champ et du gain énergétique qu'elle apporte, le CEREN fournit dans son étude une estimation détaillée des gisements techniques d'économie d'énergie, par procédé transverse et par NCE. Certaines actions d'économie d'énergie portant sur un même procédé, les gisements bruts ne sont pas entièrement additifs, et le CEREN évalue le gisement d'économie d'énergie sommable, de l'ordre de 34 TWh, ainsi qu'une estimation des temps de retour sur investissement.

De même que pour les opérations transverses, les économies d'électricité atteignables sur les **opérations de procédés** ont fait l'objet d'évaluations de la part du CEREN dans des rapports annuels balayant les différentes branches de l'industrie.

L'approche est identique à celle utilisée pour les usages transverses, mais porte sur les opérations de procédés *stricto sensu*, déjà industrialisées.

Le gisement technique d'économie d'électricité (détaillé par action et par NCE dans le rapport du

Figure 2.54 Estimation du gisement d'économie d'électricité (en %) dans l'industrie

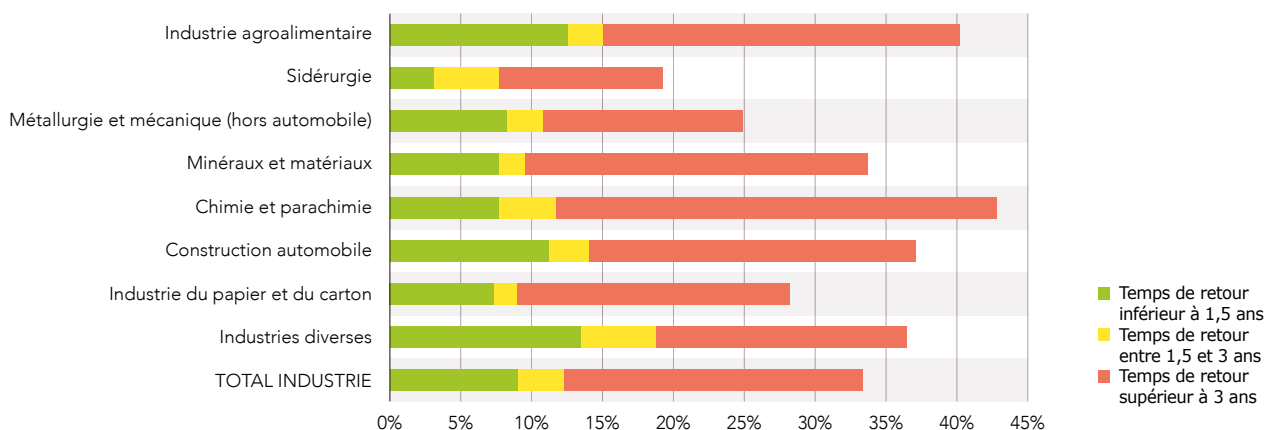


Tableau 2.28 Gisement d'économie d'électricité atteint à l'horizon 2030

	Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Part du gisement technique réalisé en 2030 :				
- temps de retour inférieur à 1,5 an	70 %	55 %	40 %	55 %
- temps de retour entre 1,5 et 3 ans	40 %	30 %	20 %	30 %
- temps de retour supérieur à 3 ans	10 %	5 %	0 %	5 %
Économie d'électricité résultante en 2030 (TWh)	11,3	8,2	4,3	8,4

CEREN) s'élève à 6 TWh environ (hors économies liées au recyclage).

La compilation de ces gisements, sur usages transverses et sur procédés, permet d'estimer **le gisement technique total d'économie d'électricité dans l'industrie**, classé selon différentes classes de temps de retour (cf. figure 2.54).

Des jeux d'hypothèses sur la part du gisement technique réalisée d'ici à 2030, différenciés selon les temps de retour des actions d'efficacité énergétique, ont ensuite été appliqués pour estimer l'effet de l'amélioration de la performance énergétique à l'horizon 2030.

Ces hypothèses sont résumées dans le tableau 2.28.

L'électrification des procédés industriels est un levier essentiel de la transition énergétique

L'électricité étant une énergie très peu carbonée en France, elle constitue un vecteur énergétique privilégié de la transition énergétique, appelé à se substituer à la consommation de combustibles fossiles lorsque cela est techniquement possible.

Pour estimer les volumes substituables, une étude du CEREN a été utilisée⁶⁵. Cette étude repose sur

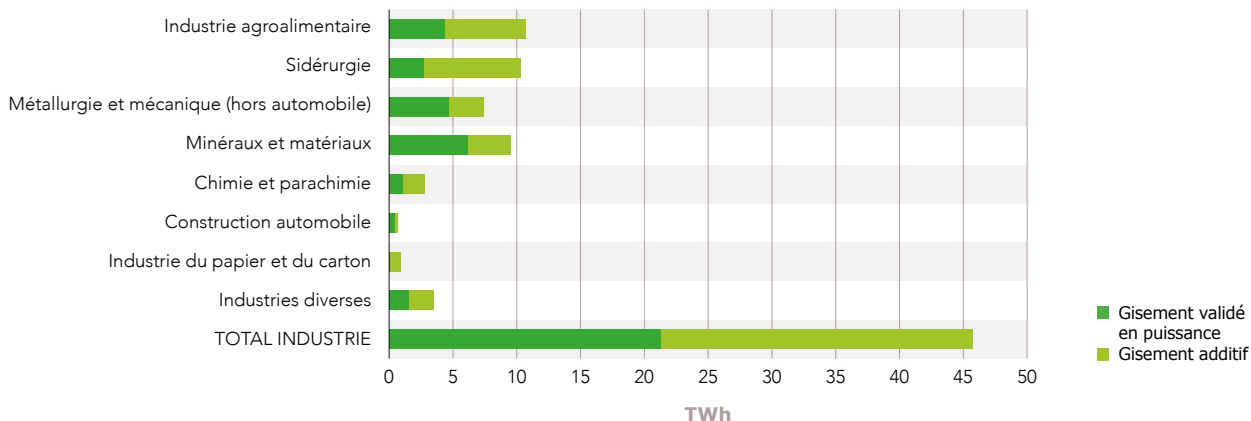
la base de données industrielle détaillée précédemment évoquée, portant sur les consommations de l'année 2014. Pour l'évaluation du gisement substituable, une technique électrique est retenue si elle représente plus de 1 % de la consommation du segment dans la tranche de puissance considérée (hors pompes à chaleur, traitées ultérieurement). Dans ce cas, on considère qu'elle peut se généraliser au sein de la NCE, mais seulement dans la tranche de puissance dans laquelle elle a été observée. Si plusieurs techniques électriques sont présentes, c'est la plus performante qui est retenue, de façon à obtenir un gisement sommable.

Sous ces hypothèses, en dehors de toute considération économique, 18% de la consommation de combustibles pour les procédés thermiques, soit 41,6 TWh, sont substituables par des techniques électriques. En privilégiant les techniques électriques les plus performantes actuellement, l'ensemble de ces substitutions conduirait à une consommation électrique supplémentaire de 23,9 TWh.

Un potentiel additionnel est également estimé, correspondant aux combustibles substituables supplémentaires si la technique observée au sein d'une NCE est généralisée sur tout le segment même si elle n'a pas été observée dans certaines tranches de puissance. Ce potentiel pourrait se traduire par une consommation additionnelle d'électricité de 25,1 TWh.

65. « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures »

Figure 2.55 Estimation du potentiel technique d'électrification dans l'industrie (hors pompes à chaleur et chaudières électriques)



Dans un premier temps, les pompes à chaleur (PAC) ont été isolées de ce potentiel (les PAC industrielles sont traitées plus loin).

Le potentiel résultant par grandes branches est représenté sur la figure 2.55.

De même que pour l'efficacité énergétique, des jeux d'hypothèses sur la part du gisement technique réalisée d'ici à 2030, différenciés selon le caractère «validé en puissance» ou non, ont

ensuite été appliqués pour estimer l'effet de l'électrification des procédés à l'horizon 2030.

Ces hypothèses sont résumées dans le tableau 2.29. Elles sont relativement prudentes compte tenu de la nécessité d'atteindre un coût du CO₂ suffisamment élevé pour catalyser les investissements.

Une approche similaire, basée sur la même étude du CEREN, a été utilisée pour estimer le potentiel d'électrification des besoins de chaleur par

Tableau 2.29 Gisement d'électrification des procédés industriels atteint à l'horizon 2030 (hors PAC et chaudières)

	Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Part du gisement technique réalisé en 2030 :				
- validé en puissance	7,5%	3,5%	1,0%	7,5%
- additif	2%	0,5%	0,0%	2%
Économie d'électricité résultante en 2030 (TWh)	2,0	0,8	0,2	2,0

l'utilisation de **pompes à chaleur industrielles**. Le potentiel identifié dans l'étude pour des besoins de chaleur inférieurs à 100 °C a été extrapolé aux besoins de chaleurs allant jusqu'à 150 °C. En effet, une veille technologique montre que les pompes à chaleur peuvent déjà atteindre des températures largement supérieures à 100 °C et pourraient constituer à terme une solution pour des usages allant jusqu'à cette température de 150 °C.

La consommation potentielle de combustibles ou de vapeur substituable par des pompes à chaleur serait ainsi de 18,5 TWh (dont 13,5 validés en puissance), avec en corollaire une consommation électrique additionnelle de 5,3 TWh (dont 3,9 TWh validés en puissance).

Enfin, la **consommation résiduelle de combustibles sous chaudière** à horizon 2050 a été estimée, en prenant en compte l'ensemble des différents effets sur cette consommation (effets « volume », « structure », « efficacité énergétique », « électrification »...). La décarbonation de cette

consommation (de 10 à 40 TWh selon les trajectoires) pourra passer par différentes solutions : un recours accru à la biomasse, à la filière hydrogène et/ou aux chaudières électriques. Ces dernières présentent de nombreux avantages techniques (modulation de la puissance de chauffe, maintenance réduite, etc.) mais sont encore peu présentes dans le parc de chaudières industrielles (0,2 TWh de consommation environ). Leur compétitivité par rapport aux chaudières au gaz devrait toutefois s'améliorer avec l'augmentation du prix du CO₂.

Le parc de chaudières industrielles est globalement assez ancien : 30 % environ de sa consommation énergétique est le fait d'installations ayant plus de 35 ans d'âge. Le déploiement de solutions décarbonées devra donc être favorisé à l'horizon des prochaines années lors du renouvellement de ce parc ancien.

Les hypothèses de part du gisement atteinte en 2030 pour les pompes à chaleur et les chaudières électriques sont présentées dans le tableau 2.30.

Tableau 2.30 Gisement d'électrification des consommations sous chaudière dans l'industrie atteint à l'horizon 2030

	Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Part du gisement technique réalisé en 2030				
- Pompes à chaleur	7,5 %	3,5 %	1,0 %	7,5 %
- Chaudières	3,0 %	2,0 %	0,0 %	3 %
Consommation d'électricité additionnelle en 2030 (TWh)				
- Pompes à chaleur	0,2	0,1	0,0	0,2
- Chaudières	1,8	1,3	0,6	1,9

Synthèse des consommations du secteur industriel

Au global, au-delà du fort ralentissement d'activité de 2020 lié à la crise sanitaire, la consommation d'électricité dans l'industrie devrait rebondir en 2021 et retrouver des niveaux proches de ceux observés en 2019 dans les deux scénarios centraux (atteinte et atteinte partielle des objectifs

PPE/SNBC), sous les effets combinés de la reprise d'activité et de l'électrification des consommations énergétiques de l'industrie, catalysée par la transition énergétique (cf. figures 2.56 et 2.57). Seule la trajectoire basse, caractérisée par un contexte économique moins porteur pour l'industrie, demeure orientée à la baisse, ce qui constitue une rupture par rapport aux années passées.

Figure 2.56 Trajectoires de consommation d'électricité du secteur industriel

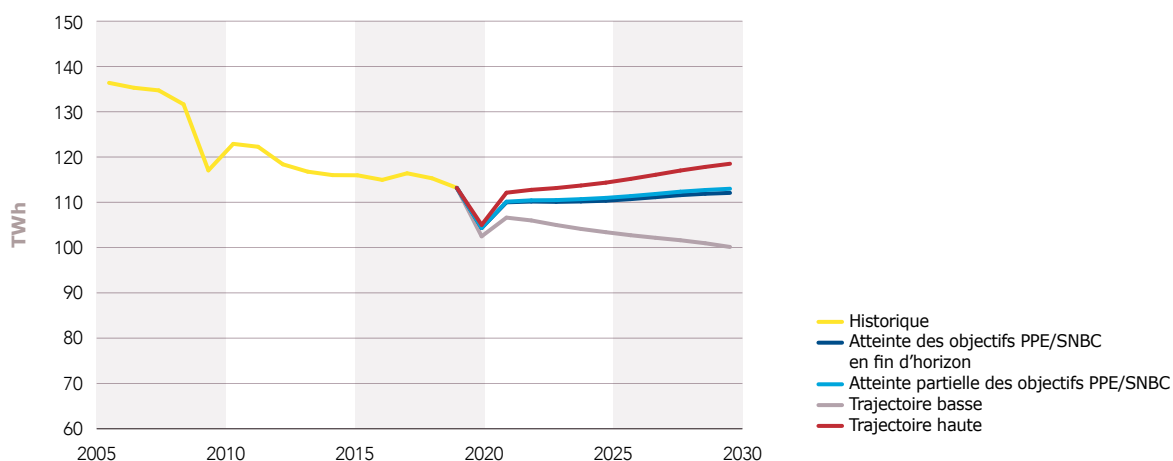


Figure 2.57 Décomposition en effets de l'évolution de la consommation d'électricité du secteur industriel entre 2019 et 2030 dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »

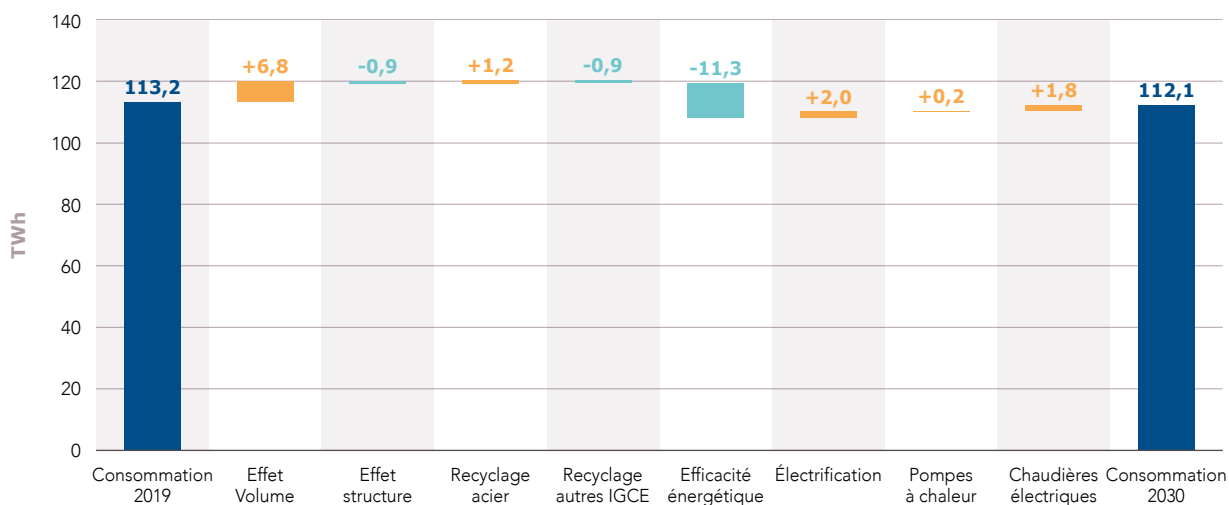


Tableau 2.31 Évolution de la consommation par usage dans le secteur industriel selon les trajectoires (TWh)

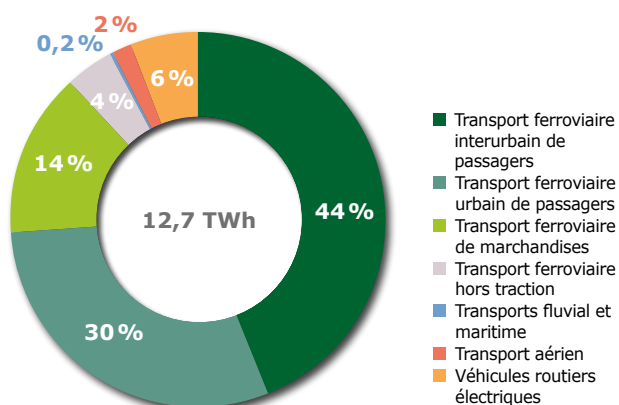
	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Industrie agroalimentaire	20,6	20,2	20,4	20,6	20,9
Sidérurgie	11,0	12,0	11,9	11,0	12,2
Métallurgie et mécanique (hors automobile)	24,4	25,1	25,0	20,2	27,0
Minéraux et matériaux	9,4	9,2	9,1	7,9	9,5
Chimie et parachimie	20,8	19,0	19,4	16,4	20,3
Construction automobile	5,3	5,1	5,1	4,7	5,3
Industrie du papier et du carton	7,3	8,0	8,1	7,7	8,3
Industries diverses	12,9	12,0	12,4	10,1	13,4
Non réparti	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
TOTAL INDUSTRIE	113,2	112,1	113,0	100,1	118,5

2.7 L'accélération du développement de l'électromobilité devrait orienter la consommation électrique du secteur des transports fortement à la hausse

Tableau 2.32 Consommation d'électricité du secteur des transports en 2019 pour la France continentale

Libellé	Consommation 2019 (TWh)
Transport ferroviaire	11,7
<i>dont transport interurbain de passagers</i>	5,6
<i>dont transport urbain de passagers</i>	3,8
<i>dont transport de marchandises</i>	1,8
<i>dont hors traction</i>	0,5
Transport fluvial et maritime	0,03
Transport aérien	0,2
Véhicules routiers électriques	0,7
Total secteur des transports	12,7

Figure 2.58 Répartition par modes de la demande électrique du secteur des transports pour l'année 2019



Consommation d'électricité du secteur des transports en 2019

Le secteur des transports a représenté en 2019 une consommation d'électricité de 12,7 TWh, soit 2,7% de la demande intérieure d'électricité en France continentale.

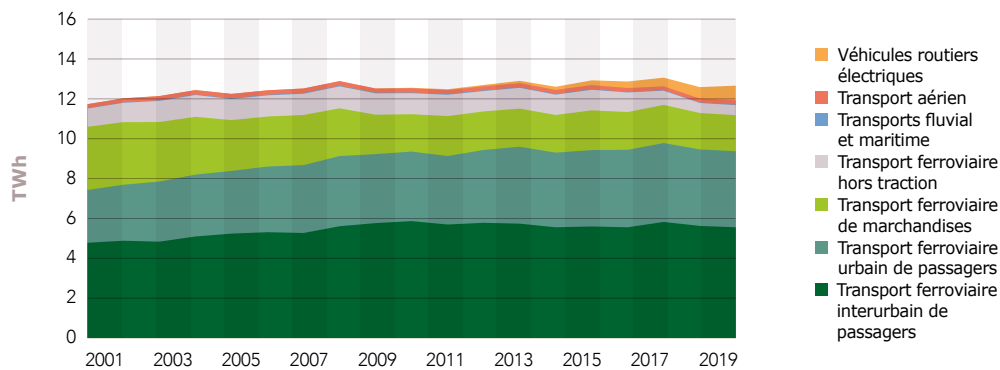
Le secteur des transports considéré dans ce document recouvre toutes les entreprises de France continentale, dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA⁶⁶, et dont l'activité fait partie des classes de la Nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie (NCE) allant de 40 à 44. Il recouvre également une estimation de l'énergie consommée pour la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables.

Le tableau 2.32 fournit la décomposition de la consommation d'électricité par modes de transport pour l'année 2019 sur le périmètre analysé dans le Bilan prévisionnel, à savoir la France continentale.

La consommation d'électricité du secteur des transports est donc aujourd'hui très majoritairement – à plus de 92% – liée à celle du transport ferroviaire. Les véhicules routiers électriques (très majoritairement véhicules légers électriques ou hybrides rechargeables, complétés de bus électriques), usage en fort développement, représentaient en 2019 une consommation estimée à 0,7 TWh, soit prêt de 6% environ de la consommation électrique des transports (cf. figure 2.58).

La consommation d'électricité du secteur des transports a connu une légère croissance ces dernières années, avec un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de +0,4% entre 2001 et 2019 (cf. figure 2.59).

66. Les entreprises souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA sont traitées dans le secteur tertiaire.

Figure 2.59 Évolution de la demande électrique du secteur des transports

Cette évolution d'ensemble masque toutefois des disparités selon les différents modes. Ainsi, la consommation électrique du transport ferroviaire a crû de +0,1 % par an en moyenne sur la même période, du fait :

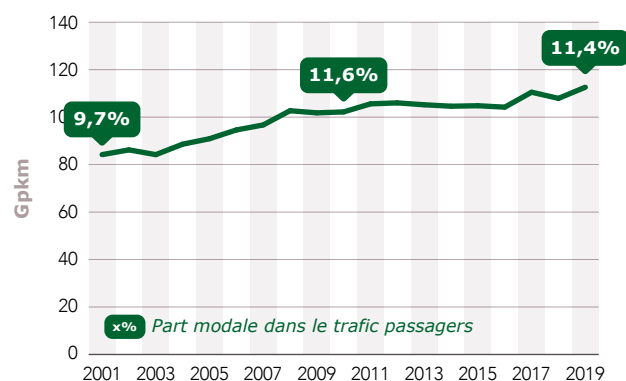
- ▶ d'une hausse moyenne de 0,8 % par an du transport ferroviaire interurbain de passagers ;
- ▶ d'une hausse moyenne de 2,0 % par an du transport ferroviaire urbain de passagers ;
- ▶ d'une baisse moyenne de 3,1 % par an du transport ferroviaire de marchandises ;
- ▶ d'une baisse moyenne de 3,3 % par an des consommations d'électricité hors traction.

Cette légère hausse d'ensemble n'est toutefois plus perceptible depuis 2010 et a fait place à une relative stabilité de la consommation électrique des transports.

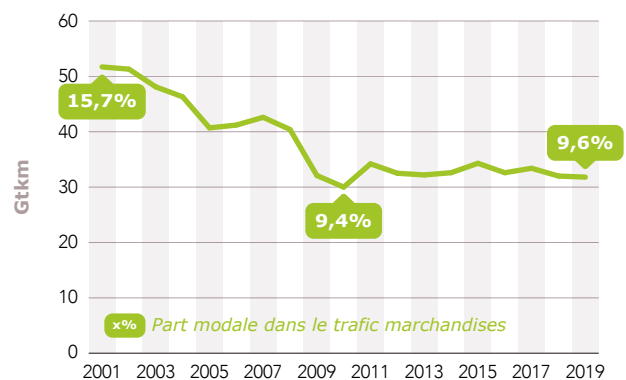
Cette évolution, essentiellement liée à celle du transport ferroviaire, s'explique en grande partie par les effets conjugués :

- ▶ de gains d'efficacité énergétique : la SNCF notamment s'est engagée depuis quelques années dans un plan de forte réduction de sa consommation énergétique ;
- ▶ d'une inflexion de la croissance du trafic ferroviaire de passagers (cf. figure 2.60), due à une stabilisation (voire une légère baisse) de la part modale des transports ferrés depuis 2010.

... et ce malgré une relative stabilisation du fret ferroviaire depuis 2010 (et de la part modale du transport ferré de marchandises), faisant suite à une longue période de baisse (cf. figure 2.61).

Figure 2.60 Évolution du trafic ferroviaire de passagers et part modale

données : SDES

Figure 2.61 Évolution du trafic ferroviaire de marchandises et part modale

données : SDES

Une modélisation basée sur une approche modale

La modélisation du secteur des transports repose sur une approche modale, qui permet de décliner le besoin global de transport de passagers et de marchandises selon les différents modes de transport et d'assurer ainsi la cohérence d'ensemble de l'évolution projetée des différentes filières de transport.

Les données statistiques sur la mobilité en France, sur lesquelles repose la modélisation, sont issues du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire. Les hypothèses intègrent celles qui sous-tendent la trajectoire de consommation du scénario AMS de la SNBC.

La méthode consiste, dans un premier temps, à projeter le trafic global de passagers (exprimé en milliards de passagers.km) sur l'horizon de prévision, puis d'appliquer des hypothèses de parts de marché modales (véhicules individuels, transport routier collectif, transport aérien, transport ferroviaire, etc.) sur ce trafic global afin de déterminer le trafic de passagers projeté pour chacun de ces modes de transport. Une approche modale similaire est utilisée pour le trafic de marchandises (exprimé en milliards de tonnes.km).

Une consommation unitaire (par Gpkm ou par Gtkm), prenant en compte une éventuelle amélioration de l'efficacité énergétique, est ensuite appliquée aux volumes de trafic par mode pour déterminer la consommation électrique sur l'horizon de prévision.

Pour les nouveaux modes de transport électrique en développement (véhicules légers électriques ou hybrides rechargeables, bus électriques, poids lourds électriques), la méthode utilisée repose sur une estimation du parc de véhicules, en prenant en compte différents facteurs socio-économiques et de son utilisation moyenne.

Évolution du trafic de passagers et des parts modales

Le trafic global de passagers s'est élevé en 2018 à 945 Gpkm (source : compte des transports 2018, SDES). La répartition modale de ce trafic global montre une très large prépondérance de la voiture particulière (cf. figure 2.62).

Ce trafic global de passagers s'inscrit à la hausse depuis plusieurs décennies : il a ainsi crû de 0,9% par an en moyenne entre 1990 et 2018. Cette évolution peut être décomposée en deux périodes : entre 1990 et 2002, le rythme moyen de croissance a été d'environ 1,5% par an ; il s'est par la suite ralenti pour s'établir à 0,4% entre 2002 et 2018 (cf. figure 2.63).

L'évolution démographique ayant été assez régulière sur la période, cette inflexion est essentiellement due à une relative stagnation, depuis le tournant des années 2000, du besoin moyen de mobilité par personne en France (cf. figure 2.64), après une période de croissance quasi continue.

Les hypothèses d'évolution retenues sont en ligne avec celles de la trajectoire SNBC et supposent une légère croissance du besoin de mobilité par personne, qui approcherait 14800 km/an en 2030, à l'exception de la trajectoire basse pour laquelle ce

Figure 2.62 Parts modales du transport de passagers en 2018

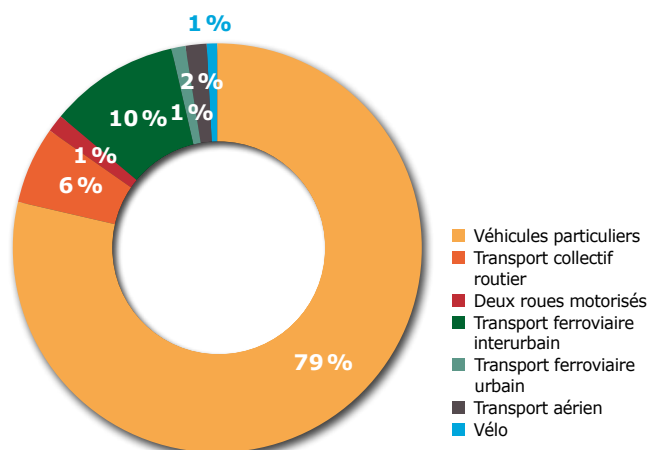


Figure 2.63 Évolution historique du trafic de passagers

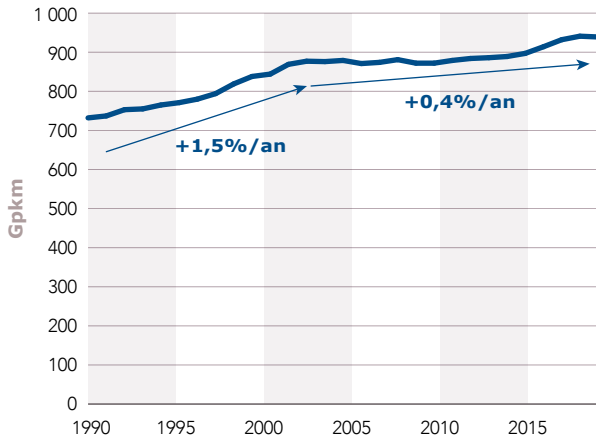
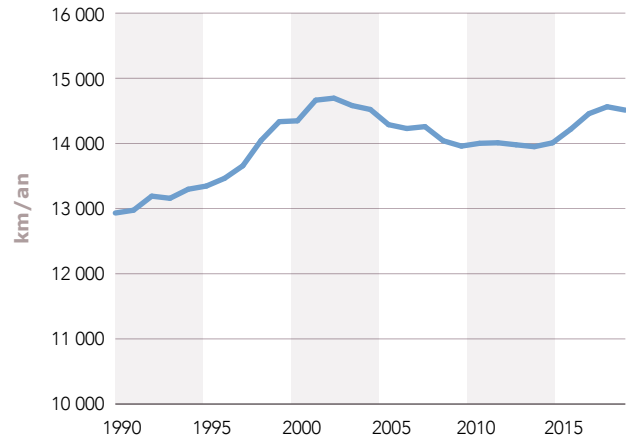


Figure 2.64 Évolution historique du besoin moyen de mobilité par personne



besoin se contracte légèrement (14 400 km/an en 2030) sous l'effet de la contrainte budgétaire des ménages.

Combinée avec l'évolution du scénario démographique central de l'INSEE (67,2 millions d'habitants en France métropolitaine en 2030), cette hypothèse se traduirait par une croissance modérée du trafic de passagers en France à l'horizon 2030 (cf. tableau 2.33).

Les hypothèses d'évolution des parts modales sont en phase avec celles du scénario SNBC dans les trajectoires « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon » et haute. Elles se traduisent par une contraction de la part des véhicules particuliers, au profit des modes collectifs (intégrant le Grand Paris express, qui renforce significativement l'offre avec des nouvelles lignes) et de la mobilité douce. La trajectoire basse suppose une stagnation du mix modal (cf. tableau 2.34).

Tableau 2.33 Évolution du transport de passagers en France selon les trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Besoin annuel de mobilité par personne (km)	14 600	14 800	14 800	14 400	14 800
Population (millions)	64,8	67,3	67,3	67,3	67,3
Trafic passagers (Gpkm)	947	993	993	968	993

Tableau 2.34 Parts modales du transport de passagers en 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Véhicules particuliers	78,7%	73,9%	76,3%	76,3%	73,9%
Transport collectif routier	6,2%	7,1%	6,6%	6,6%	7,1%
Deux roues motorisés	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Transport ferroviaire interurbain	10,3%	12,0%	11,1%	11,1%	12,0%
Transport ferroviaire urbain	1,1%	1,4%	1,3%	1,3%	1,4%
Transport aérien	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Vélo	0,6%	2,6%	1,6%	1,6%	2,6%
TOTAL	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Évolution du trafic de marchandises et des parts modales

Le trafic global de marchandises s'est élevé en 2018 à 332 Gtkm (source : compte des transports 2018, SDES)⁶⁷. La répartition modale de ce trafic

global montre une très large prépondérance du transport routier (cf. figure 2.65).

Le trafic global de marchandises a crû sur un rythme soutenu, +2,7% par an en moyenne, entre 1990 et 2008. Cette tendance a été interrompue par la crise

Figure 2.65 Parts modales du transport de marchandises en 2018

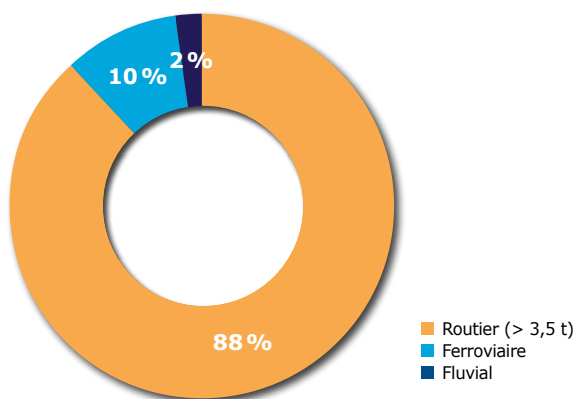
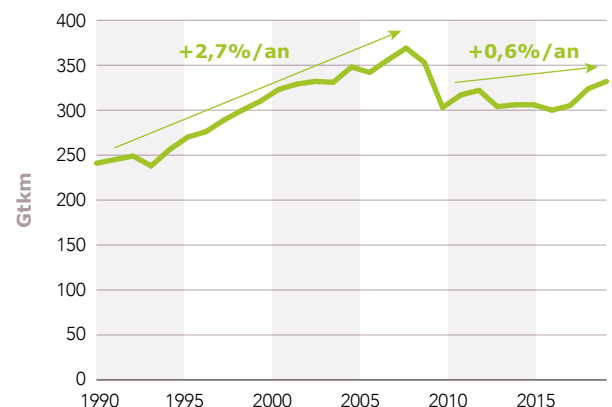


Figure 2.66 Évolution historique du trafic de marchandises



⁶⁷. Tableau E1.a «les transports intérieurs terrestres de marchandises», en excluant, comme dans le scénario SNBC, du périmètre le transport par oléoducs et le transport par véhicules utilitaires légers (traités par ailleurs)

Tableau 2.35 Parts modales du transport de marchandises en 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
PIB (G€ 2014)	2323	2533	2533	2361	2656
Gain logistique annuel	-	0,5%	0,5%	0,7%	0,5%
Trafic total marchandises (Gtkm)	334	344	344	314	361
Part modale du transport routier	88,3%	86,2%	87,3%	87,3%	86,2%
Part modale du transport ferroviaire	9,7%	11,4%	10,5%	10,5%	11,4%
Part modale du transport fluvial	2,0%	2,4%	2,2%	2,2%	2,4%

économique (trafic en baisse de 14% en 2009) et a depuis laissé place à une tendance haussière sensiblement plus modérée, de l'ordre de +0,6% par an en moyenne entre 2010 et 2018 (cf. figure 2.66).

L'évolution du trafic de marchandises est considérée comme intimement liée à celle de l'activité économique, modulo des gains logistiques, liés notamment à l'économie circulaire et aux circuits courts.

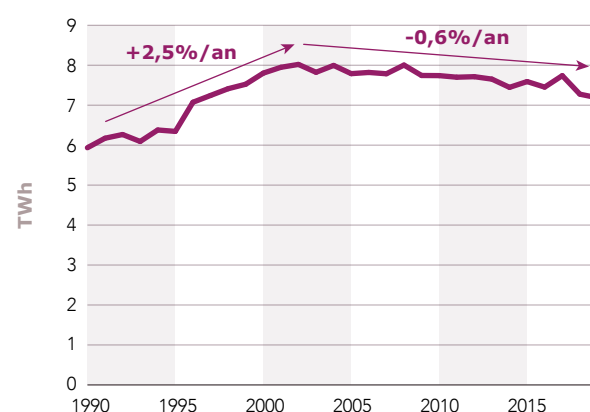
À l'instar de celles du transport de passagers, les hypothèses d'évolution des parts modales sont également adhérentes à celles du scénario SNBC pour les trajectoires «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon» et haute, et tablent sur une légère baisse de la part du transport routier, au profit du transport ferroviaire. Les autres trajectoires tablent sur une moindre déformation du mix modal (cf. tableau 2.34).

Consommation du transport ferré interurbain

À partir des hypothèses d'évolution du trafic global et des parts modales, le trafic de passagers et le fret réalisés en mode ferré peuvent être projetés sur l'horizon de prévision.

Pour le transport en train, les consommations unitaires historiques (en Wh/p.km pour les trains de voyageurs et en Wh/t.km pour les trains de marchandises) sont estimées à partir de l'historique de consommation électrique pour la traction ferroviaire (hors consommations électriques stationnaires)⁶⁸. Cet historique est représenté en figure 2.67.

Figure 2.67 Consommation d'électricité pour la traction ferroviaire



68. Données fournies dans le «Mémento de statistiques des transports 2018», tableau 2.9.1, SDES <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2019-11/2-memento-2018-transports-ferroviaires.xls>

Tableau 2.36 Consommation du transport ferré interurbain à l’horizon 2030 dans les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Transport ferré interurbain de passagers (TWh)	5,6	6,1	5,8	5,8	6,2
Transport ferré de marchandises (TWh)	1,8	2,0	1,9	1,8	2,1
Hors traction (TWh)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total transport ferré interurbain (TWh)	7,9	8,6	8,2	8,1	8,8

L’historique de la consommation d’électricité pour la traction ferroviaire fait apparaître une période de croissance entre 1990 et 2002, sur un rythme moyen d’environ 2,5% par an, suivi depuis d’une période de légère baisse, sur un rythme moyen d’environ -0,6% par an.

Ces évolutions s’expliquent en partie par une baisse puis une stagnation du fret après la crise économique de 2008, qui contrebalance la croissance du trafic de passagers. Elles s’expliquent également par une légère augmentation de l’efficacité énergétique du transport ferroviaire.

Cette donnée de consommation électrique globale, croisée avec les historiques de trafic passagers et de marchandises, permet d’estimer par corrélation les consommations unitaires d’électricité par p.km et par t.km :

- ▶ transport de passagers : 58 Wh/p.km
- ▶ transport de marchandises : 57 Wh/t.km

L’évolution de ces consommations unitaires devrait s’inscrire en légère baisse, via l’amélioration du matériel roulant (aérodynamisme, allègement, fonctions auxiliaires), la récupération de l’énergie de freinage, la généralisation de compteurs

embarqués. La SNCF a en outre adopté des mesures visant à atteindre de 8 à 12% d’économie d’énergie au travers de programmes d’éco-stationnement et d’éco-conduite.

Les hypothèses retenues pour l’élaboration des trajectoires sont les suivantes :

- ▶ une baisse de 10% de la consommation unitaire à l’horizon 2030 dans la trajectoire «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon» ;
- ▶ une baisse de 8% au même horizon dans les trajectoires «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC» et haute ;
- ▶ enfin, une baisse de 5% seulement dans la trajectoire basse, du fait d’une moindre capacité d’investissement.

Le croisement des projections de trafic et de consommations unitaires permet d’élaborer une trajectoire de consommation (cf. tableau 2.36).

À noter qu’aux consommations de traction ferroviaire s’ajoutent celle des installations stationnaires. Compte tenu de l’enjeu de consommation faible sur ce poste, une hypothèse de stabilité est retenue à l’horizon 2030.

Consommation du transport ferré urbain

Une approche similaire est utilisée pour le transport ferré urbain de passagers (métro, tramway).

À partir des hypothèses d'évolution du trafic global et des parts modales, le trafic urbain de passagers réalisé en mode ferré peut être projeté sur l'horizon de prévision.

La consommation d'électricité pour le transport urbain de passagers a crû de façon quasi continue depuis 1990, sur un rythme annuel moyen de 2,5% (cf. figure 2.68). Cette croissance se ralentit toutefois quelque peu puisqu'elle s'est établie à un rythme annuel moyen de 1,0% depuis 2010.

Cette évolution haussière est essentiellement liée à la croissance du trafic, dont la hausse annuelle moyenne est de 1,7% depuis 1990, avec là aussi un ralentissement, puisque le rythme annuel moyen de la hausse du trafic urbain de passagers n'est plus que de 1,2% depuis 2010.

Le croisement des projections de trafic ferré urbain avec une évolution des consommations unitaires apparentes similaire à celle du transport interurbain permet de projeter la consommation électrique à l'horizon 2030 selon les différentes trajectoires (cf. tableau 2.37).

Consommation du transport fluvial, du transport maritime et de la navigation côtière

La consommation d'électricité du transport fluvial, du transport maritime et de la navigation côtière est modeste : 30 GWh en 2019.

En avril 2008, l'OMI (Organisation maritime internationale) a mis en révision l'annexe VI de la convention Marpol (marine pollution), qui réglemente la pollution de l'air par les navires, avec à la clé un abaissement drastique des taux d'émissions de soufre des navires à 0,1% dans des zones spécifiques dites SECA (Sulfur Emission Control Area – zones de contrôles des émissions de soufre : Baltique, Manche et mer du Nord) au 1^{er} janvier 2015 et, pour l'ensemble des eaux, à 0,5% en 2020 ou en 2025.

Figure 2.68 Consommation d'électricité pour le transport ferré urbain

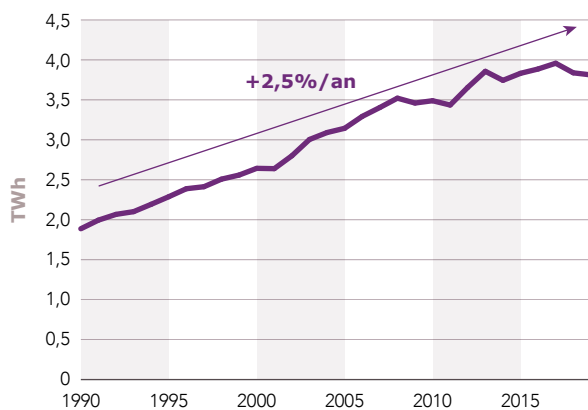


Tableau 2.37 Consommation du transport ferré urbain en 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Transport ferré urbain de passagers (TWh)	3,8	4,4	4,1	4,1	4,5

La «directive soufre» de 2013 qui transpose Marpol VI dans le droit européen est en vigueur depuis janvier 2015.

Dans ce contexte, et afin de réduire la nocivité du transport maritime pour les populations côtières, de plus en plus de ports mettent au point avec les compagnies maritimes des systèmes de branchement électrique des navires à quai qui évitent l'utilisation des moteurs auxiliaires. La prise en compte croissante des questions environnementales donne ainsi lieu à une multiplication des engagements et des chartes signées entre les villes et leurs ports.

Dans ce cadre, un arrêté du 8 décembre 2017 prévoit que des systèmes de connexion haute tension soient mis en œuvre pour alimenter les navires de mer nécessitant une alimentation électrique supérieure à 1 MW, en escale dans un port.

Un rapport de 2009 («Étude du branchement des navires aux réseaux d'alimentation électrique terrestres») a estimé le potentiel en France de consommation que pourrait induire la généralisation du branchement des navires à quai (ports de Dunkerque, Le Havre, Marseille et Rouen) : il s'élèverait, à terme, à 425 GWh environ.

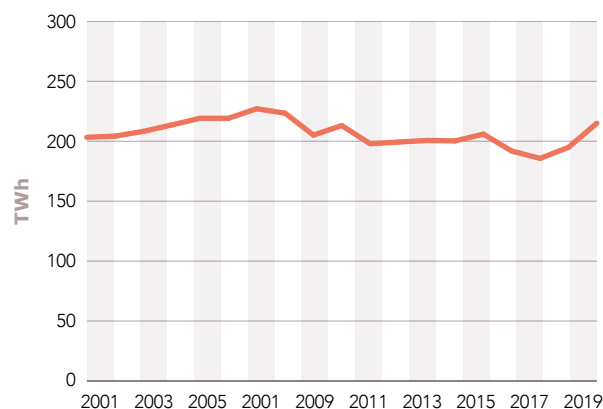
La réalisation de ce gisement à l'horizon 2030 est donc retenue dans toutes les trajectoires, pour lesquelles la consommation s'élève à 450 GWh. La dynamique de mise en œuvre est toutefois considérée plus rapide dans les trajectoires «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon» et haute, dans lesquelles le gisement est pleinement atteint dès 2025.

À noter qu'à l'horizon 2030, l'électrification de la motorisation des navires n'est pas considérée comme significative.

Consommation du transport aérien

Le transport aérien a représenté en 2019 une consommation d'électricité de 215 GWh. Cette consommation est demeurée relativement constante depuis 2001 (cf. figure 2.69), et ce

Figure 2.69 Consommation d'électricité du transport aérien



en dépit de la croissance du trafic aérien (+40% environ sur la même période).

L'amélioration sous-jacente de l'efficacité en matière de consommation électrique pourrait toutefois être partiellement contrebalancée à terme par une électrification du roulage des appareils. On ne considère par ailleurs pas d'émergence significative d'une motorisation électrique des avions en vol.

Au global, la consommation d'électricité du transport aérien en France à l'horizon 2030 évolue relativement peu selon les différentes trajectoires et demeure de l'ordre de 0,2 TWh.

Consommation des véhicules légers électriques

L'analyse du développement de l'électromobilité et de ses impacts sur le système électrique a fait l'objet de travaux menés dans le cadre d'un large groupe de travail, piloté par RTE en collaboration avec AVERE-France. Ces travaux ont été restitués dans un rapport⁶⁹, publié en mai 2019, et qui sera prochainement complété par un rapport technique détaillant les éléments de modélisation avec une granulométrie fine.

69. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>

Les trajectoires du présent Bilan prévisionnel reprennent les principes de modélisation et les principales hypothèses de ce rapport.

En 2018, le parc de véhicules particuliers et utilitaires légers, toutes motorisations confondues, s'établissait en France à 38,9 millions d'unités : 32,7 millions de véhicules particuliers et 6,2 millions de véhicules utilitaires légers.

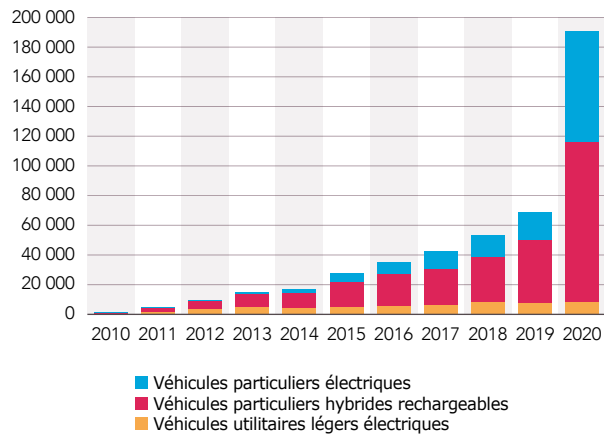
Le parc de véhicules particuliers suit une trajectoire haussière (+40% entre 1990 et 2018), liée à l'accroissement de la population (et plus précisément du nombre de ménages : +34% entre 1990 et 2018) et à l'augmentation du taux d'équipement des ménages (1,13 véhicule particulier par ménage en 2018 contre 1,07 en 1990). Ce taux avait toutefois atteint 1,17 en 2003 avant de s'infléchir et d'entamer une légère baisse, témoignant d'une évolution dans le rapport à l'automobile.

Le parc actuel de véhicules particuliers utilise majoritairement le gazole comme source d'énergie, à près de 60%. Cette part se contracte toutefois depuis plusieurs années, essentiellement au profit de l'essence, sous l'effet d'une fiscalité moins avantageuse que par le passé : en atteste la part de marché du gazole dans les immatriculations de véhicules neufs qui ne s'élève plus qu'à 38% en 2018.

En revanche, le parc de véhicules utilitaires légers conserve une très forte appétence pour le gazole, puisque près de 96% du parc et 94% des immatriculations neuves concernent des véhicules utilisant ce carburant.

Le parc de véhicules électriques à batterie ou hybrides rechargeables demeure relativement modeste, de l'ordre de 0,7% de l'ensemble du parc des véhicules légers, mais son développement est particulièrement rapide, comme en atteste l'évolution du nombre d'immatriculations de véhicules neufs électriques, qui s'est fortement accéléré en 2020 (cf. figure 2.70). Sur l'année 2020, les véhicules particuliers 100% électriques et hybrides rechargeables ont représenté plus de 11% des immatriculations de véhicules neufs. Cette forte croissance en 2020 a été notamment stimulée par les aides à l'acquisition de véhicules propres, bonifiées dans le cadre du plan de relance automobile

Figure 2.70 Immatriculations annuelles de véhicules légers neufs 100% électriques ou hybrides rechargeables



de mai 2020, dans un contexte de sévèrisation des normes européennes d'émissions maximales autorisées pour les véhicules automobiles (norme Euro 6 en vigueur et norme Euro 7 en discussion).

Bien que la population soit amenée à croître dans les prochaines années, le parc de véhicules particuliers à l'horizon 2030 est susceptible de stagner, voire de se contracter par rapport au niveau actuel sous l'effet de plusieurs phénomènes. D'une part, l'usage de la voiture individuelle pourrait se réduire avec le développement des alternatives au véhicule particulier (transports en commun, mobilités douces), les politiques de limitation de la place de la voiture en ville et le développement du télétravail. D'autre part, l'intensification de l'utilisation des véhicules que ce soit en taux d'occupation (effet du covoiturage) ou en durée d'utilisation (effet de l'autopartage) pourrait, à besoin de mobilité par personne constant, conduire à une réduction du parc.

Pour les véhicules particuliers, la projection du trafic de passagers assuré par l'automobile est obtenue par croisement du trafic global de passagers et de la part modale de l'automobile. Dans le cas de la trajectoire « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon », les hypothèses retenues sont cohérentes avec celles de la trajectoire AMS de la SNBC.

Tableau 2.38 Parc total de véhicules légers électriques à l’horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Parc total de véhicules légers (millions)	38,9	38,3	39,3	38,0	38,3

Ainsi, dans cette trajectoire, le trafic de passagers assuré par l’automobile devrait être relativement atone, la croissance du trafic global étant contrebalancée par la contraction de la part modale de l’automobile pour atteindre 735 Gpkm en 2030.

Avec une hypothèse de taux d’occupation moyen des véhicules particuliers en hausse (1,70 passager par véhicule en 2030, contre 1,62 en 2018), conformément aux hypothèses de la SNBC, le trafic de véhicules devrait dans cette trajectoire baisser légèrement, pour les véhicules immatriculés en France, et s’établir à 430 Gvéh.km en 2030.

Cette projection, combinée à une hypothèse d’évolution baissière du kilométrage annuel moyen par véhicule de 0,3% par an à l’horizon 2030 (effet du télétravail, de la politique de la ville...), permet d’évaluer l’évolution du parc total de véhicules particuliers nécessaires pour répondre aux besoins de mobilité.

Ce parc de véhicules devrait se stabiliser avant de décroître légèrement pour s’établir à 31,8 millions d’unités en 2030 contre 32,7 millions en 2018.

Pour les véhicules utilitaires légers, les hypothèses sont également calées sur celle de la trajectoire SNBC.

Ainsi, le bilan de la circulation des VUL passerait de 102 Gvéh.km en 2018 à 107 Gvéh.km en 2030. Sur la base d’un kilométrage annuel moyen relativement stable autour de 16500 km, le parc total

de VUL en France devrait poursuivre sa croissance pour atteindre 6,5 millions d’unités en 2030, contre 6,2 millions en 2018.

Au total, dans la trajectoire «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon», l’évolution du parc de véhicules légers immatriculés en France devrait être relativement atone, avec un parc qui se situerait à 38,3 millions d’unité en 2030, contre 38,9 en 2018.

Le tableau 2.38 recense le parc atteint en 2030 pour les autres trajectoires.

Des hypothèses d’évolution des parts de marché de l’électricité ont ensuite été élaborées sur les ventes annuelles de véhicules particuliers et de véhicules utilitaires légers (établies à partir d’un modèle de parc), et validées par les parties prenantes durant les concertations sur la demande. Ces parts de marché sont déclinées selon les différents types de véhicules électriques : 100% batterie, hybrides rechargeables ou hydrogène.

Le tableau suivant fournit les hypothèses de parts de marché retenues pour les véhicules électriques ou hybrides rechargeables dans les différentes trajectoires sur les ventes de véhicules neufs, ainsi que la pénétration globale sur le parc total de véhicules.

La figure 2.71 représente l’évolution du parc⁷⁰ automobile électrique, 100% batterie ou hybride rechargeable, selon les différentes trajectoires.

70. Il s’agit ici du parc moyen sur l’année.

Tableau 2.39 Hypothèses de développement des véhicules légers électriques en 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Véhicules particuliers					
Part de marché dans les ventes					
<i>Véhicules 100 % électriques</i>	1,9%	44,7%	24,5%	24,5%	44,7%
<i>Véhicules hybrides rechargeables</i>	0,8%	15,3%	19,7%	19,7%	15,3%
TOTAL	2,7%	60%	44,2%	44,2%	60,0%
Part de marché sur le parc					
<i>Véhicules 100 % électriques</i>	0,5%	13,5%	8,0%	8,1%	13,5%
<i>Véhicules hybrides rechargeables</i>	0,2%	6,2%	6,5%	6,6%	6,2%
TOTAL	0,7%	19,7%	14,5%	14,7%	19,7%
Véhicules utilitaires légers					
Part de marché dans les ventes					
<i>Véhicules 100 % électriques</i>	1,9%	26,0%	15,2%	15,2%	26,0%
<i>Véhicules hybrides rechargeables</i>	0,0%	7,3%	9,7%	9,7%	7,3%
TOTAL	1,9%	33,3%	24,9%	17,9%	33,3%
Part de marché sur le parc					
<i>Véhicules 100 % électriques</i>	0,8%	10,6%	6,4%	6,4%	10,6%
<i>Véhicules hybrides rechargeables</i>	0,0%	2,5%	3,6%	3,6%	2,5%
TOTAL	0,8%	13,1%	10,0%	10,0%	13,1%
Total véhicules légers					
Part de marché dans les ventes					
<i>Véhicules 100 % électriques</i>	1,9%	41,4%	22,9%	22,9%	41,4%
<i>Véhicules hybrides rechargeables</i>	0,7%	13,9%	17,9%	17,9%	13,9%
TOTAL	2,6%	55,3%	40,8%	40,8%	55,3%
Part de marché sur le parc					
<i>Véhicules 100 % électriques</i>	0,5%	13,0%	7,7%	7,8%	13,0%
<i>Véhicules hybrides rechargeables</i>	0,2%	5,6%	6,0%	6,1%	5,6%
TOTAL	0,7%	18,6%	13,7%	8,7%	18,6%

La modélisation de la consommation électrique de ce parc de véhicules électriques ou hybrides rechargeables a été particulièrement détaillée dans les travaux du groupe de travail «électromobilité», et intègre différentes variantes portant notamment sur :

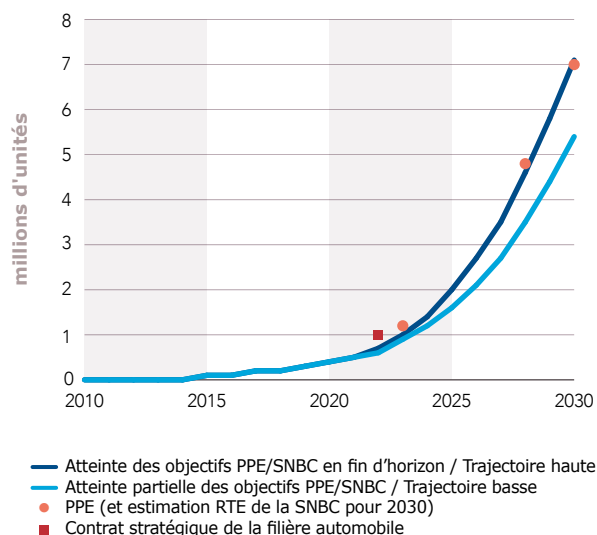
- ▶ la taille des batteries des véhicules 100% électriques ;
- ▶ le kilométrage moyen ;
- ▶ l'accès aux points de recharge (domicile, travail...)
- ▶ la puissance des points de charge ;
- ▶ la fréquence de connexion des utilisateurs ;
- ▶ le pilotage de la recharge.

La stratégie de recharge va dépendre de ces paramètres et affecter la consommation unitaire moyenne des véhicules électriques.

L'hypothèse retenue correspond aux paramètres du scénario Crescendo, appliqués sur les différentes trajectoires de développement du parc. Ces paramètres et les résultats de modélisation en matière de consommation unitaire sont résumés sous forme simplifiée dans le tableau 2.40.

Pour plus de détails sur la modélisation complexe issue des travaux du groupe de travail, le lecteur est invité à se reporter au rapport technique sur les enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique.

Figure 2.71 Trajectoires de parc de véhicules légers électriques à l'horizon 2030



La combinaison des projections de parc et de consommation unitaire permet d'élaborer des trajectoires de consommation du parc de véhicules légers électriques (cf. tableau 2.41).

Tableau 2.40 Hypothèses et résultats de modélisation pour les consommations des véhicules légers électriques

	2019	2030
Taille médiane de batterie pour les véhicules 100% électriques (kWh)	36	64
Taille médiane de batterie pour les véhicules hybrides rechargeables (kWh)	7	13
Kilométrage moyen annuel pour les véhicules 100% électriques (km)	14 000	14 000
Kilométrage moyen annuel pour les véhicules hybrides rechargeables (km)	15 300	15 300
Consommation moyenne par véhicule 100% électrique (kWh/an)	2 600	2 500
Consommation moyenne par véhicule hybride rechargeable (kWh/an)	2 020	1 930

Tableau 2.41 Projection de consommation électrique des véhicules légers à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Véhicules 100 % électriques (TWh)	0,6	12,5	7,6	5,2	12,5
Véhicules hybrides rechargeables (TWh)	0,1	4,1	4,6	2,8	4,1
Total véhicules légers (TWh)	0,7	16,6	12,2	8,0	16,6

Consommation des autobus et autocars électriques

Au 1^{er} janvier 2019, environ 100 700 autobus et autocars étaient en circulation en France (dont 72 % d'autocars). La motorisation prédominante est de type diesel (95%), même si elle est en légère diminution sur les 15 dernières années.

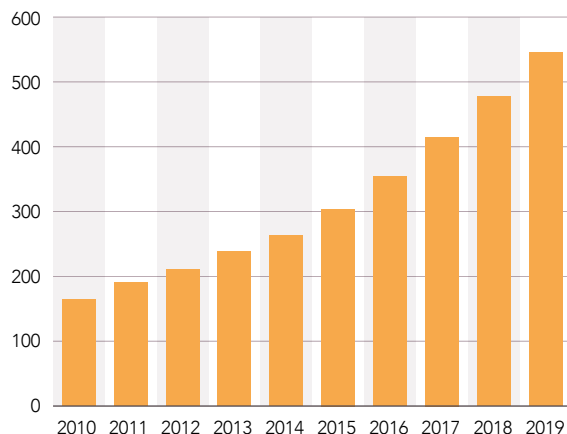
Si les autocars roulent aujourd'hui très majoritairement au gazole, les flottes de bus urbains sont déjà constituées pour une partie non négligeable de motorisations «alternatives», notamment les motorisations GNV (gaz naturel pour véhicules) qui représentaient en 2019 environ 17% du parc des autobus capacitaires (autobus d'au moins 12 mètres) et 14% du parc total selon l'UTP. Les bus hybrides non rechargeables représentent environ 6% de ce parc. En revanche, la part de véhicules électriques (hybrides rechargeables, tout-électriques ou à hydrogène) est aujourd'hui très minoritaire (de l'ordre de 0,5% du parc). Toutefois, une progression importante des ventes de ces véhicules est envisageable dans les années à venir, sous l'impulsion des politiques de développement durable européennes et nationales, ainsi que des politiques locales pour la réduction de la pollution dans les territoires. Notamment, la directive UE 2019/1161, qui modifie la directive «véhicules propres» de 2009, impose aux États membres de l'Union européenne des objectifs minimaux de présence de véhicules lourds propres dans les

marchés publics (hors véhicules spéciaux tels que véhicules sanitaires, militaires etc.). En matière de transports collectifs routiers, la directive concerne essentiellement les autobus. Les autocars en sont exemptés en raison de la plus forte maturité du marché des autobus urbains à faibles émissions ou émissions nulles par rapport à celui des autocars, et de la faible prévalence des autocars dans les marchés publics.

Pour la France, la directive impose un objectif de 43% pour la part d'autobus à faibles émissions dans les achats publics sur la période 2021-2025 et de 61% sur la période 2026-2030. Au moins la moitié de l'objectif doit être rempli avec des autobus zéro-émissions. Le rôle de telles mesures concernant les marchés publics est particulièrement important pour la décarbonation des flottes de bus, pour lesquelles il est estimé que 75% des achats sont des achats publics. Concernant les autobus, sont considérés comme des véhicules à faibles émissions ceux roulant au gaz naturel (incluant le biométhane, GNC et GNL), aux bio-carburants d'origine renouvelable, aux combustibles synthétiques et paraffiniques et au gaz de pétrole liquéfié (GPL). Font partie des véhicules zéro-émissions, les autobus tout-électriques et les autobus hydrogène (piles à combustible). Le statut des autobus hybrides reste à clarifier.

Les effets de ces politiques commencent à être visibles dans les immatriculations des véhicules.

Figure 2.72 Parc de bus électriques en France
(source : SDES-RSVERO)



Selon l'AVERE-France, les bus électriques ont représenté 4,1% des immatriculations européennes en 2019, avec une augmentation de 184% par rapport à 2018, bien que le gazole reste la motorisation dominante dans les immatriculations (85%).

En France, la part de marché des autobus électriques en 2019 a été 4,2% (+200% par rapport à 2018), avec 285 exemplaires vendus. La RATP

a affiché un objectif ambitieux de décarbonation complète de sa flotte de bus (4700 unités) à l'horizon 2025, avec deux tiers de bus électriques et un tiers de bus au gaz naturel renouvelable. En avril 2019, l'entreprise a lancé un appel d'offres de 400 millions d'euros pour 800 bus tout-électriques (le plus grand appel d'offres de bus électriques en Europe à ce jour). Les premières livraisons sont prévues en 2020-2022 à hauteur de 150 bus, pour une livraison complète d'ici 2025.

L'augmentation du trafic passagers et de la part modale du transport collectif routier, présentés précédemment, devraient se traduire mécaniquement par un accroissement du trafic de passagers dans les transports collectifs routiers. En considérant une stabilité du taux de remplissage, la flotte totale d'autobus et d'autocars devraient croître sensiblement dans les différentes trajectoires, à l'exception de la trajectoire basse qui connaîtrait une relative stabilité (cf. tableau 2.42).

Différentes options technologiques sont envisageables pour décarboner le secteur des transports collectifs routiers de passagers sur le moyen et long terme. Elles peuvent être réparties en trois grandes catégories : les véhicules gaz, que ce soit du gaz naturel comprimé, du gaz naturel liquéfié ou du biogaz, les véhicules électriques (hybrides rechargeables ou tout-électriques) et les véhicules

Tableau 2.42 Projection du transport routier collectif de passagers à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Transport routier collectif (Gpkm)	59	71	66	64	71
<i>dont autobus</i>	9	15	13	12	15
<i>dont autocars</i>	50	56	53	52	56
Flotte totale d'autobus et d'autocars	100 700	124 700	114 900	111 200	124 700
<i>dont autobus</i>	28 200	44 100	37 600	35 200	44 100
<i>dont autocars</i>	72 500	80 600	77 300	76 000	80 600

Tableau 2.43 Hypothèses d'électrification de la flotte d'autobus et d'autocars à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Autobus					
Part du parc électrifiée					
<i>100% batterie</i>	1,9%	8,0%	5,5%	5,5%	8,0%
<i>hybrides rechargeables</i>	0,0%	5,0%	1,5%	1,5%	5,0%
TOTAL	1,9%	13,0%	7,0%	7,0%	13,0%
Flotte d'autobus électriques					
<i>100% batterie</i>	546	3530	2070	1930	3530
<i>hybrides rechargeables</i>	0	2210	560	530	2210
TOTAL	546	5740	2630	2460	5740
Autocars					
Part du parc électrifiée					
<i>100% batterie</i>	0,1%	7,0%	4,0%	4,0%	7,0%
<i>hybrides rechargeables</i>	0,0%	5,0%	4,0%	4,0%	5,0%
TOTAL	0,1%	12,0%	8,0%	8,0%	12,0%
Flotte d'autobus électriques					
<i>100% batterie</i>	50	5640	3090	3040	5640
<i>hybrides rechargeables</i>	0	4030	3090	3040	4030
TOTAL	50	9670	6180	6080	9670

à hydrogène (pile à combustible). Ces technologies n'ont pas toutes le même niveau de maturité, l'offre de marché de véhicules étant aujourd'hui plus développée pour les véhicules gaz et électriques que pour les véhicules à hydrogène.

Les autobus urbains se prêtent bien à une électrification massive : en effet, ils effectuent des trajets bien définis et réguliers, avec des besoins énergétiques facilement estimables à l'avance, ce qui est particulièrement adapté à une technologie tout-électrique. Les véhicules hybrides, du fait de leur coût plus élevé et des émissions de gaz à effet de serre et polluants lors de l'usage en mode thermique, semblent moins pertinents dans les contextes urbains.

Pour les autocars, le passage aux motorisations alternatives se fait plus lentement, avec une offre

de modèles plus restreinte, mais les premiers modèles commencent à être déployés sur des lignes interurbaines en France : fin 2019, il y avait ainsi une soixantaine d'autocars tout-électriques en circulation.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 impose un pourcentage minimal de véhicules à faibles émissions (véhicules électriques, hydrogène, GNV, carburants d'origine renouvelable) pour tout renouvellement de flottes de transports collectifs incluant plus de 20 véhicules. Les objectifs s'appliquent à la fois aux autobus et aux autocars, mais en ce qui concerne les autocars interurbains le décret d'application inclut dans les véhicules à faibles émissions, en plus des technologies déjà citées, les véhicules utilisant un carburant d'origine fossile et respectant au moins la norme Euro VI. La part de véhicules à faibles

Tableau 2.44 Projection de consommation électrique des autobus et autocars à l’horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Autobus électriques (TWh)	0,1	0,5	0,3	0,2	0,6
Autocars électriques (TWh)	0,0	0,8	0,6	0,4	0,9
Total autobus et autocars (TWh)	0,1	1,3	0,9	0,6	1,5

émissions dans les renouvellements doit être de 50 % à partir de 2020 et de 100 % à partir de 2025.

Pour le mix de technologies dans les parcs d’autobus et autocars à l’horizon 2030, une trajectoire de référence compatible avec les orientations de la SNBC est considérée dans les trajectoires «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon» et haute. L’électrification de la flotte est en revanche plus modeste dans les autres trajectoires (cf. tableau 2.43).

Les consommations unitaires des autobus et autocars électriques sont très dépendantes de plusieurs facteurs, notamment le type de véhicule, le style de conduite et les conditions d’utilisation. Un facteur déterminant est la présence éventuelle de systèmes de chauffage et/ou climatisation alimentés par la batterie. Les consommations unitaires actuelles sont estimées, en intégrant les consommations de chauffage et de climatisation, à 2,7 kWh/km pour les autobus et à 3,5 kWh/km pour les autocars.

Pour estimer l’évolution des consommations unitaires à l’horizon 2030, le même taux de progression de l’efficacité énergétique pris en compte par la SNBC pour les poids lourds électriques à l’horizon 2030 est appliqué aux consommations unitaires des autobus dans la trajectoire «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon». La baisse attendue des consommations unitaires

tient compte de l’évolution des technologies de chauffage. Les consommations unitaires des autocars sont fondées sur la limite haute de la fourchette de consommations unitaires observées sur les autobus aujourd’hui, en l’absence de données spécifiques. Pour les autres trajectoires, les gains d’efficacité énergétique sont légèrement minorés.

En considérant un kilométrage moyen par autobus ou autocar stable par rapport aux valeurs actuelles, la consommation électrique de la flotte d’autobus et d’autocars peut être projetée à l’horizon 2030 selon les différentes trajectoires. Le tableau 2.44 fournit ces projections.

Consommation des camions électriques

En 2018, le parc de camions en utilisation au sein de l’Union européenne est de l’ordre de 6,62 millions de véhicules, dont 554 000 en France. La part de l’électrique est négligeable (quelques unités).

En 2019, les premières normes européennes en matière d’émissions de CO₂ pour les camions et autres véhicules utilitaires lourds ont été adoptées, ce qui encourage fortement les constructeurs de camions à définir des transitions vers les véhicules à zéro émission et particulièrement les véhicules électriques. La vitesse de cette transition dépendra de la capacité des nouvelles technologies à répondre aux besoins des transporteurs de marchandises :

autonomie des véhicules, temps de recharge énergétique et conformité avec les réglementations environnementales nationales et locales.

On constate aujourd'hui que l'adoption des camions électriques se concentre sur les profils de missions urbaines pour plusieurs raisons. Le déploiement en milieu urbain facilite l'optimisation des arrêts de recharge le long des itinéraires, ce qui rapproche les profils de mission de ces camions à ceux des bus plutôt que ceux des véhicules longue distance. Les trajets urbains posent donc des exigences moindres en matière d'autonomie des batteries, en particulier dans un contexte où la recharge à haute puissance est très limitée. En outre, les camions électriques auront moins de difficultés d'accès aux villes où la réglementation vise à réduire le bruit ou la pollution atmosphérique, ce qui constitue un avantage concurrentiel potentiel par rapport aux camions avec moteurs thermiques (même ceux neutres en carbone).

Des analyses détaillées ont permis de modéliser le parc de camions (y compris les camions sous pavillon étranger roulant en France) et son évolution à l'horizon 2030, en distinguant les camions légers (PTAC inférieur à 19 t), les camions lourds (PTAC supérieur à 19 t) et les tracteurs routiers. Ces évolutions sont établies à partir du trafic routier de marchandises et des hypothèses de gain logistique, en cohérence avec les hypothèses de la trajectoire AMS de la SNBC.

Le tableau 2.45 fournit les niveaux atteints en 2030 selon les différentes trajectoires, ainsi que la pénétration de la motorisation électrique dans chacune des classes de camions.

Le mode d'utilisation du parc a également fait l'objet d'une modélisation détaillée, prenant en compte l'âge des camions et le fait que les camions récents roulent plus que les camions anciens. Ceci a pour effet une baisse du kilométrage moyen du parc de

Tableau 2.45 Projection de parc de camions à l'horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Trafic routier de marchandises (Gtkm)	295	297	301	280	311
Parc de camions (y compris étrangers – milliers)	685	741	748	702	754
<i>Dont PTAC < 19 t</i>	120	132	133	125	134
<i>Dont PTAC > 19 t</i>	215	232	234	219	236
<i>Dont tracteurs</i>	350	378	381	358	384
Taux d'électrification global	0%	2,0%	1,5%	1,5%	2,0%
<i>Taux d'électrification PTAC < 19 t</i>	0%	7,0%	5,2%	5,2%	7,0%
<i>Taux d'électrification PTAC > 19 t</i>	0%	2,5%	1,9%	1,9%	2,5%
<i>Taux d'électrification tracteurs</i>	0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Parc de camions 100% électriques	0	15	11	11	15
<i>Dont PTAC < 19 t</i>	0	9	7	7	9
<i>Dont PTAC > 19 t</i>	0	6	4	4	6
<i>Dont tracteurs</i>	0	0	0	0	0

Tableau 2.46 Projection de consommation électrique des camions à l’horizon 2030

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Camions de PTAC < 19 t (TWh)	0,0	0,4	0,3	0,3	0,4
Camions de PTAC > 19 t (TWh)	0,0	0,4	0,3	0,1	0,4
Tracteurs routiers (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total camions (TWh)	0,0	0,8	0,6	0,4	0,8

camions électriques au fur et à mesure que l’âge moyen va augmenter, à l’exception des tracteurs routiers.

Ainsi, le kilométrage moyen annuel retenu en 2030 est de :

- ▶ 29 100 km (contre 41 300 km en 2019) pour les camions de PTAC inférieur à 19 t ;
- ▶ 37 500 km (contre 52 500 km en 2019) pour les camions de PTAC supérieur à 19 t ;
- ▶ 93 900 km pour les tracteurs routiers (même valeur qu’en 2019).

L’évolution des consommations unitaires à l’horizon 2030 est conforme aux hypothèses de la SNBC pour les poids lourds électriques dans la trajectoire «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon». Pour les autres trajectoires, les gains d’efficacité énergétique sont légèrement minorés.

Le tableau 2.46 fournit les projections de consommation d’électricité pour les camions électriques à l’horizon 2030.

Synthèse des consommations du secteur du transport

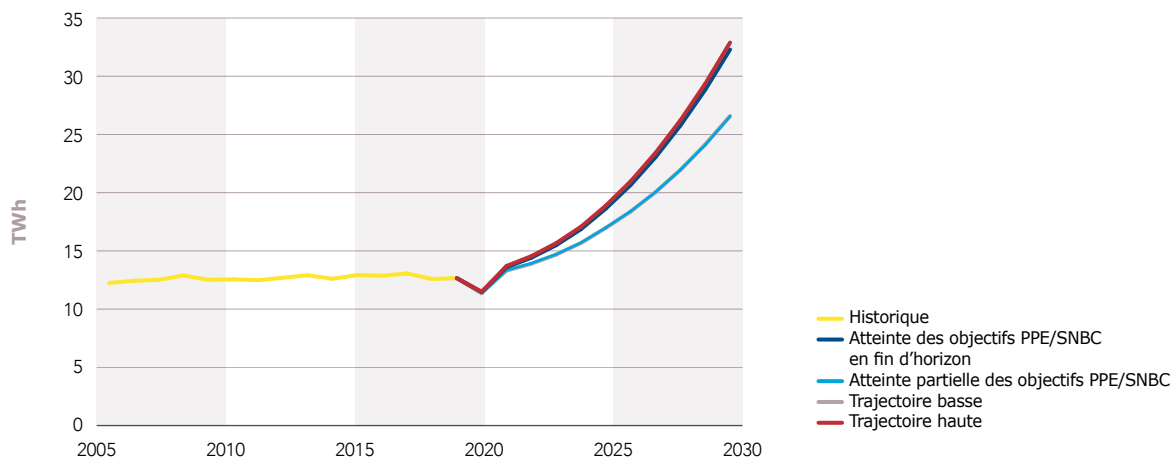
Au global, au-delà du fort ralentissement d'activité de 2020 liée à la crise sanitaire, la consommation d'électricité dans le secteur du transport devrait être fortement orientée à la hausse dans l'ensemble des trajectoires, sous l'effet principal de l'électrification de

la mobilité routière (véhicules légers, autobus/autocars, camions) et rester orientée à la hausse dans trois des trajectoires, sous les effets combinés de la reprise d'activité et de l'électrification des modes de transport, catalysée par la transition énergétique (cf. figure 2.73). L'accroissement de consommation entre 2019 et 2030 pourrait ainsi aller de 14 à 20 TWh environ selon la trajectoire considérée.

Tableau 2.47 Évolution de la consommation par usage dans le secteur du transport selon les trajectoires (TWh)

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Transport ferroviaire (TWh)	11,7	13,0	12,2	12,2	13,3
<i>dont urbain</i>	3,8	4,4	4,1	4,1	4,5
<i>dont interurbain</i>	7,9	8,6	8,1	8,1	8,8
Transport aérien (TWh)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Transport maritime et fluvial (TWh)	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
Véhicules légers électriques (TWh)	0,7	16,6	12,2	12,4	16,6
Autobus/autocars électriques (TWh)	0,1	1,3	0,8	0,8	1,5
Camions électriques	0,0	0,8	0,6	0,4	0,8
TOTAL SECTEUR DU TRANSPORT	12,7	32,3	26,6	26,6	32,9

Figure 2.73 Trajectoires de consommation d'électricité du secteur du transport



2.8 La consommation du secteur de l'énergie (hors hydrogène) devrait demeurer relativement stable

Le secteur de l'énergie a représenté en 2019 une consommation d'électricité de 12,8 TWh, soit 2,7% de la demande intérieure d'électricité en France continentale.

Le secteur de l'énergie recouvre toutes les entreprises dont l'activité fait partie des classes de la Nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie (NCE) allant de 01 à 09, à savoir :

- ▶ la production de combustibles minéraux solides ;
- ▶ la cokéfaction ;
- ▶ l'extraction d'hydrocarbures ;
- ▶ le raffinage de pétrole ;
- ▶ la production, le transport et la distribution d'électricité ;
- ▶ la production et la distribution de gaz ;
- ▶ la production et la distribution d'eau ;
- ▶ le chauffage urbain ;
- ▶ la production et la transformation de matières fissiles et fertiles.

À noter que, par nécessité de préserver le secret statistique, certaines NCE ne sont pas détaillées dans ce document.

L'essentiel de la consommation du secteur de l'énergie est portée par deux NCE : la production et distribution d'eau (32%) et le raffinage de pétrole (21%). Les autres branches n'excèdent pas 10% de la consommation, certaines représentant même une consommation marginale, voire nulle.

Figure 2.74 Répartition par usages de la demande électrique du secteur de l'énergie pour l'année 2019

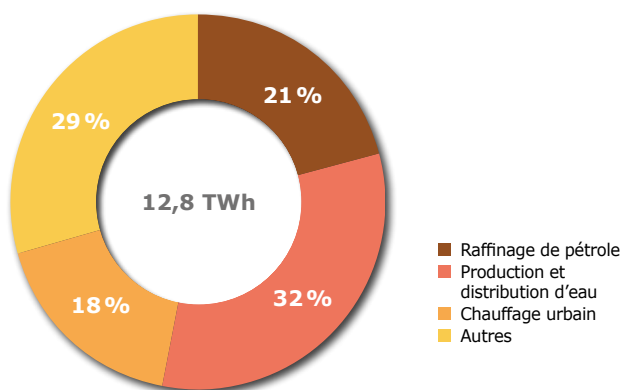


Tableau 2.48 Consommation d'électricité du secteur de l'énergie par NCE en 2019 pour la France continentale

NCE	Libellé	Consommation 2019 (TWh)
03	Extraction d'hydrocarbures	0,5
04	Raffinage de pétrole	2,7
05	Production, transport et distribution d'électricité	1,7
06	Production et distribution de gaz	0,4
07	Production et distribution d'eau	4,1
08	Chauffage urbain	2,2
Autres	Production de combustibles minéraux solides / Cokéfaction / Production et transformation de matières fissiles et fertiles	1,2
Total	Ensemble du secteur de l'énergie	12,8

Raffinage de pétrole

Du fait notamment de la baisse continue de la demande pour les produits pétroliers (baisse de la consommation nationale de près de 40 % entre 1973 et aujourd'hui), le raffinage est considéré comme structurellement déficitaire au regard des faibles marges brutes dégagées. De plus, la compétitivité des raffineries américaines (avec l'essor des pétroles et gaz de schiste) et des infrastructures modernes gigantesques au Moyen-Orient et en Asie (plus performantes et bénéficiant d'intrants moins coûteux en se sourçant au plus près des lieux de production du brut) exerce une pression concurrentielle forte sur le parc de raffinage européen.

À l'échelle européenne, le parc de raffinage a déjà connu une baisse sensible, de plus de 10 %, de ses capacités de traitement au cours des dix dernières années, et la restructuration devrait être appelée à se poursuivre : IFP Énergies nouvelles estime ainsi que la filière européenne de raffinage pourrait voir reculer son activité de près de 30 % d'ici à 2035⁷¹.

Le parc de raffinage français n'a pas été épargné par ce mouvement de restructuration ces dernières années : la capacité totale de raffinage s'est contractée de 37 % depuis 2008 (cf. figure 2.75).

Entraînée à la baisse par cet effet « volume », la consommation d'électricité a décliné de façon

Figure 2.75 Capacité de raffinage en France
(Source BP Statistical Review of World Energy)

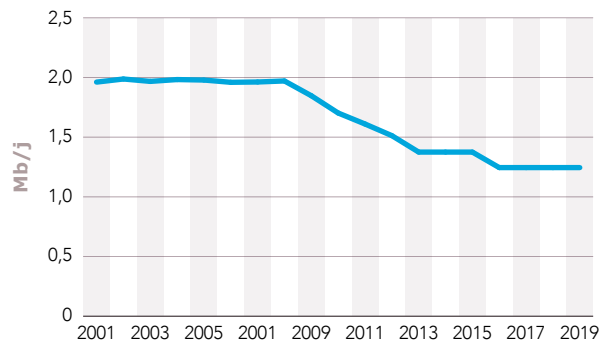


Figure 2.76 Consommation d'électricité de l'activité de raffinage

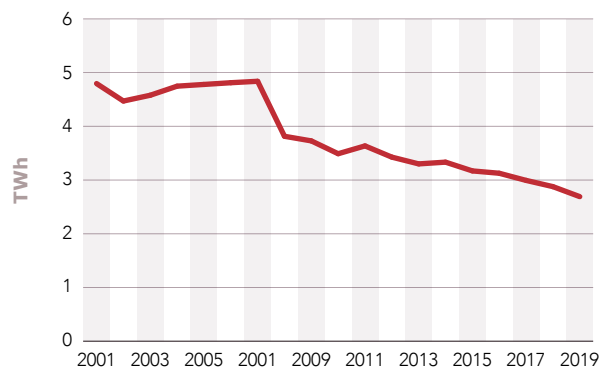


Tableau 2.49 Consommation d'électricité du raffinage à l'horizon 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Baisse de l'activité de raffinage entre 2019 et 2030	-	-18 %	-14 %	-14 %	-18 %
Consommation du raffinage (TWh)	2,7	2,2	2,3	2,3	2,2

71. https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/perspectiveraffinagehorizon2035_2.pdf

similaire (-41%) par rapport à son niveau d'avant-crise (cf. figure 2.76).

Au global, dans un contexte de transition énergétique qui devrait se traduire par un moindre recours aux produits pétroliers, l'hypothèse d'une poursuite de la réduction des capacités en France a été retenue en cohérence avec celle de la consommation de pétrole dans la trajectoire AMS de la SNBC pour les trajectoires «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon» et haute. Cette contraction est moins marquée dans les autres trajectoires.

Production et distribution d'eau

Le périmètre de ce secteur (4,1 TWh en 2019) inclut le captage, le traitement et la distribution d'eau, mais pas la collecte et le traitement des eaux usées (NAF 37.00Z, incluse dans la NCE 53), rattachés au secteur tertiaire dans les statistiques de consommation. Ce chiffre est relativement constant depuis une quinzaine d'années (cf. figure 2.77).

Le potentiel d'économie d'énergie est particulièrement important dans ce secteur. En effet, les pertes par fuites représentent actuellement 25% de l'eau distribuée en moyenne en France.

La simple réduction du taux de perte se traduirait par des économies d'énergie dans des proportions similaires. Un taux de fuite de 15% constituant un objectif réaliste pour des réseaux bien entretenus, une économie de l'ordre de 10% à long terme peut être visée. Or, depuis juillet 2010, la loi Grenelle 2 impose aux services publics de distribution d'eau, dont le taux de perte en eau du réseau est supérieur au taux fixé par décret, de mettre en œuvre un plan d'actions de lutte contre ces fuites.

Figure 2.77 Consommation d'électricité pour la production et distribution d'eau

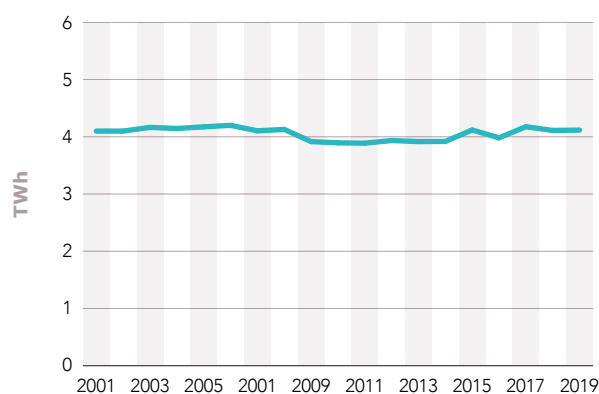


Tableau 2.50 Consommation d'électricité pour la production et distribution d'eau à l'horizon 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Évolution de la population entre 2019 et 2030	-	+3,7%	+3,7%	+3,7%	+3,7%
Gain annuel d'efficacité énergétique entre 2019 et 2030	-	-0,4%	-0,2%	0,0%	-0,4%
Consommation production-distribution d'eau (TWh)	4,1	4,1	4,2	4,2	4,1

D'autres actions sont également envisageables pour réduire les consommations de pompage (qui représentent de l'ordre de 90 % de la consommation d'énergie du secteur), notamment via :

- ▶ l'utilisation de variateurs de vitesse, qui permettent de réduire l'énergie nécessaire pour un fonctionnement à charge partielle ;
- ▶ l'amélioration de l'efficacité énergétique des moteurs (standards IE3, et même au-delà) ;
- ▶ l'amélioration de la gestion et du comptage (réseaux « intelligents »).

Au global, l'effet « volume » haussier, de l'ordre de 4 % en 2030 par rapport à 2019, lié à la croissance démographique devrait être plus ou moins contrebalancé par l'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique, pérennisant ainsi une certaine stabilité de la demande électrique.

Le tableau 2.50 présente les niveaux de consommation atteints dans les différentes trajectoires.

Chauffage urbain

La programmation pluriannuelle de l'énergie vise à « mettre en place des outils pour favoriser la densification massive des réseaux de chaleur, le développement de leur part renouvelable et de récupération et leur déploiement dans les secteurs collectif et de l'industrie ». Une croissance de près de 10 % de la chaleur vendue est ainsi anticipée dans la trajectoire AMS entre 2020 et 2030.

Au-delà de l'objectif d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre, cette densification pourrait contrebalancer la baisse des besoins de chaleur liée aux économies de chauffage dans les bâtiments existants déjà alimentés (isolation, gestion améliorée, etc.), et contribuerait ainsi à soutenir l'économie des réseaux existants.

Par ailleurs, de nombreuses solutions techniques existent, qui pourraient permettre d'optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation : diminution de la température de retour, sur-isolation du réseau, variation de température sur le réseau selon la température extérieure, etc.

En outre, les réseaux de chaleur fonctionnent la majorité du temps à débit variable alors que les pompes qui les alimentent sont le plus souvent entraînées par des moteurs à vitesse constante. On peut diminuer de près de 50 % les consommations électriques en couplant aux moteurs un variateur électronique, qui permet d'abaisser la vitesse des pompes à pression constante.

Au global, les économies sur la consommation électrique des réseaux de chaleur devraient partiellement atténuer l'effet haussier des extensions de réseaux de chaleur et de leur densification (cf. tableau 2.51).

Tableau 2.51 Consommation d'électricité pour le chauffage urbain à l'horizon 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Consommation réseaux de chaleur (TWh)	2,2	2,4	2,4	2,5	2,4

Autres secteurs de la branche énergie

Le tableau 2.52 fournit l'évolution globale des autres NCE du secteur de l'énergie. Cette évolution s'appuie

sur des hypothèses intégrant notamment la baisse régulière de l'extraction pétrolière en France (NCE 03) et la poursuite de l'installation d'électrocompresseurs sur le réseau de transport gazier (NCE 06).

Tableau 2.52 Consommation d'électricité pour les autres NCE du secteur de l'énergie à l'horizon 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Consommation des autres NCE de l'énergie	3,8	3,9	3,8	3,7	3,9

Synthèse des consommations du secteur de l'énergie

Globalement, le secteur de l'énergie (hors *power-to-hydrogen*) devrait rester relativement stable dans l'ensemble des trajectoires. À noter que les

trajectoires caractérisées par la plus forte électrification du transport (« Atteinte des objectifs publics PPE/SNBC en fin d'horizon » et haute) baissent légèrement sous l'effet d'une contraction plus marquée de l'activité de raffinage.

Tableau 2.53 Évolution de la consommation par usage dans le secteur de l'énergie selon les trajectoires (TWh)

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Consommation du raffinage (TWh)	2,7	2,2	2,3	2,3	2,2
Consommation production-distribution d'eau (TWh)	4,1	4,1	4,2	4,2	4,1
Consommation réseaux de chaleur (TWh)	2,2	2,4	2,4	2,5	2,4
Consommation des autres NCE de l'énergie (TWh)	3,8	3,9	3,8	3,7	3,9
Total secteur de l'énergie (TWh)	12,8	12,6	12,7	12,7	12,6

2.9 La production d'hydrogène par électrolyse (*power-to-hydrogen*) est appelée à se développer pour contribuer à la décarbonation de l'économie

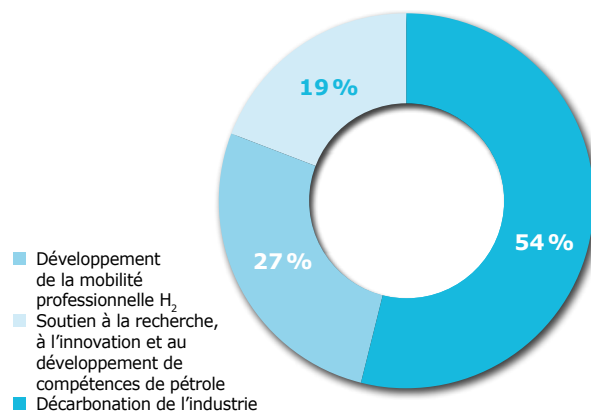
L'hydrogène est amené à jouer un rôle croissant dans le paysage énergétique et industriel européen, dans un contexte de décarbonation de l'économie. L'année 2020 a en particulier vu une montée en puissance de la place de l'hydrogène dans les réflexions nationales et européennes. Cela s'est traduit notamment par la publication :

- ▶ de la stratégie européenne hydrogène par la Commission européenne, qui vise un déploiement à grande échelle des technologies utilisant l'hydrogène renouvelable, avec pour objectif en 2030 une capacité d'au moins 40 GW d'électrolyseurs ;
- ▶ des stratégies nationales hydrogène par l'Allemagne, le Portugal et la France ;
- ▶ de scénarios de mix énergétiques à forte composante hydrogène à l'échelle européenne (par exemple au Royaume-Uni et aux Pays-Bas).

Dans le cadre du plan de relance français, le volet « hydrogène » a été rendu public en septembre 2020. Il prévoit 3,4 milliards d'euros dédiés à l'hydrogène pour la période 2020-2023, ce montant devant atteindre 7,2 milliards d'euros d'ici 2030.

Les pouvoirs publics privilégient aujourd'hui le développement de la production d'hydrogène par électrolyse (plutôt que d'autres solutions comme le vaporeformage du gaz naturel associé à des systèmes de captage du carbone) : l'ambition est de mettre en service des électrolyseurs en France, afin d'atteindre 5 GW de capacité de production d'hydrogène décarbonée par électrolyse d'ici 2030. Le gouvernement vise également l'utilisation de l'hydrogène pour les transports lourds. La figure 2.78 fournit la répartition de l'enveloppe sur la période 2020-2023 selon les principaux axes d'action.

Figure 2.78 Répartition des 3,4 G€ alloués sur la période 2020-2023



Les enjeux techniques, économiques et environnementaux associés au développement en France de la production d'hydrogène par électrolyse à 2035 ont été analysés par RTE, dans une publication datant de janvier 2020⁷². Ces travaux s'intéressaient en particulier au mode opératoire des électrolyseurs, sous des hypothèses de développement correspondant aux orientations des pouvoirs publics décrits dans la SNBC.

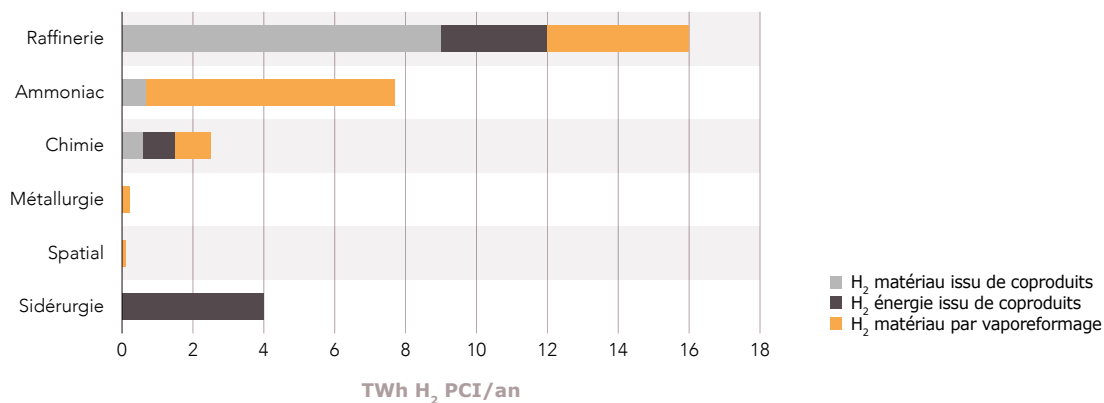
L'hydrogène consommé en France aujourd'hui est en majorité issu de « coproduction » inhérente aux process industriels⁷³ (cf. figure 2.79). Si l'essentiel de ces coproduits alimente les usages matériaux⁷⁴ de l'hydrogène, une partie est récupérée pour des usages énergétiques. Seule environ 40 % de la consommation est approvisionnée par des productions dédiées par vaporeformage de gaz naturel,

⁷². RTE, 2020, « La transition vers un hydrogène bas carbone, atouts en enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 », <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

⁷³. Par exemple, la production de chlore est réalisée par électrolyse de saumure, qui génère en parallèle de grandes quantités d'hydrogène. Les procédés de production de coke et de raffinage des produits pétroliers génèrent également une importante production d'hydrogène.

⁷⁴. Les usages matériaux de l'hydrogène sont essentiellement industriels : l'hydrogène est utilisé en tant que matière première dans le cadre de procédés chimiques en particulier, par exemple pour la désulfuration de composés pétroliers (raffinage de pétrole), pour la fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais, etc.

Figure 2.79 Consommation actuelle d'hydrogène en France et sources



essentiellement pour trois secteurs : le raffinage de pétrole, la production d'ammoniac et engrais et la chimie.

Si la consommation industrielle «matériau» devrait se maintenir d'ici à 2030 pour les secteurs de l'ammoniac et de la chimie, elle devrait se contracter pour le raffinage de pétrole et évoluer en proportion de la consommation de produits pétroliers en France.

La consommation énergétique directe de l'hydrogène devrait se développer dans trois secteurs :

- ▶ dans l'industrie, pour la production de chaleur haute température, en substitution à de la biomasse ;
- ▶ en injection directe dans le réseau de méthane (mais de façon limitée en raison des contraintes de dilution) ;

- ▶ dans les transports, de manière limitée pour les transports ferroviaires et plus fortement dans les transports lourds.

Enfin la fabrication de combustibles de synthèse est limitée à une faible quantité de méthanation, suivant les orientations de la SNBC.

Les orientations du scénario AMS de la SNBC sont reprises dans les trajectoires «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon» et haute, visant pour l'essentiel à décarboner les usages industriels de l'hydrogène et la mobilité lourde, conformément aux orientations du plan national hydrogène. Les autres trajectoires supposent un retard plus ou moins marqué par rapport aux ambitions nationales (cf. tableau 2.54).

Tableau 2.54 Consommation d'électricité pour la production d'hydrogène à l'horizon 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Consommation électrique pour la production d'hydrogène par électrolyse (TWh)	0	25	10	5	25

2.10 La consommation intérieure de la France devrait progressivement s'infléchir à la hausse sous l'effet prégnant de l'électrification des usages

L'agrégation des prévisions sectorielles permet d'élaborer les trajectoires d'évolution de la consommation intérieure d'électricité en France continentale à l'horizon 2030. Au-delà de l'incertitude sur la dynamique de court terme pour la reprise de l'activité économique, les trajectoires s'orientent globalement à la hausse sous l'effet prégnant de l'électrification des usages (électromobilité, chauffage électrique et production électrolytique d'hydrogène pour l'essentiel). Seule la trajectoire basse, caractérisée par un contexte économique moins porteur ne favorisant pas l'investissement dans l'électrification de l'économie, reste légèrement baissière (cf. figure 2.80).

Les deux trajectoires « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon » et « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC » atteignent en 2030 un niveau relativement proche de celui de la trajectoire AMS de la SNBC (environ 488 TWh).

Dans la trajectoire « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon », l'effet haussier de l'électrification des usages est contrebalancé par celui, baissier, de l'amélioration de l'efficacité énergétique, très majoritairement dans le secteur du bâtiment (cf. figure 2.81).

Figure 2.80 Consommation intérieure d'électricité de la France continentale selon les différentes trajectoires (historique corrigé de l'enrichissement de l'uranium)

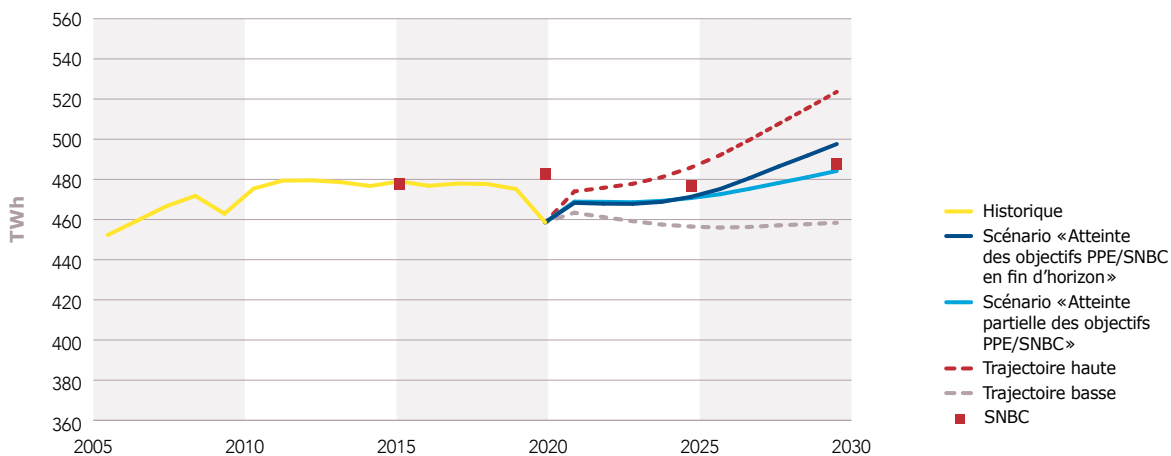
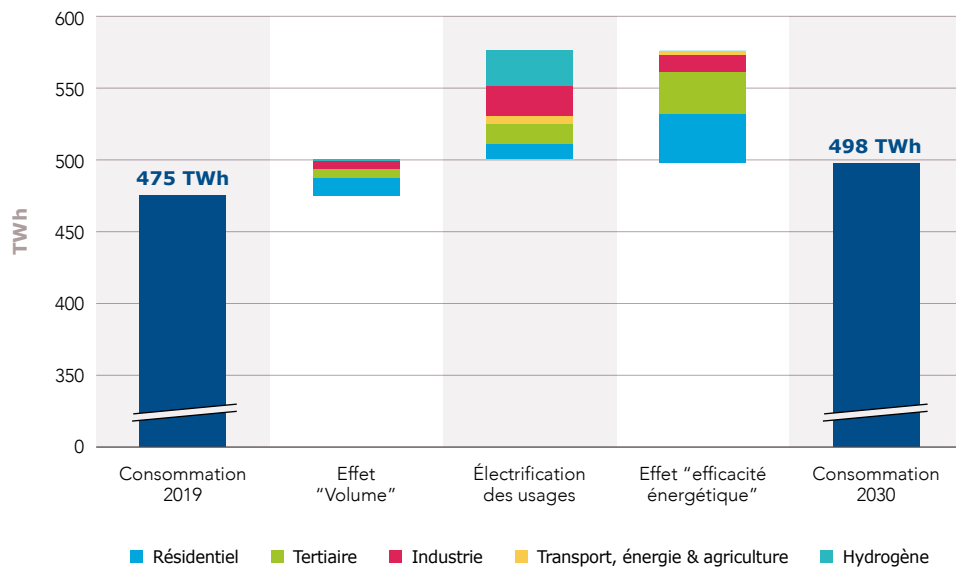


Tableau 2.55 Consommation intérieure d'électricité de la France continentale à l'horizon 2030 selon les différentes trajectoires

	2019	2030			
		Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon	Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC	Trajectoire basse	Trajectoire haute
Résidentiel	159,8	147,8	151,3	146,8	156,0
Tertiaire	131,3	122,9	125,9	124,0	131,6
Industrie	113,2	112,1	113,0	100,1	118,5
Transport	12,7	32,3	26,6	26,6	32,9
Agriculture	8,4	8,2	7,8	7,8	8,2
Énergie (y compris pertes réseaux)	49,8	49,4	49,6	48,0	51,5
Production électrolytique d'hydrogène	0,0	25,0	10,0	5,0	25,0
Consommation intérieure	475,2	497,6	484,2	458,4	523,6

Figure 2.81 Décomposition de l'évolution de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2030 selon les différents effets dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»



2.11 Les appels de puissance devraient rester stables sur l'hiver et augmenter sur les heures méridiennes l'été grâce à l'efficacité énergétique et à un pilotage plus fin de la consommation

Les données historiques d'appels de puissance sont issues de comptages, et donc s'entendent à conditions climatiques réalisées avec prise en compte de l'effet des effacements de consommation. Les analyses prévisionnelles reposent en revanche sur des appels de puissance modélisés sur les deux cents chroniques annuelles de températures du référentiel climatique élaboré par Météo-France.

Analyse de la courbe de charge

La forme de la courbe de charge résulte de l'addition de profils contrastés sur les différents secteurs et usages, qui présentent des composantes saisonnières et des variations d'activité au sein de la journée et de la semaine très diverses.

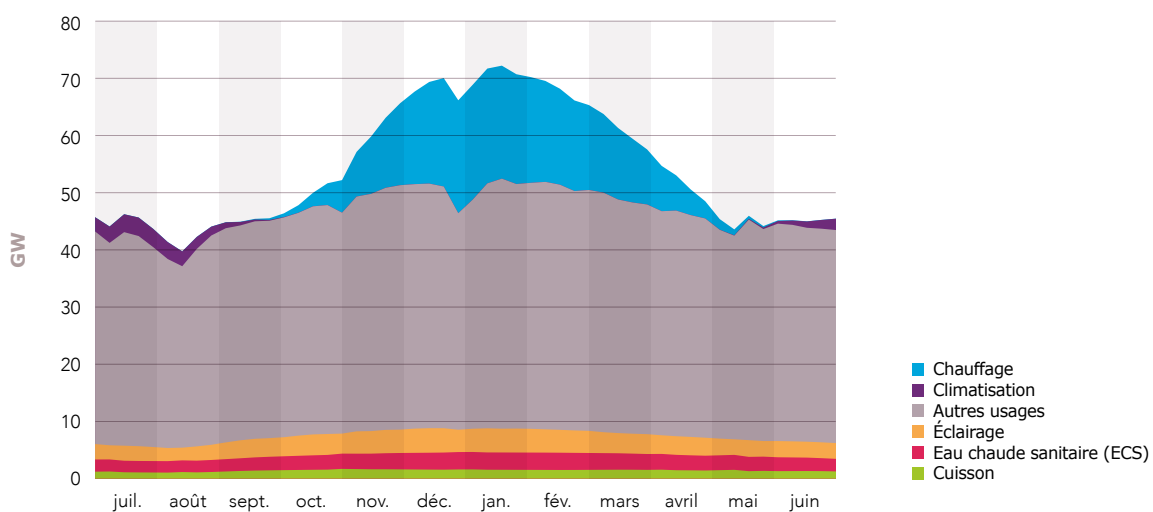
Cette partie illustre la décomposition de la courbe de charge selon les secteurs et usages⁷⁵. L'accent

est mis sur les usages présentant soit une **saisonnalité** forte (chauffage et climatisation), soit une **variation infrajournalière** importante (cuisson résidentielle, éclairage résidentiel et public, eau chaude sanitaire résidentielle).

Les profils unitaires des usages modélisés ne sont pas modifiés à l'horizon 2030, sauf pour les usages pouvant être pilotés tels que l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques. Mais la consommation annuelle des différents usages étant appelée à évoluer selon des rythmes différents, la projection en puissance d'ensemble fait apparaître une déformation progressive de la courbe de charge nationale.

Le **chauffage** est centré sur la période hivernale, il explique la majeure partie de la saisonnalité de la consommation française (cf. figure 2.82). À températures de référence, la consommation liée

Figure 2.82 Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence par usage en 2019



75. Les profils des usages thermosensibles sont ici présentés à températures de référence, afin de s'affranchir de l'aléa climatique.

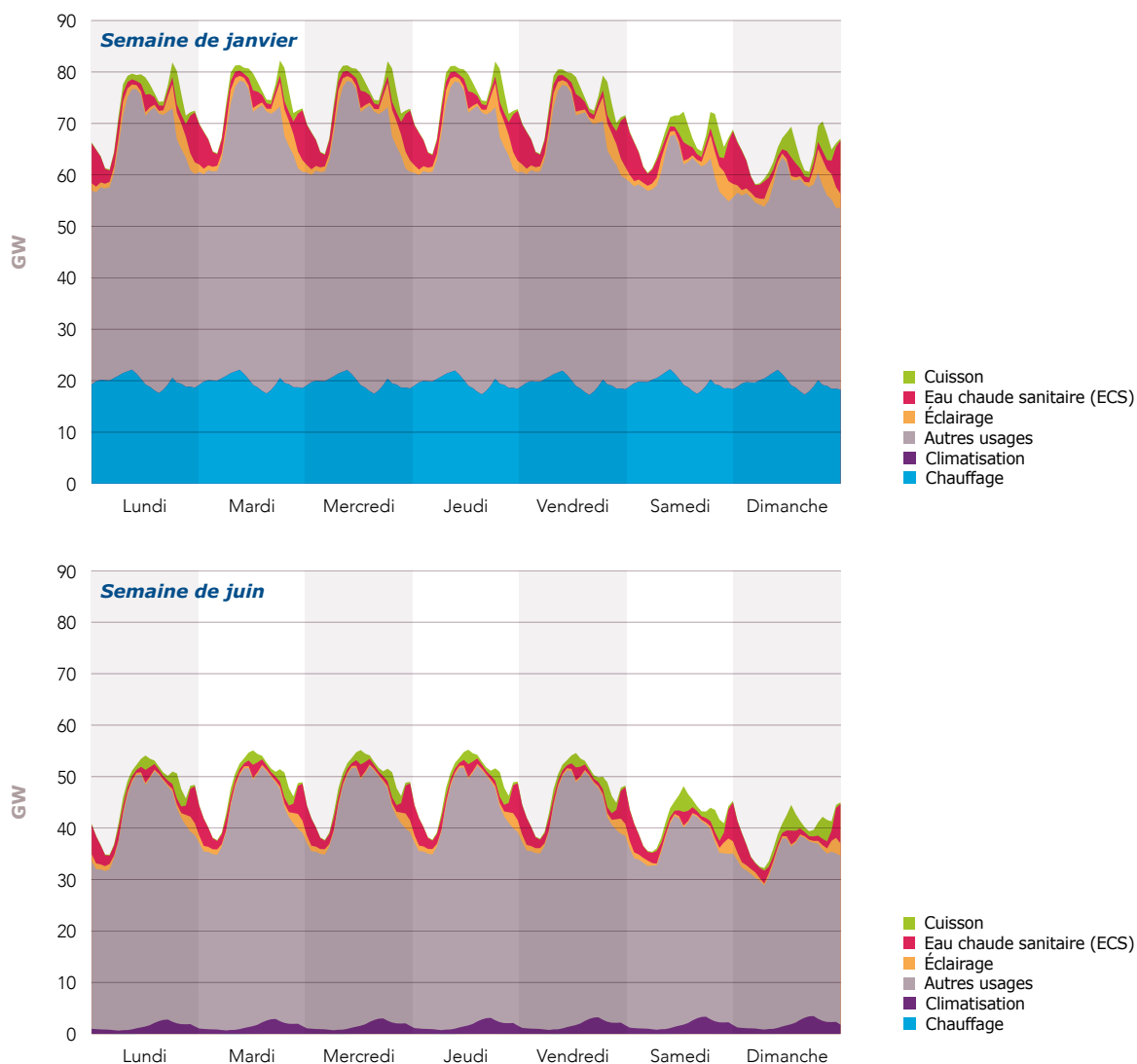
au chauffage varie peu d'un jour à l'autre, autour d'une valeur moyenne de 20 GW. À climat réel en revanche, la puissance appelée par le chauffage peut fortement varier de 5 GW à 45 GW entre une journée froide et une journée chaude d'hiver.

L'analyse hebdomadaire de la courbe de charge fait apparaître une variation importante de la charge pendant la journée. La variabilité horaire de la consommation de chauffage est relativement faible, et l'amplitude journalière s'explique essentiellement

par l'activité de la population, en particulier du secteur tertiaire, illustrée par les « autres usages ».

Le phénomène de pointe à 19h, observé en hiver, s'explique principalement par la contribution cumulée de l'éclairage et de la cuisson. Avec une lumière naturelle encore présente à 19h en été, l'éclairage est en revanche peu présent sur cette plage horaire ce qui estompe la pointe du soir. Ainsi, la pointe journalière d'été est située sur la plage horaire méridienne.

Figure 2.83 Puissances horaires appelées à températures de référence (hiver/été) en 2019



Décomposition sectorielle de la saisonnalité et de la variabilité intrajournalière

L'analyse sectorielle de la courbe de charge montre :

- ▶ une intensité électrique marquée l'hiver principalement en raison de la saisonnalité du chauffage électrique se retrouvant dans les secteurs résidentiel et tertiaire ;
- ▶ une courbe de charge tertiaire dépendante de l'activité plus intense en semaine que le week-end ainsi qu'une pointe hivernale marquée le matin par le démarrage du chauffage ;
- ▶ une faible amplitude saisonnière et journalière du secteur de l'industrie ;
- ▶ une pointe du secteur résidentiel située en hiver à 20h avec les effets combinés de la cuisson et l'éclairage contre une pointe à 23h, en été, avec le démarrage de l'eau chaude sanitaire asservie au signal tarifaire et l'éclairage alors que le chauffage est relativement diffus.

Figure 2.84 Puissances horaires appelées par secteur à températures de référence (3^e semaine de janvier en plein/3^e semaine de juin en pointillés)

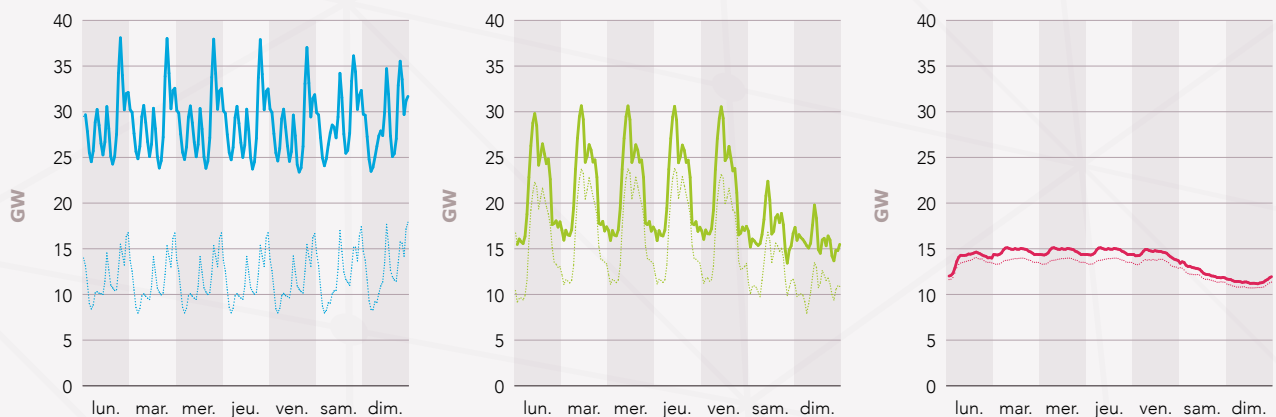


Figure 2.85 Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence par secteur

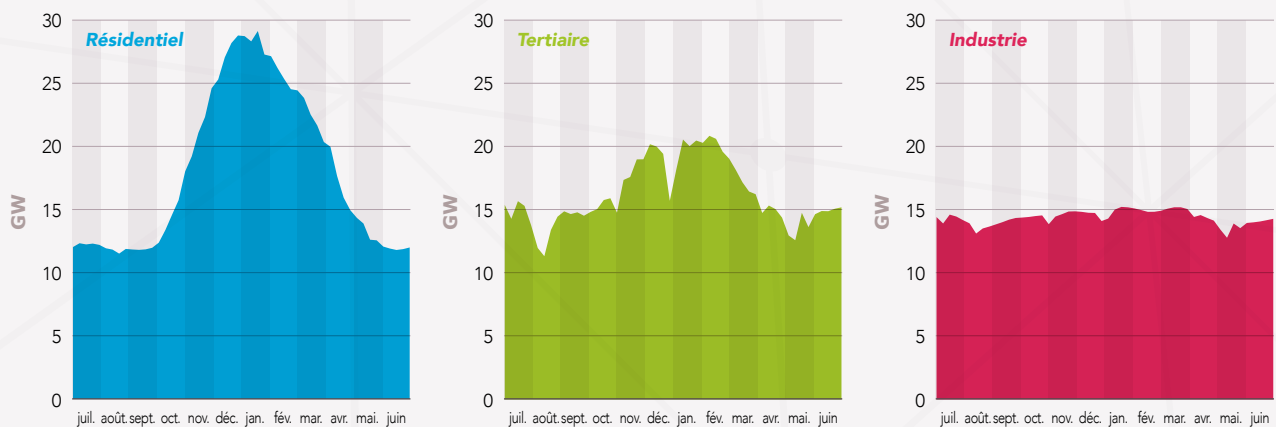
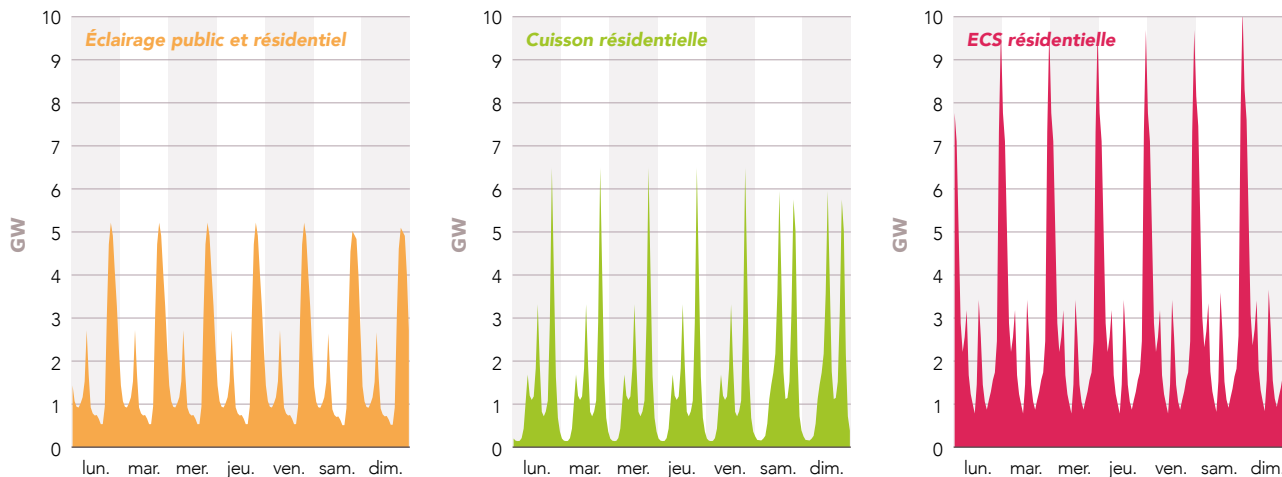


Figure 2.86 Puissances horaires appelées pendant une semaine de janvier 2019

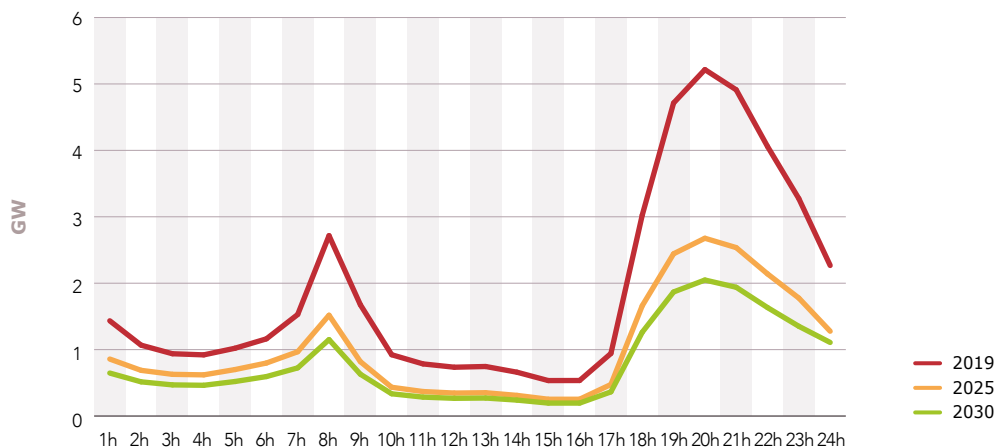


Les variations infrajournalières de la charge sont de l'ordre de 20 GW en hiver comme en été.

Le profil de **l'éclairage** est fortement lié à la présence de lumière naturelle. L'éclairage public fonctionne en bande la nuit tandis que la partie résidentielle est principalement activée en soirée. La saisonnalité de l'usage est importante

mais son amplitude est beaucoup plus faible que celle du chauffage. L'hiver, la pointe de consommation de l'éclairage atteint plus de 5 GW à 20h (cf. figure 2.87). Avec l'allongement de la durée du jour en été, la pointe se déplace à 23h et diminue à 3 GW. De plus, l'éclairage résidentiel est sollicité les matins d'hiver, ce qui n'est plus le cas l'été avec la présence de la lumière naturelle.

Figure 2.87 Évolution du profil journalier de l'éclairage résidentiel et public d'un jour de janvier dans le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»



L'efficacité énergétique enregistrée dans l'éclairage conduit à réduire à terme la contribution de l'éclairage à la pointe. La majorité des gains devrait se faire dans les prochaines années grâce au développement rapide des LED. La contribution à la pointe de 19h de l'éclairage devrait diminuer de 60%, soit 3 GW.

Pour la **cuisson résidentielle**, les appels de puissance sont centrés sur les périodes des repas quotidiens. La pointe de l'usage cuisson intervient ainsi à 20h et atteint jusqu'à 6 GW. Pendant le week-end, la pointe du matin disparaît avec un étalement de l'heure de la prise du petit déjeuner et laisse place à une pointe maximale hebdomadaire à 13h de l'ordre de 6 GW (cf. figure 2.86). Par ailleurs, la cuisson est légèrement moins sollicitée en été qu'en hiver.

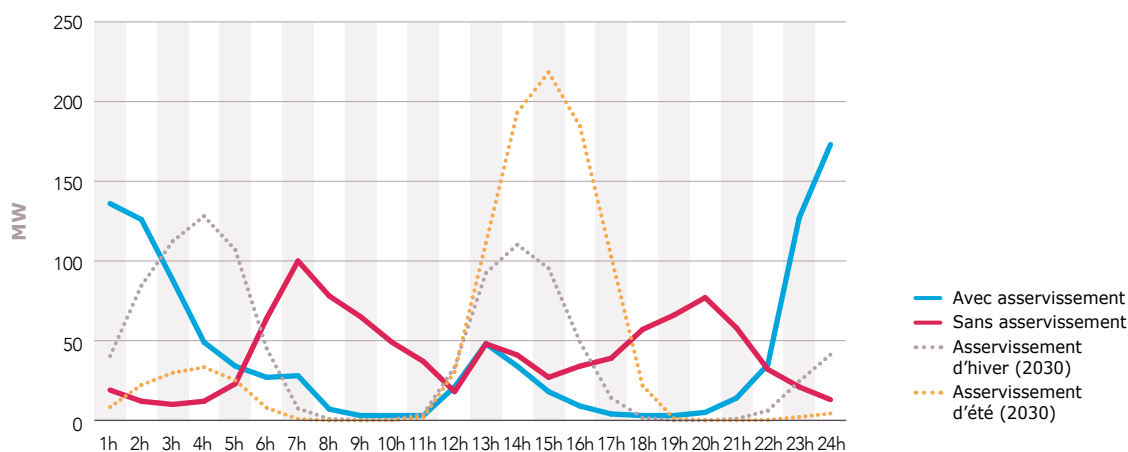
La contribution de la cuisson est amenée à se renforcer légèrement dans les prochaines années du fait de la diffusion des systèmes électriques de cuisson et de la croissance en énergie de cet usage. Le profil de consommation de cet usage devrait rester proche de celui d'aujourd'hui.

La puissance appelée pour la production d'**eau chaude sanitaire résidentielle** possède une amplitude horaire très importante. Les chauffe-eau à accumulation sont actuellement largement asservis aux signaux tarifaires pour une puissance estimée à plus de 10 GW en pointe à minuit (cf. figure 2.86). L'eau chaude sanitaire présente également une certaine saisonnalité liée aux températures de soutirage de l'eau plus froides l'hiver que l'été et nécessitant une chauffe plus importante.

Sans asservissement tarifaire, les périodes de chauffe auraient lieu au plus près des activités culinaires et sanitaires consommatrices d'eau chaude, en matinée et autour de 19h (cf. figure 2.88). Elles accentueraient alors les appels de puissance aux pointes de consommation électrique. Cette problématique de pilotage constitue un enjeu fort sur l'évolution de la pointe de consommation.

D'ici 2030, le pilotage tarifaire de l'eau chaude sanitaire pourrait évoluer pour mieux se placer lors des périodes où le système électrique dispose

Figure 2.88 Profil normé⁷⁶ de consommation pour l'eau chaude sanitaire selon le mode d'asservissement (en pointillé un nouveau profil de pilotage optimisé pour le système de 2030 dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »)



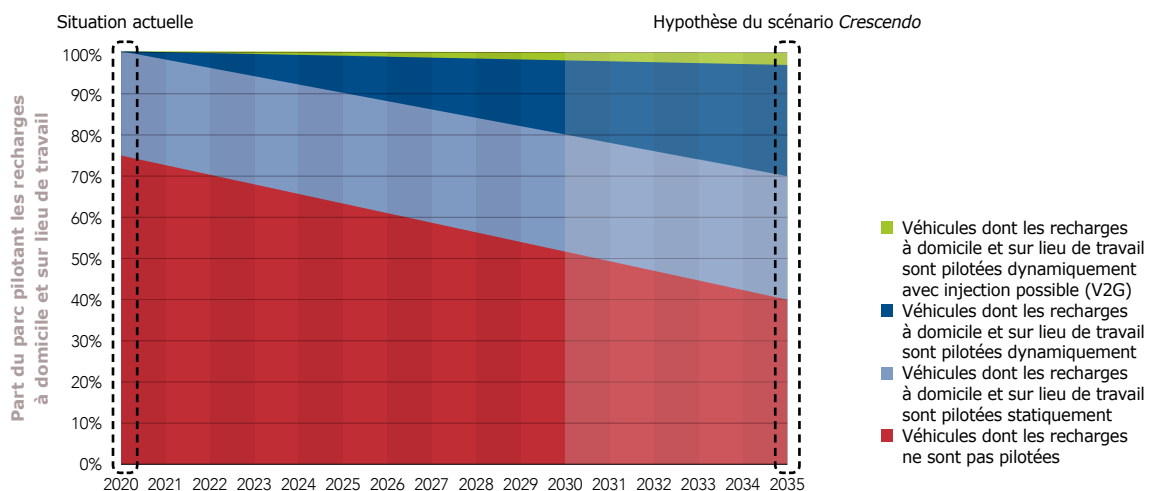
⁷⁶. Le profil normé est le profil correspondant à une énergie moyenne journalière égale à 1 GWh

de plus de marge et/ou en journée lors du pic de production solaire. Avec le développement des compteurs communicants, des évolutions de la structure des offres de fourniture et un asservissement de la production d'eau chaude sanitaire mieux adaptés aux besoins du système électrique sont techniquement accessibles. L'hypothèse est faite que les asservissements pourraient rester « statiques » (i.e. déclenchement chaque jour à la même heure) mais avec des heures de déclenchement différentes entre été et hiver, pour être plus adaptés au fonctionnement du système électrique (production PV importante en journée en été). Deux profils de consommation sont ainsi considérés (profil hiver et profil été). Le profil d'hiver considère que la consommation est répartie équitablement entre la nuit et les heures méridiennes. En été, il est fait l'hypothèse que la majorité des ballons d'eau chaude se déclenchent sur les heures méridiennes afin de synchroniser la consommation pour l'eau chaude sanitaire avec la production photovoltaïque abondante. Ces profils ont été estimés de façon à être optimaux, tout en considérant qu'ils sont « statiques » pour chaque saison.

Enjeux sur la charge des véhicules électriques et hybrides rechargeables

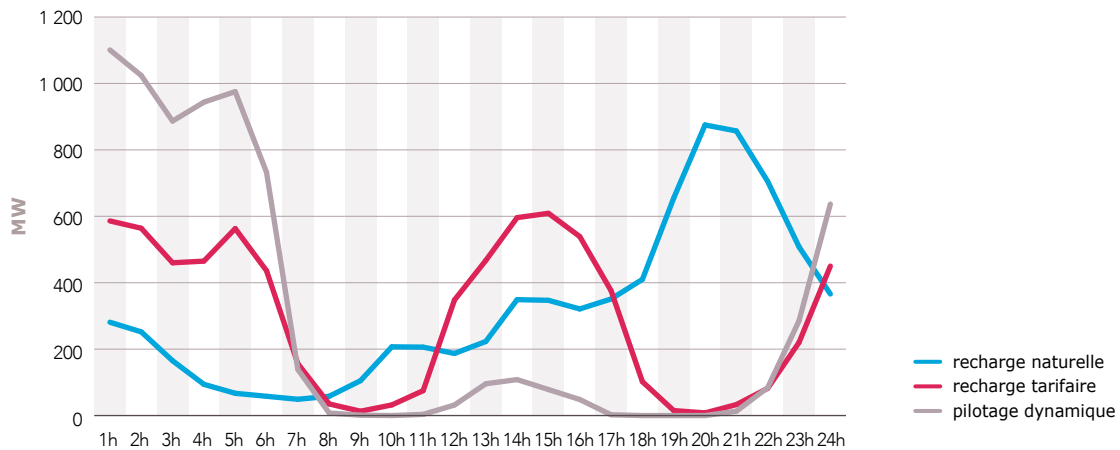
Dans des configurations de fort développement de la mobilité électrique (environ 7 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables envisagés à l'horizon 2030), la recharge des véhicules électriques constitue une consommation énergétique importante (18 TWh), susceptible de contribuer aux pointes de consommation si cette recharge ne fait l'objet d'aucun pilotage. L'étude réalisée par RTE et l'AVERE-France, dans le cadre d'un large groupe de travail, en 2019⁷⁷ a permis d'évaluer que chaque million de véhicules électriques réduit les marges du système électrique de l'ordre de 600 MW si les recharges ne sont pas pilotées. L'effet sur les marges est quasi nul dès que les recharges sont pilotées, même de façon très simple (recharge la nuit ou le week-end par exemple). Les véhicules électriques peuvent même contribuer favorablement à la sécurité d'approvisionnement en cas de développement de solutions « *vehicle-to-grid* » (possibilité d'injection sur le réseau électrique de l'énergie stockée dans les batteries).

Figure 2.89 Hypothèses de développement du pilotage de la recharge des véhicules électriques dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



77. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilit%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>

Figure 2.90 Courbe de charge d'un jour ouvrable de janvier pour un parc d'un million de véhicules électriques ou hybrides rechargeables en 2030 (profils de recharge tarifaire et de pilotage dynamique optimisés pour le système de 2030 dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »)



Les véhicules électriques et hybrides rechargeables représentent actuellement une faible part du parc automobile (plus de 400 000 véhicules en circulation à fin 2020).

Sur la base des éléments partagés avec les acteurs et des enquêtes, il apparaît qu'une partie du parc de véhicules électriques existants effectuent déjà du pilotage de leur recharge. Cependant le niveau de pilotage reste relativement modéré. Une enquête a été réalisée par BVA pour ENEDIS⁷⁸ et montre que le pilotage de la recharge, par les utilisateurs particuliers, reste minoritaire mais est significatif : 37% des utilisateurs déclarent être équipés d'un système de pilotage (dont 10% ne l'utilisent pas). Parmi ceux qui effectuent la recharge à domicile, 42% d'entre eux déclarent déclencher la recharge entre minuit et 7h du matin, ce qui semble attester d'un pilotage.

Pour tenir compte du fait qu'une partie du parc de véhicules électriques est utilisée par des utilisateurs professionnels (non inclus dans l'enquête), où il est possible que le pilotage soit moins développé, RTE a retenu l'hypothèse d'un niveau de

pilotage actuel représentant 25% des véhicules, conforme à la trajectoire validée en concertation.

Les différents scénarios considérés dans l'étude RTE-AVERE présentent des hypothèses contrastées mais crédibles sur le développement du pilotage à horizon 2035 (comprises entre une hypothèse basse où les recharges de 40% des véhicules sont pilotées à une hypothèse haute où les recharges de 80% des véhicules sont pilotées dont 20% en *vehicle-to-grid*).

Le scénario Crescendo du rapport sur la mobilité électrique constitue le scénario central et relativement consensuel pour l'ensemble des hypothèses à l'horizon 2035.

Ce scénario est marqué notamment par un développement raisonnable du pilotage de la recharge mais sans diffusion significative du *vehicle-to-grid* : 40% de véhicules n'ont pas de recharge pilotée, 57% de véhicules ont une recharge pilotée en monodirectionnel, et 3% une recharge pilotée en bi-directionnel (*vehicle-to-grid*).

78. https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis_Enquete_BVA_DEF.pdf

RTE a retenu une trajectoire de développement linéaire du taux de pilotage entre la situation actuelle et le point 2035 du scénario *Crescendo*, ce qui amène à considérer qu'à l'horizon 2030, environ 50 % des véhicules piloteraient leur recharge avec (i) des recharges pilotées de façon « statique » (i.e. utilisateurs déclenchant leur recharge de façon identique toutes les semaines), (ii) des recharges pilotées de façon dynamique (i.e. utilisateurs dont la recharge est adaptée dynamiquement aux besoins du système électrique et aux prix de marché) et (iii) des recharges bi-directionnelles, pilotées dynamiquement (*vehicle-to-grid*) mais pour une partie très limitée du parc (2 %).

La production d'hydrogène par électrolyse

L'analyse des modèles d'acteurs actuellement envisagés pour la production d'hydrogène décarboné en France conduit à envisager plusieurs modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs. Trois modes opératoires ont ainsi été explorés dans le rapport « *La transition vers un hydrogène bas carbone* » publié par RTE en janvier 2020 :

1. Un approvisionnement sur le marché sur les périodes de surplus renouvelable ou nucléaire.
2. Un fonctionnement en base sur le marché de l'électricité, hors situations de tension.
3. Un couplage avec une production renouvelable (par exemple photovoltaïque) dans le cadre de modèles « locaux ».

Ces modèles conduisent à des facteurs de charge des électrolyseurs et à des enjeux techniques, économiques et environnementaux très différents d'un mode à l'autre. L'étude montre que l'idée que la production d'hydrogène serait basée uniquement sur l'approvisionnement des électrolyseurs par les surplus d'énergies renouvelables intermittentes pénalise sensiblement la production à l'horizon 2030-2035 : les 6,5 GW ne consommeraient que 10 TWh_{elec}/an et durant des périodes très irrégulières (qui pourraient nécessiter des capacités de stockage).

À l'horizon 2030, en supposant que la totalité de la consommation d'hydrogène hors coproduits soit fournie par de l'électrolyse (objectif haut de la PPE), les consommations correspondant au scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon » à 2030 seraient de 25 TWh_{elec}.

Figure 2.91 Les différents modes opératoires de l'électrolyse

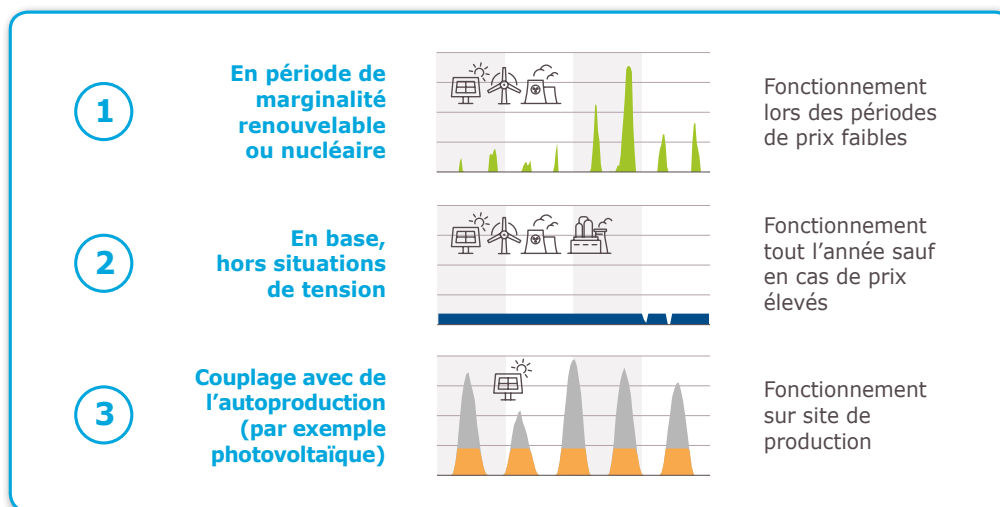
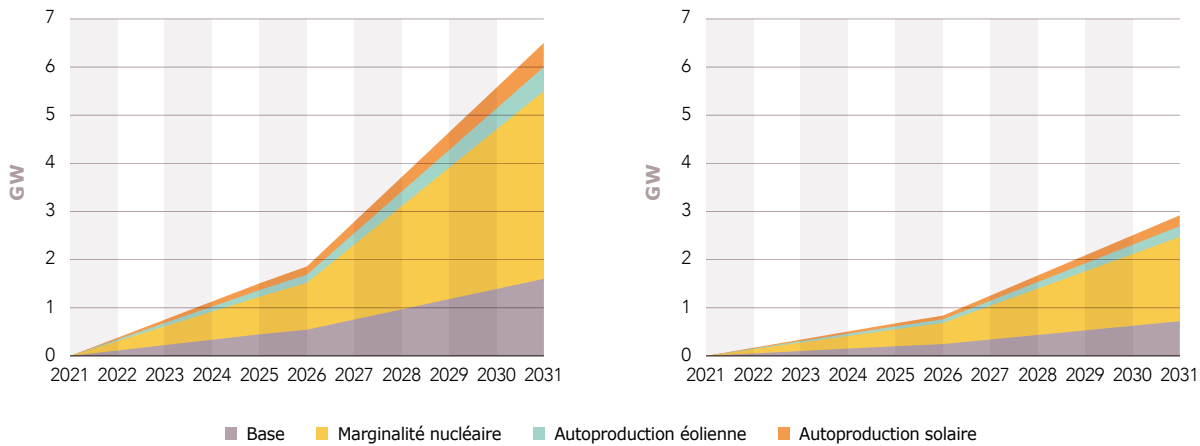


Figure 2.92 Évolution des capacités d'électrolyseurs installés en France par mode de fonctionnement («Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon» à gauche, «Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC» à droite)



Pour les capacités cibles de 6,5 GW d'électrolyse prévues dans le plan national hydrogène à cet horizon, ces volumes correspondraient à des durées annuelles moyennes de fonctionnement d'environ 3800 heures pour le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon».

Ces durées annuelles moyennes de fonctionnement peuvent s'envisager en répartissant la capacité d'électrolyse dans les différents modes de production envisagés.

La répartition des capacités d'électrolyse entre les différents types d'électrolyseurs constitue aujourd'hui une inconnue. RTE a réparti la capacité d'électrolyse entre les quatre modes de fonctionnement (sur marginalité EnR et nucléaire, en bande, en autoproduction PV, en autoproduction éolienne) de façon à assurer le respect de la production cible d'hydrogène par électrolyse.

Compte tenu de l'ambition en termes de puissance installée (6,5 GW) et de production annuelle

(25 TWh de consommation électrique), la production d'hydrogène par électrolyse à cet horizon devrait s'appuyer sur des modes opératoires diversifiés avec une large majorité de mode fonctionnement bas carbone (sur marginalité EnR ou nucléaire). Pour le scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon», la consommation de 25 TWh_{élec} d'électrolyse à 2030 à partir de 6,5 GW d'électrolyseur correspondrait à une utilisation pour 25% en base, 60% en marginalité nucléaire et renouvelable et 15% en autoproduction renouvelable.

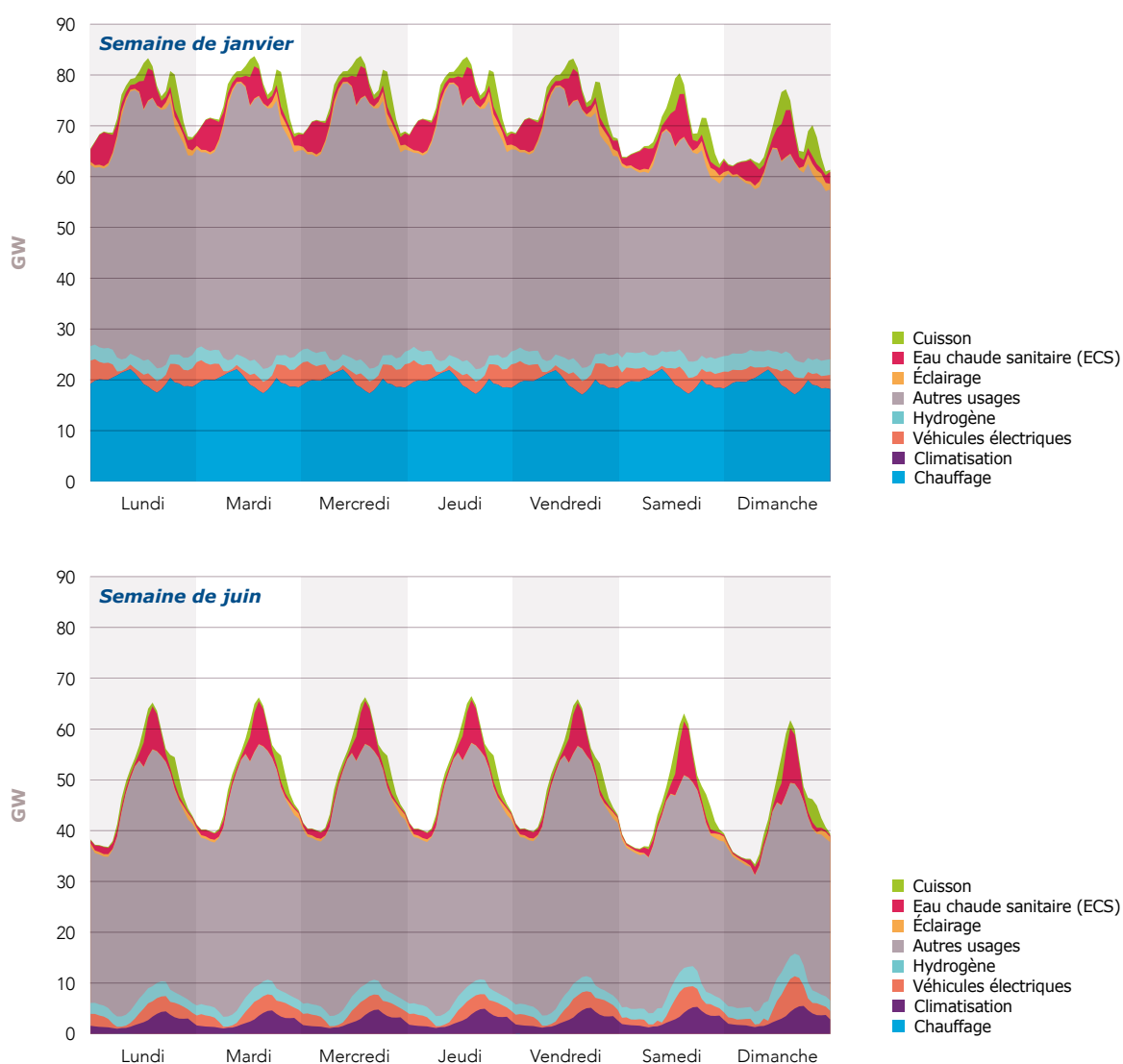
Compte tenu de la flexibilité des électrolyseurs, l'hypothèse est faite que les électrolyseurs ne consomment jamais en situation de tension : c'est à la fois l'intérêt économique des exploitants d'électrolyse (prix de l'électricité élevé) et l'intérêt en matière d'émissions de CO₂. Par ailleurs, ces situations de tension sont de toute façon suffisamment rares pour ne pas perturber significativement l'utilisation en aval.

Évolution de la courbe de charge par usage à l'horizon 2030

L'évolution des consommations entre 2019 et 2030 ne devrait pas entraîner une modification importante de l'allure de la courbe de charge annuelle⁷⁹. Le chauffage continuera à créer une

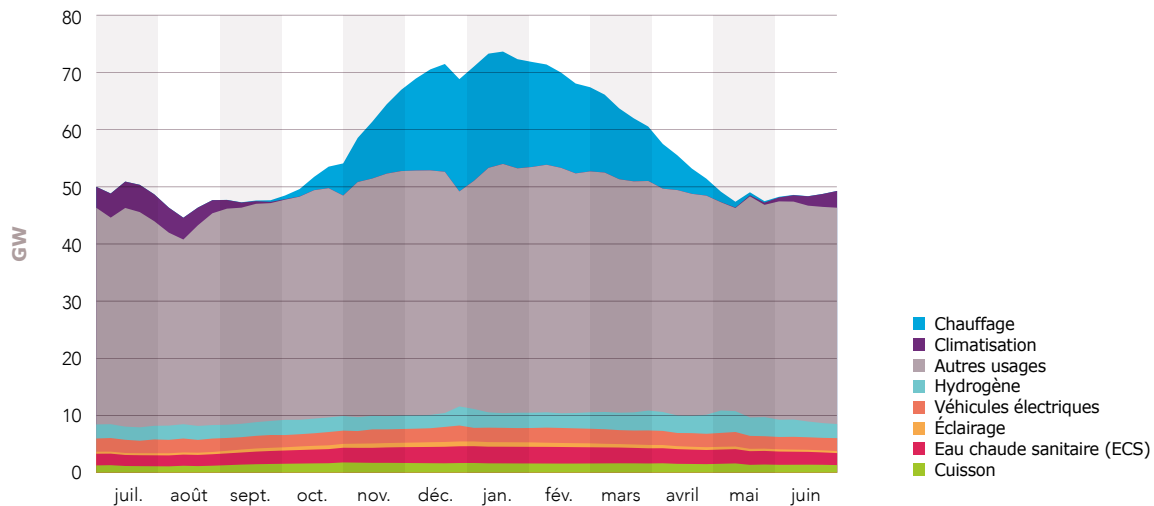
hausse significative de la consommation en hiver. La consommation d'été devrait être en moyenne un peu plus élevée du fait de l'augmentation du taux d'équipement en climatisation. La recharge des véhicules électriques et la production d'hydrogène n'entraînent pas de changement majeur dans le profil annuel.

Figure 2.93 Puissances horaires appelées à températures de référence (hiver/été) en 2030 dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



⁷⁹. La courbe de charge annuelle considérée ici est la moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence

Figure 2.94 Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence par usage en 2030



Le profil de consommation hivernal devrait évoluer à l'horizon 2030, avec une baisse de la consommation à 19h en jour ouvrable, du fait notamment de la baisse de consommation de l'éclairage et une augmentation de la consommation la nuit et le week-end, sous l'effet du développement des véhicules électriques et leur pilotage.

Dans le cas d'une modification des tarifs heure pleine heure creuse favorisant la consommation de l'ECS le midi y compris sur l'hiver, la pointe de consommation se déplacerait alors en milieu de journée à 13h. Cela correspond au pic méridien de consommation pour la cuisson résidentielle.

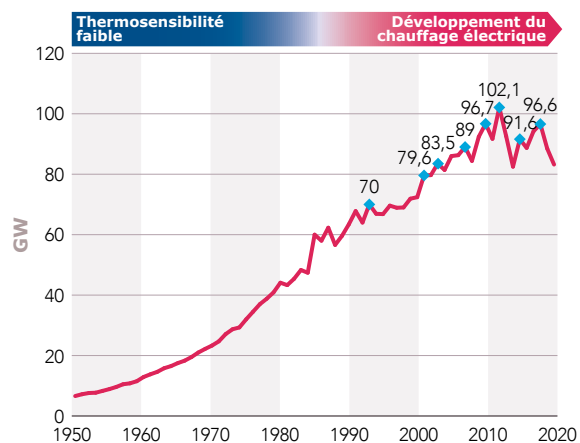
Le profil de consommation d'été devrait changer plus fortement sous l'effet du changement de profil de l'eau chaude sanitaire ainsi que de la recharge des véhicules électriques qui est concentrée sur les heures méridiennes. Cela permet de synchroniser la consommation avec la production photovoltaïque.

Thermosensibilité de la consommation électrique

Les puissances maximales annuelles appelées ont historiquement suivi la croissance annuelle de la

consommation en énergie. Cependant, le développement massif du **chauffage électrique** depuis la fin des années 70 a introduit une forte **volatilité de la pointe** liée aux aléas de température (cf. figure 2.95). Ainsi, lors d'une vague de froid, les besoins de chauffe beaucoup plus importants contribuent à augmenter significativement les appels de puissance.

Figure 2.95 Pointes de consommation annuelles



La décennie 2000-2010 a été marquée par une augmentation des pointes de consommation deux fois plus rapide que celle de la consommation annuelle en énergie, liée à un marché du chauffage électrique alors très dynamique. Durant la dernière décennie 2010-2020, la pointe de consommation s'est stabilisée tout comme la consommation annuelle.

La sensibilité de la consommation à la température est aujourd'hui estimée à 2400 MW/°C en moyenne journalière⁸⁰. La thermosensibilité de la consommation d'électricité est bien plus importante en France que dans les autres pays d'Europe.

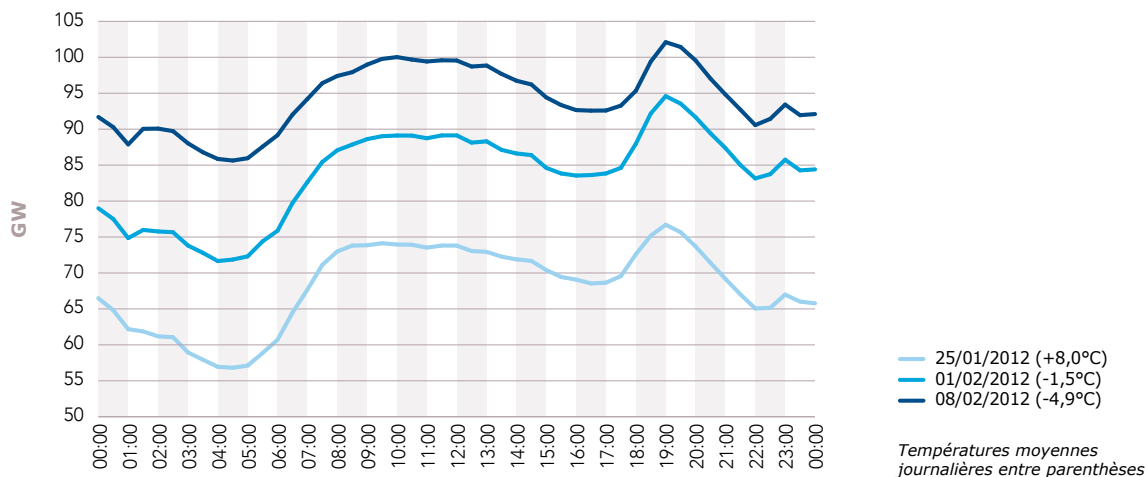
Le système électrique français est particulièrement sollicité pendant les périodes de grand froid. Ainsi, le niveau de consommation a été beaucoup plus élevé sur l'ensemble de la journée du 8 février 2012 que quelques jours plus tôt. Le creux de nuit du 8 février 2012 est au même niveau que la consommation observée le matin de la semaine précédente, et bien supérieur à la pointe du soir de la semaine encore antérieure (cf. Figure 2.96).

Aujourd'hui, à températures de référence, 14% de la consommation annuelle en énergie est imputable au chauffage électrique, ce volume thermosensible se concentre sur la période hivernale et représente 29% de la puissance moyenne appelée entre décembre et février soit une bande d'environ 20 GW à température normale sur l'ensemble de l'hiver.

En appliquant un scénario hivernal présentant de fortes fluctuations de température, la bande thermosensible est fortement déformée et son amplitude peut être doublée. Ainsi, lors d'une vague de froid, la consommation électrique liée au chauffage sur la pointe de 19h peut dépasser 40% de la consommation totale ; cette part peut même atteindre 50% sur certaines plages horaires pendant la nuit, pour une puissance appelée pouvant dépasser les 50 GW.

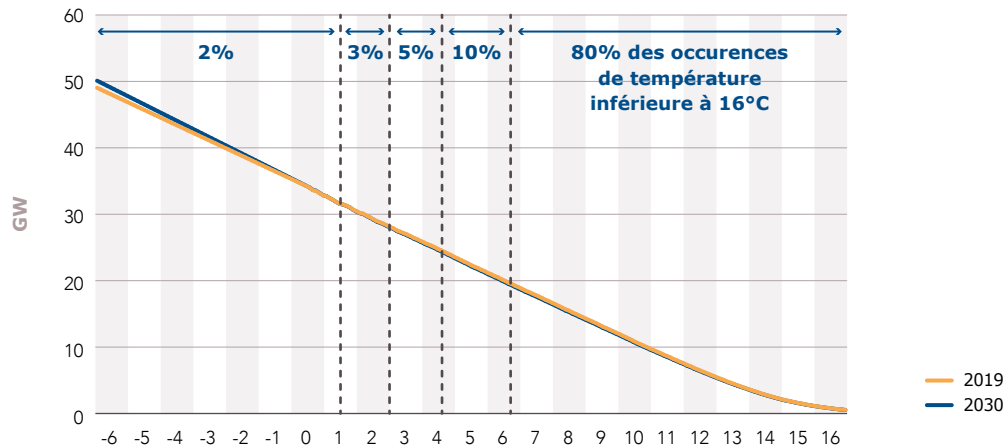
Cette sensibilité de la consommation à la température (gradient hivernal) devrait peu évoluer au cours des prochaines années du fait de la stabilisation de la consommation en énergie du chauffage électrique. Le développement des véhicules

Figure 2.96 Courbes de charges journalières autour de la vague de froid de février 2012



80. La baisse d'un degré de température lissée entraîne une croissance de la puissance appelée de 2400 MW en moyenne journalière. Le lissage des températures permet de prendre en compte l'inertie thermique des bâtiments. Cela rend compte qu'un événement froid soudain ne se traduit pas par une hausse instantanée de la consommation, surtout si préalablement les températures étaient douces.

Figure 2.97 Appels de puissance du chauffage dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



électriques devrait amener une faible augmentation de la thermosensibilité, de l'ordre de 1 GW. La puissance thermosensible⁸¹ moyenne appelée pendant l'hiver est amenée à rester relativement constante.

Le développement des pompes à chaleur a des conséquences sur les consommations en énergie mais également sur les appels en puissance. En effet, le profil de charge des pompes à chaleur est différent de celui du chauffage par effet Joule : leur coefficient de performance (COP), rapport entre l'énergie restituée et l'énergie consommée, diminue lorsque l'écart de température entre le milieu de prélèvement et le milieu de restitution des calories augmente. Le rendement peut être divisé par deux en période de grand froid par rapport au COP nominal défini à 7°C. L'appel de puissance dû à un térawattheure de pompe à chaleur est donc légèrement plus concentré sur les températures les plus basses.

Cette déformation du profil de puissance reste néanmoins très limitée : 1 GW de puissance en plus lors d'une température extrême de -6°C alors que la consommation en énergie baisse de 1 TWh.

La technologie de la pompe à chaleur a toutefois connu des progrès importants sur les dernières années. Les anciens modèles étaient dotés de résistances thermiques d'appoint, fonctionnant lors des vagues de froid, ce qui pouvait conduire à une consommation équivalente à celle de convecteurs électriques. Aujourd'hui, elles sont en voie de disparition dans les ventes, car elles ne respectent pas les exigences requises par les labels de qualité ; la dégradation du COP à températures très froides est ainsi limitée.

La déformation de la courbe d'appel de puissance du chauffage en fonction de la température est assez limitée. En 2030, pour des températures avoisinant 5°C, l'appel de puissance total du chauffage devrait diminuer de l'ordre de 200 MW. À -5°C, il devrait augmenter de l'ordre d'un gigawatt.

Le niveau actuel de **climatisation** d'été introduit un appel de puissance moyen de l'ordre de 1,9 GW entre juillet et août, bien inférieur à celui du chauffage. La climatisation atteint son niveau le plus élevé en milieu d'après-midi durant l'été. La climatisation est concentrée principalement sur les mois d'été. L'appel maximal peut dépasser 12 GW.

81. Puissance appelée par l'ensemble des systèmes de chauffage, y compris les pertes de transport et de distribution induites

Le développement de cet usage contribue à renforcer l'appel de puissance l'été mais reste faible comparativement au chauffage dans les années à venir, de l'ordre de 3 GW entre juillet et août. L'appel de puissance maximal devrait augmenter de manière proportionnelle et pourrait dépasser 20 GW.

Le développement de la flexibilité des usages existants à travers des objectifs ambitieux sur les effacements de consommation

Le pilotage de la demande peut prendre plusieurs formes allant d'une adaptation récurrente du profil de consommation (par exemple en déclenchant à heure fixe la mise en fonctionnement d'un usage, comme la production d'eau chaude sanitaire ou la recharge de véhicule électrique) à de l'effacement de consommation (défini comme l'action visant à baisser temporairement la consommation, sur sollicitation ponctuelle envoyée au consommateur⁸²).

Depuis une dizaine d'années, la France a mis en place un cadre réglementaire permettant aux effacements sur tout type de sites (industrie, tertiaire, résidentiel) de participer aux différents services du système électrique : la totalité des marchés sont désormais ouverts aux effacements de consommation (marché de capacité, marché de l'énergie, contractualisation des réserves, mécanisme d'ajustement, services système). Cette ouverture des différents marchés s'est aussi accompagnée de la possibilité offerte à des opérateurs indépendants de fournir ces services et de valoriser les effacements sur les marchés sans l'accord du fournisseur (en mettant en place un dispositif régulé pour compenser l'énergie injectée par le fournisseur et qui est valorisée par l'opérateur d'effacement). En complément de ces adaptations du cadre de régulation, un dispositif de soutien a été mis en place via l'appel d'offres effacement, pour soutenir le développement de la filière.

Les pouvoirs publics et RTE ont fait évoluer en 2020 ce dispositif de soutien à l'effacement afin d'accroître les capacités d'effacement de consommation dès l'hiver 2020-2021. Cette révision a consisté notamment en (i) une augmentation des plafonds de rémunération de capacité, passant de 30-35 k€/MW (selon la puissance des sites) à 60 k€/MW, soit un quasi-doublement du plafond de la rémunération, et (ii) l'assouplissement de modalités de participation qui pouvaient contraindre certaines capacités.

L'ensemble des capacités d'effacement en France représente aujourd'hui environ 3,4 GW, en croissance de près de 1 GW depuis 2017 en lien avec la mise en place du mécanisme de capacité puis la refonte du dispositif de soutien opéré en 2018 (puis les évolutions récentes opérées en 2020). Ce volume est composé :

- ▶ d'une part des effacements « implicites » qui correspondent aux capacités d'effacement associées aux offres de fourniture et qui sont valorisées par les fournisseurs sous forme de réduction de l'obligation de capacité (en s'activant lors des périodes « PP1 » du mécanisme de capacité). Dans le cadre du mécanisme de capacité, les fournisseurs sont tenus de déclarer ces capacités d'effacements (i.e. « actions de maîtrise de la consommation à la pointe »). Les capacités d'effacements ainsi déclarées représentent un volume de l'ordre de 0,6 GW et correspondent en pratique aux offres tarifaires EJP et Tempo⁸³ ;
- ▶ d'autre part, des effacements « explicites », qui sont certifiés sur le mécanisme de capacité par des opérateurs d'effacement et dont la disponibilité (et non l'activation systématique) est valorisée via l'attribution de garanties de capacités valorisables sur le marché de capacité. En tenant compte de capacités disponibles non encore certifiées, RTE considère que la capacité disponible explicite représente aujourd'hui 2,7 GW pour 2021.

⁸². L'article L271-1 du code de l'énergie définit l'effacement de consommation : « Un effacement de consommation d'électricité se définit comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée. »

⁸³. Les analyses menées par RTE dans le cadre du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité ont montré que la baisse de puissance constatée « toutes choses égales par ailleurs » était supérieure à la puissance déclarée par les fournisseurs au titre des actions de maîtrise de consommation à la pointe. L'effet constaté est de l'ordre de 0,9 GW pour seulement 0,6 GW déclaré. Néanmoins ce résultat repose sur une analyse statistique présentant des incertitudes liées au faible nombre d'observations (jours PP1) et à un nécessaire recalage pour se placer dans des conditions comparables. RTE retient par prudence le chiffre déclaré par les fournisseurs, à savoir 0,6 GW.

La PPE adoptée en avril 2020 fixe un objectif de développement important et progressif de la capacité d'effacement, avec un point de passage à 4,5 GW pour 2023 et un objectif de 6,5 GW à l'horizon 2028. Bien que le texte de la PPE ne détaille pas précisément ce que recouvre ce chiffre, l'interprétation de RTE, partagée avec les pouvoirs publics, est que ce chiffre doit s'interpréter (i) selon la comptabilisation du mécanisme de capacité⁸⁴ et (ii) en considérant que ce développement est cumulatif du développement de la flexibilité des nouveaux usages.

Considérer que l'objectif de développement des effacements affiché dans la PPE est cumulatif du développement de la flexibilité des nouveaux usages constitue une hypothèse structurante sur le développement de la flexibilité. En effet, selon les modalités de flexibilisation de la demande des nouveaux usages (véhicule électrique, production d'hydrogène) et de leur valorisation, cette flexibilité pourrait être considérée ou non comme une capacité d'effacement selon la définition légale (de l'article L271-1 du code de l'énergie). Ainsi, par exemple, une recharge de véhicule électrique placée systématiquement en heures creuses ne sera pas comptabilisée comme un effacement alors qu'une recharge placée en heure de pointe mais proposant de s'effacer ponctuellement et offrant ce service, via un agrégateur serait comptabilisée comme un effacement.

En accord avec les pouvoirs publics, les objectifs de la PPE sur les capacités d'effacement sont interprétés au périmètre des usages existants et n'incluent pas la flexibilité sur les nouveaux usages (véhicules électriques, électrolyse).

Suite à l'identification de problèmes de fiabilité des effacements soutenus via les appels d'offres, RTE a mis en place à compter de 2017 un « paquet fiabilité » (durcissement des contrôles et des pénalités, suivi rapproché) pour améliorer la disponibilité effective de cette filière.

Les analyses de RTE montrent que cette politique porte ses fruits, notamment pour les effacements

engagés dans l'AOE (et qui sont significativement pénalisés en cas de défaut). Cependant, la fiabilité des effacements reste inférieure à celle de filières de production rendant des services comparables (contribution essentiellement capacitaire) avec notamment une tendance résiduelle à la surestimation de la puissance disponible ainsi qu'une très forte imprécision à l'activation.

Enfin, RTE a détecté en décembre 2020 un comportement de plusieurs acteurs de la filière effacement leur permettant la valorisation d'une disponibilité au titre du mécanisme de capacité, via des puissances offertes sur le mécanisme d'ajustement, sans que les puissances soient vraiment accessibles par RTE, du fait de contraintes d'utilisation des offres les rendant en pratique inutilisables dans les processus opérationnels.

La fiabilisation de la filière constitue encore un enjeu important et RTE retient une hypothèse sur la fiabilité de 80 % sur l'ensemble de l'horizon. Ce taux exprime la fiabilité en puissance lors des périodes de tension (il est différent du taux de fiabilité constaté pour les effacements activés, certaines capacités s'activant en dehors de périodes de tension).

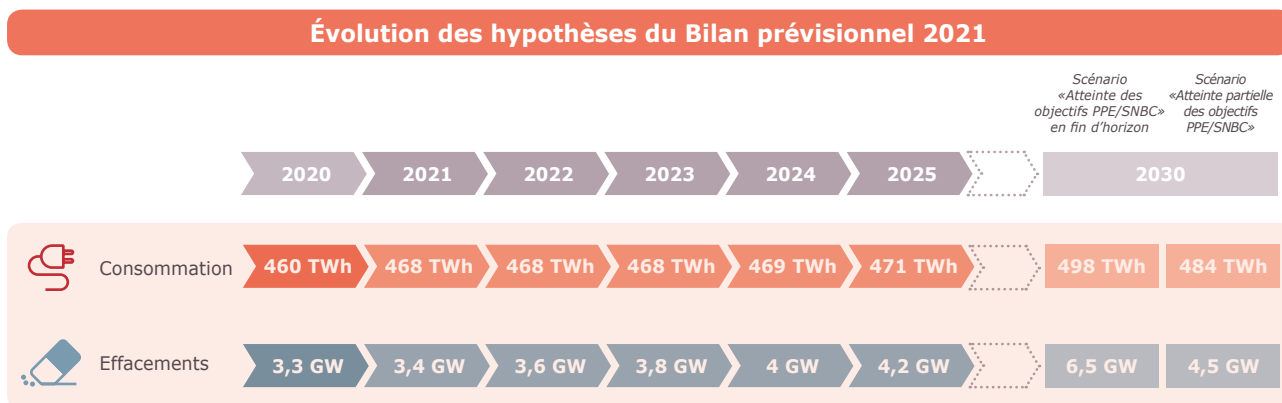
RTE retient une trajectoire de référence conduisant à l'atteinte des objectifs de la PPE à l'horizon 2028, mais en considérant que l'effet des différentes mesures pour favoriser le développement de l'effacement permet une inflexion progressive qui ne permet pas l'atteinte de l'objectif intermédiaire de la PPE à l'horizon 2023.

Cependant, malgré la volonté affichée des pouvoirs publics sur le développement de la filière et les évolutions récemment mises en place, plusieurs incertitudes demeurent sur l'évolution de la capacité d'effacement et sa contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement :

- ▶ la pérennisation sur le long terme des mesures mise en place dans le cadre de l'AOE 2021, dans un contexte où plusieurs d'entre elles relèvent des aides d'État et nécessitent une nouvelle approbation par la Commission européenne ;

⁸⁴. En théorie, plusieurs périmètres de comptabilisation sont possibles, selon que les puissances intègrent ou non les capacités interruptibles non disponibles sur les autres mécanismes de marché, selon que la comptabilisation s'effectue selon des règles du mécanisme de capacité – donc uniquement sur les jours « PP2 », en hiver – ou selon d'autres dispositifs – RR/RC, AOE, etc.

Figure 2.98 Effacements – Évolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)



- ▶ l'effet réel de ces mesures alors que les gisements potentiels sont en partie inconnus.
- ▶ la capacité de la filière à poursuivre l'amélioration de sa fiabilité.

Une trajectoire moins ambitieuse sur l'évolution de la capacité d'effacement est considérée, supposant notamment une difficulté à pérenniser les dispositifs de soutien. Cette trajectoire correspond à l'atteinte d'une capacité de 4,5 GW en fin d'horizon.

La modélisation distingue les effacements implicites tarifaires et les effacements explicites :

- ▶ les effacements tarifaires sont considérés activés sur des périodes de 7h à 22h, du 1^{er} novembre au 31 mars⁸⁵ sur les 22 jours de plus forte consommation résiduelle ;
- ▶ les effacements explicites, qui correspondent pour l'essentiel à des capacités de sites industriels et ont des coûts d'activation sont considérés activables sur les jours de plus forte tension mais ont un coût d'activation modélisé à 350 €/MWh.

Perspectives sur la pointe de consommation d'électricité

L'indicateur de « pointe (annuelle de consommation) à une chance sur dix » constitue un élément attendu du débat public pour mesurer l'effet des nouveaux usages et des mesures d'efficacité énergétique sur le système électrique. L'indicateur présenté jusqu'ici dans les précédentes éditions du Bilan prévisionnel n'est toutefois plus adapté aux caractéristiques de l'évolution de la consommation. Cet indicateur représentait la consommation avant la potentielle activation des leviers de flexibilité pour des besoins ponctuels du système. Si l'effet sur la courbe de charge du pilotage du profil de consommation de certains usages (comme l'eau chaude sanitaire) était pris en compte, l'effet du pilotage ponctuel répondant à des besoins liés à la tension du système (effacements tarifaires à pointe mobile, capacités d'effacement explicites sur les marchés) sur la baisse de consommation n'était pas intégré.

À l'horizon 2030, les flexibilités de la demande (effacements de consommation, pilotage de la recharge des véhicules électriques, utilisation d'électrolyseurs flexibles...) devraient croître de

85. Plages communes aux jours EJP et Tempo Rouge (1^{er} nov. au 31 mars, [7h ; 1h[pour EJP, [6h ; 22h[pour Tempo)

manière très importante. Ne pas prendre en compte ces flexibilités dans l'estimation d'une pointe de consommation ne permet pas de représenter la consommation qui doit réellement être satisfaite par le parc de production (et les imports). Dès lors, un nouvel indicateur est nécessaire.

Un premier indicateur est proposé pour mieux restituer l'impact grandissant de ces flexibilités sur les pointes de consommations. Cet indicateur de « pointe à une chance sur dix de la consommation non flexible » correspond ainsi au niveau de consommation qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une fois au cours de l'hiver, après activation des flexibilités.

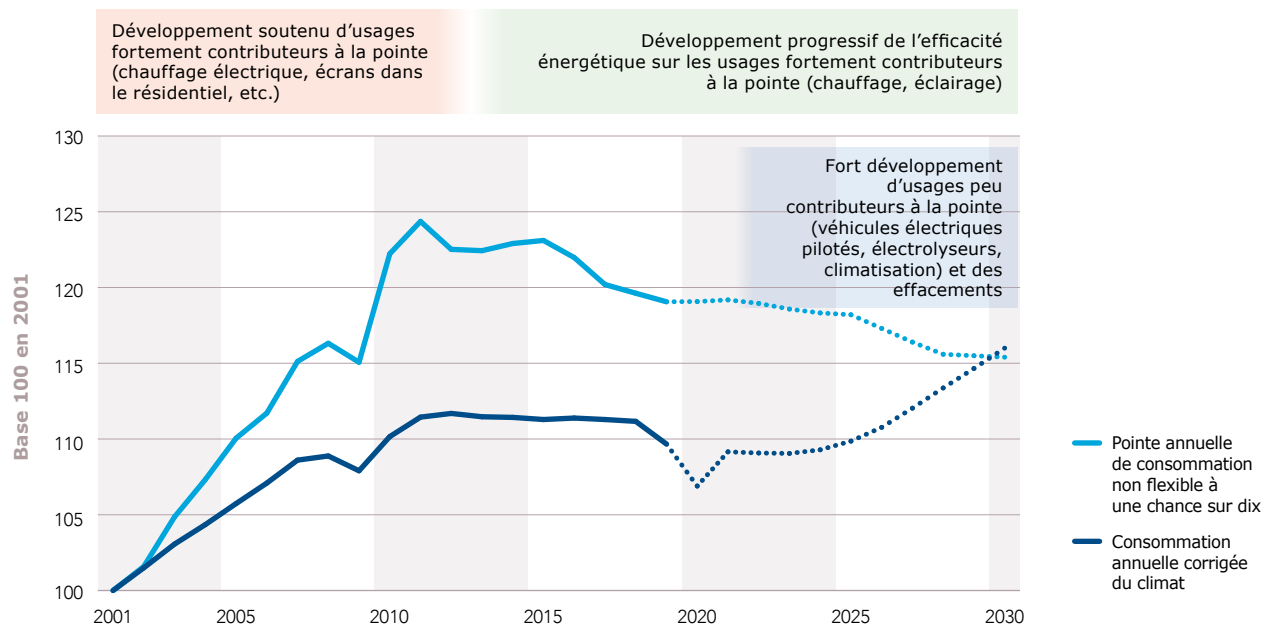
À l'horizon 2030, cette « pointe annuelle à une chance sur dix de consommation non flexible » est susceptible de se réduire de près de 3 GW par rapport à aujourd'hui dans le cas où l'ensemble des objectifs de la PPE et de la SNBC serait atteint. Cette baisse serait de l'ordre d'1,5 GW dans le scénario d'atteinte partielle de ces objectifs.

La baisse de la pointe de consommation non flexible, sous les effets conjugués du développement important de la flexibilité de la demande et du développement progressif de l'efficacité énergétique sur les usages fortement contributeurs à la pointe (chauffage, éclairage), est à mettre en regard de la croissance de la consommation envisagée pour les prochaines années.

L'analyse permet en effet d'identifier que dans le scénario d'atteinte des objectifs de la PPE/SNBC et – dans une moindre mesure – dans celui d'atteinte partielle de ces objectifs, l'évolution de la consommation en énergie et celle de la pointe de consommation non flexible pourraient être découplées. Ainsi, contrairement à ce qui avait été observé avant les années 2010, la pointe de consommation, une fois les possibilités de pilotage prises en compte, est appelée à baisser tandis que la consommation augmente.

Cependant cet indicateur ne reflète que de façon imparfaite et incomplète la baisse réelle des besoins en capacités du système électrique. L'effet du

Figure 2.99 Évolution comparée de la consommation en énergie et de la pointe de consommation non-flexible (i.e. consommation après activation des leviers de pilotage des usages), dans le scénario d'atteinte des objectifs publics (base 100 en 2001)



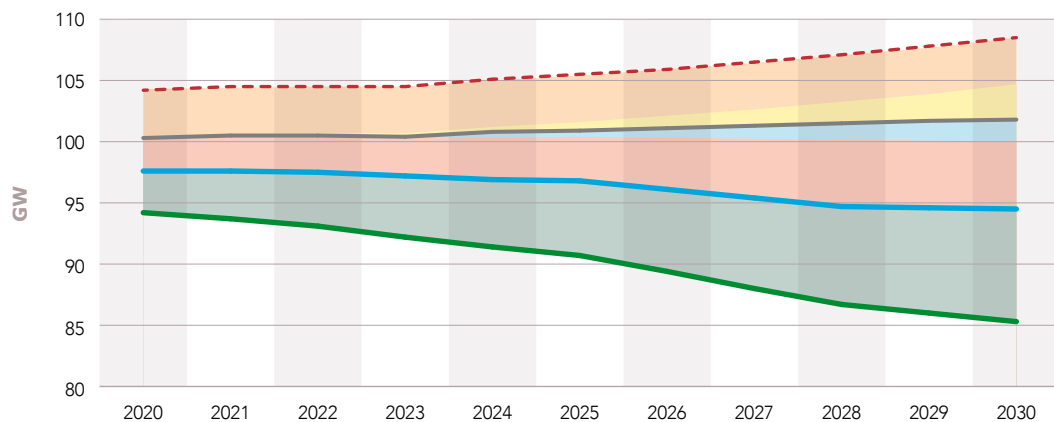
développement de l'efficacité énergétique de certains usages (éclairage, chauffage, etc.), associé au développement de effacements de consommation, même s'ils sont en partie contrebalancés par certains transferts d'usage (notamment véhicules électriques, chauffage, industrie) devrait conduire à un effet baissier significatif sur la pointe du matin (9h) et du soir (19h), de l'ordre de 5 GW (4,8 GW sur la pointe du matin et 5,1 GW sur la pointe du soir) dans le scénario d'atteinte des objectifs publics.

Il s'agit d'une évolution importante de la pointe de consommation sur les instants de la journée les plus critiques pour le système électrique actuel et qui le restent à l'horizon 2030 (la production photovoltaïque n'apportant pas de contribution significative à ces périodes). L'indicateur de « pointe annuelle à une

chance sur dix de consommation non flexible » ne permet pas de refléter complètement cette évolution et ne baisse de que 3 GW sur la période. En effet, avec la baisse de la pointe du matin et du soir, la pointe de consommation se matérialise sur d'autres instants, notamment à 13h. Ceci est à la fois le reflet de la baisse marquée de certains usages qui sont surtout présents le matin et le soir (éclairage) et l'effet de l'hypothèse de placement progressif de certains usages en milieu de journée, du fait de prix plus intéressants (eau chaude sanitaire).

Ainsi, au cours de la décennie, l'indicateur même passe d'une pointe entièrement « subie » (matin et soir) à une pointe en partie « choisie », qui ne présente pas le même niveau de difficulté en termes de sécurité d'approvisionnement.

Figure 2.100 Trajectoire de « pointe annuelle de consommation résiduelle pilotée à une chance sur dix dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »⁸⁶



Pointe "à une chance sur dix" de :

- - - Consommation estimée sans aucun pilotage (consommation « fictive »)
- Consommation partiellement pilotée (uniquement par signaux tarifaires) : utilisée dans les précédents Bilans prévisionnels
- Consommation non flexible
- Consommation non flexible résiduelle

Flexibilités permises sur la consommation :

- Asservissement de l'eau chaude sanitaire
- Pilotage de la recharge des véhicules électriques
- Interruption de la production d'hydrogène⁸⁷
- Effacements de consommation

Production :

- Production fatale (éolien, solaire)

^{86.} L'historique et les prévisions de pointes de consommation présentés en figure 2.99 sont estimés en intégrant les effets du changement climatique. Un nouveau référentiel météorologique, représentant le climat de l'horizon ici étudié, a ainsi été intégré dans ce Bilan prévisionnel. Il a notamment fait l'objet de concertations dans le cadre de l'élaboration du prochain Bilan prévisionnel de long terme, et fait apparaître un réchauffement tendanciel des températures, mais aussi la survenue plus fréquente d'événements de grand froid.

^{87.} La consommation effaçable liée à la production d'hydrogène présentée en figure 2.100 représente la part des électrolyseurs s'effaçant spécifiquement lors des épisodes de tension du système (à des prix élevés de l'électricité). Les autres modes de production d'hydrogène, non représentés sur cette figure, sont considérés comme effacés sensiblement avant l'apparition de pointes de consommation.

Ceci traduit le fait que le développement massif des productions renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) redessine les enjeux sur la sécurité d'approvisionnement pour le système électrique. Les périodes de tension seront de moins en moins concentrées sur les périodes de pointe de consommation mais plutôt sur les périodes où c'est la consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation diminuée des productions renouvelables fatales, qui est importante.

Des pointes de consommation lors de pics de production photovoltaïque et/ou éolien ne constituent pas des situations de tension pour le système et peuvent même être souhaitables afin de limiter les volumes d'excédents de production qui seraient «perdus».

Dans un contexte de mix de production intégrant une forte proportion d'énergies renouvelables, tels que ceux qui seront étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2050, l'indicateur de «pointe à une chance sur dix de consommation non flexible» sera ainsi

davantage dimensionnant s'il s'applique à la consommation résiduelle, i.e. la consommation diminuée de la production photovoltaïque et éolienne. Les résultats de ce Bilan prévisionnel montrent que ce sera d'ores et déjà le cas en 2030.

À l'horizon 2030, cette «pointe annuelle à une chance sur dix de consommation non flexible résiduelle» se réduirait alors de près de 9 GW par rapport à aujourd'hui dans le cas où l'ensemble des objectifs de la PPE et de la SNBC serait atteints, pour s'approcher de 85 GW. Cette diminution de 9 GW se répartit en 3,5 GW liés à la flexibilisation de la consommation et la réduction des usages contribuant le plus à la pointe et 5,5 GW dus au développement des capacités de production éolienne et solaire. Cette baisse serait de l'ordre de 6 GW dans le scénario d'atteinte partielle de ces objectifs.

Cette diminution est à mettre en regard de la baisse d'environ 8 GW de capacités pilotables dans le même temps.

L'OFFRE EN FRANCE

3

L'OFFRE EN FRANCE

Au cours des dernières années, la transition énergétique engagée en France a conduit à des évolutions significatives sur le parc de production d'électricité : fermeture de près de 9 GW de capacités de production thermique (fioul et charbon) depuis 2010, fermeture des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, développement de plus de 20 GW d'énergies renouvelables depuis 2010, etc.

Les évolutions du parc de production pour les prochaines années répondent aux enjeux de la transition énergétique.

Pour les filières nucléaire, charbon et renouvelables, les trajectoires d'évolution du parc sont encadrées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie et mises en œuvre par des politiques publiques (appels d'offres, décisions administratives...). La PPE exclut aussi la mise en service de nouvelles capacités en cycles combinés (en dehors de la centrale de Landivisiau) et turbines

à combustion utilisant des combustibles fossiles. Le maintien du parc thermique ne disposant pas de mécanismes de soutien (cycles combinés, turbines à combustion, cogénérations en fin d'obligation d'achat) ainsi que le développement du stockage par batterie est en revanche le reflet de choix d'acteurs privés et de conditions de viabilité économique.

L'hypothèse centrale retenue pour le Bilan prévisionnel est un scénario «relance progressive», caractérisé par un retard de certaines des actions et mesures engagées (chantiers, appels d'offres...) suite à la crise sanitaire sans remise en cause profonde des objectifs publics. À l'horizon 2030, deux scénarios sont analysés : un scénario d'atteinte des objectifs de la PPE et de la SNBC, et un scénario d'atteinte partielle de ces objectifs.

Des variantes sont aussi étudiées pour évaluer la sensibilité des analyses à des configurations alternatives.

3.1 Une confirmation des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables dans la PPE

3.1.1 Le potentiel du parc hydraulique est exploité au plus proche de son maximum

Un potentiel hydraulique largement exploité

L'énergie hydraulique représente aujourd'hui la principale forme d'énergie renouvelable. L'essentiel du parc hydraulique a été construit avant la fin des années 1980. Depuis, les travaux portent principalement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts.

Avec environ 25,5 GW⁸⁸ de puissance de turbinage installée au 31 décembre 2020 (stations de transfert d'énergie par pompage incluses), le potentiel de production hydraulique est considéré comme étant exploité au plus proche de son maximum : la puissance installée progresse peu (près de 300 MW sur les dix dernières années).

Un objectif d'augmentation légère des capacités installées affiché dans la PPE

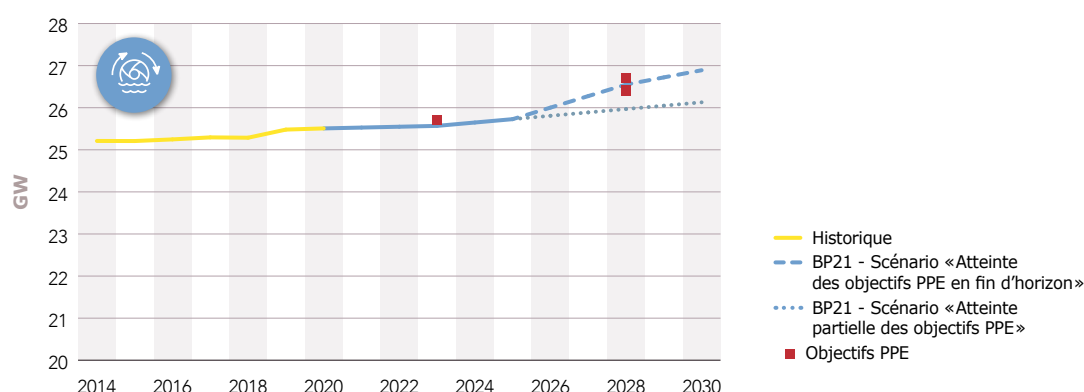
Les ambitions affichées dans la PPE visent essentiellement la pérennisation du productible hydraulique, aucune nouvelle installation de grande ampleur n'étant envisagée. Des travaux de modernisation pourraient toutefois permettre une progression de la puissance hydraulique installée (sans implantation de nouvelles retenues d'eau).

La PPE fixe ainsi les objectifs de 25,7 GW fin 2023 et entre 26,4 et 26,7 GW fin 2028 soit une hausse de 60 MW par an jusqu'en 2023 puis de 140 à 200 MW par an sur la deuxième partie de la PPE.

Une légère progression de la filière considérée

Dans ce Bilan prévisionnel, le rythme de développement se fonde sur un développement de la filière, essentiellement via des travaux de modernisation, légèrement en-deçà des objectifs de la PPE dans

Figure 3.1 Hydraulique – Évolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)



88. Les chiffres relatifs à la puissance installée ou à la puissance produite de l'ensemble de ce document sont des chiffres hors Corse. Ils peuvent dès lors différer des chiffres du Bilan électrique de RTE (chiffres consolidés à la maille France métropolitaine).

un premier temps. Cette trajectoire considère un accroissement de l'ordre de +20 MW par an jusqu'à 2023 puis +80 MW par an ensuite, permettant d'atteindre notamment 25,6 GW fin 2023.

À l'horizon 2030, la trajectoire du scénario « atteinte des objectifs » correspond au passage par l'objectif médian de la PPE en 2028 et amenant à 26,9 GW en 2030, contre 26,1 GW dans le scénario « atteinte partielle des objectifs ».

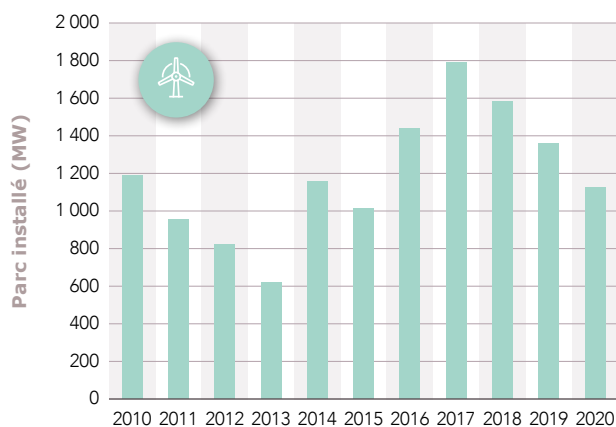
3.1.2 Le développement de la filière éolienne terrestre s'inscrit dans une dynamique relativement proche des objectifs de la PPE

Une progression de la filière éolienne terrestre en léger retrait en 2020

La progression de la filière éolienne terrestre a connu une évolution contrastée depuis dix ans. En effet, après avoir connu une accélération de son développement entre 2006 et 2010 suite aux travaux du Grenelle de l'environnement, le rythme de développement a fortement ralenti entre 2010 et 2013.

Après une reprise amorcée en 2014, la filière éolienne française connaît depuis 2016 une dynamique régulière. Entre 2016 et 2019, le rythme de développement de la filière s'est ainsi établi à une moyenne d'environ 1,5 GW raccordés par an.

Figure 3.2 Parc installé par année pour la filière éolien terrestre



Par ailleurs, la ministre de la Transition écologique et solidaire a annoncé fin 2019 de nouvelles mesures visant à favoriser un développement harmonieux de l'éolien, en traitant notamment des problématiques de répartition territoriale, de démantèlement et d'insertion paysagère des éoliennes.

L'année 2020 a toutefois été marquée par un léger recul des nouvelles capacités installées (environ +1,1 GW sur l'année), notamment en raison des mesures de confinement imposées par la crise sanitaire.

Le parc installé atteint ainsi 17,6 GW au 31 décembre 2020.

Des objectifs de développement ambitieux maintenus dans la PPE

La cible définie par les pouvoirs publics dans le cadre de la PPE est de 24,1 GW à fin 2023 et comprise entre 33,2 et 34,7 GW à fin 2028.

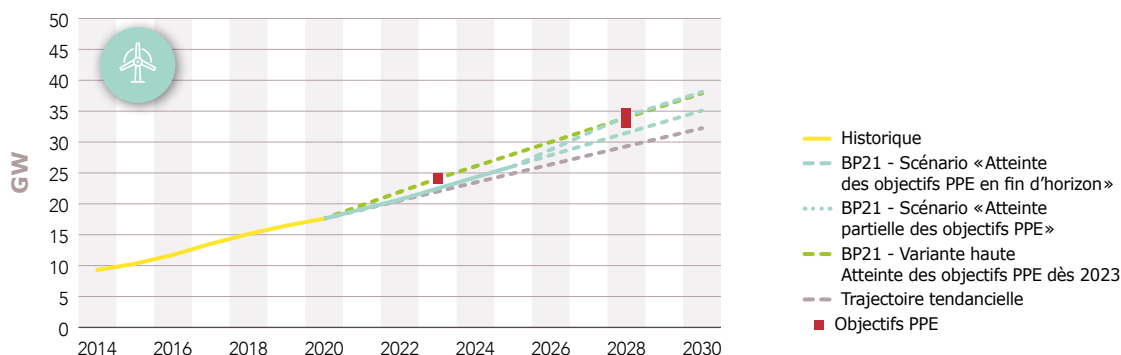
L'atteinte de ces objectifs nécessite un rythme de développement de 1,9 GW par an d'ici 2023, donc supérieur au plus haut historique atteint en 2017, puis entre 1,8 GW et 2,1 GW par an sur la deuxième période de la PPE.

Une hypothèse de développement de la filière proche du rythme prévu par la PPE

Dans ce Bilan prévisionnel, le rythme de développement de la filière évolue suivant plusieurs périodes :

- ▶ une reprise de rythme tendanciel moyen observé depuis 2016 pendant les deux prochaines années (+1,5 GW par an) ;
- ▶ une accélération du rythme de développement proche de celui atteint en 2018 (+1,8 GW par an) jusqu'en 2025, permettant d'atteindre notamment 22,5 GW fin 2023 ;
- ▶ à l'horizon 2030, la trajectoire du scénario « atteinte des objectifs » correspond au passage par l'objectif médian de la PPE en 2028 et amenant à 38,1 GW en 2030, contre 35,1 GW dans le scénario « atteinte partielle des objectifs ».

Une trajectoire haute de développement pour la première partie de l'horizon, basée sur l'atteinte de l'objectif de la PPE à l'horizon 2023 (24,1 GW) est aussi analysée en variante.

Figure 3.3 Éolien terrestre – Évolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)

3.1.3 Le développement de la filière éolienne en mer est désormais amorcé

Des parcs éoliens en mer planifiés dans le cadre de différents appels d'offres

Trois premiers appels d'offres ont permis de lancer la planification de sept parcs éoliens en mer posés, pour une puissance de 3,5 GW :

dans le cadre du premier appel d'offres (AO1), les projets de Saint Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-Mer ont été attribués au consortium Éolien Maritime France (EMF)⁸⁹ ; le projet de Saint-Brieuc a été attribué au consortium Ailes marines⁹⁰ ;

▶ dans le cadre du deuxième appel d'offres (AO2), les projets de Dieppe et Yeu Noirmoutier ont été attribués au consortium LEMS, mené par Ocean Winds⁹¹ ;

▶ un troisième appel d'offres (AO3), lancé en décembre 2016 en vue de l'implantation d'un parc éolien en mer sur la zone de de Dunkerque, a été attribué en 2019 au groupement composé d'EDF Renewables, Innogy et Enbridge, avec une puissance proche de 600 MW.

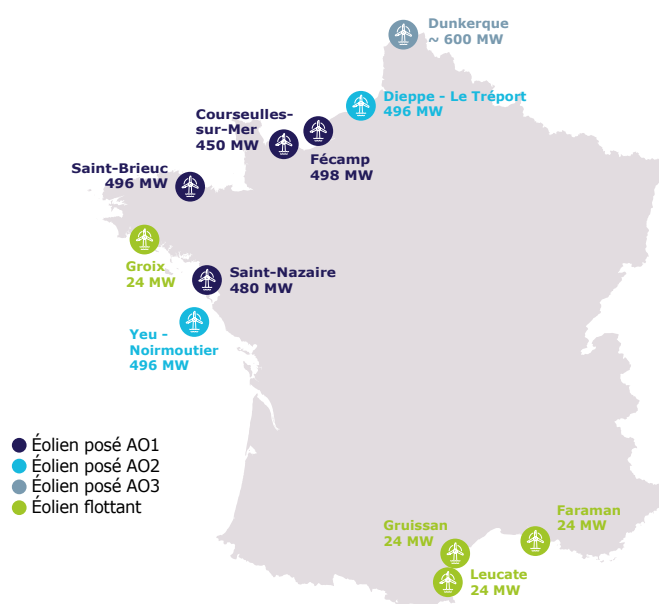
Un quatrième appel d'offres a été lancé en janvier 2021 pour un parc de 1 GW au large de la Normandie.

89. EDF Renewables / Enbridge

90. Iberdrola / Eole-RES

91. ENGIE / EDPR / Sumitomo Corporation

Par ailleurs, l'ADEME a lancé en 2016 un appel à projet portant sur le développement de fermes éoliennes expérimentales basées sur la technologie de l'éolien flottant. Quatre projets pilotes ont été retenus : un en Bretagne et trois en Méditerranée. Ces projets, en phase d'expérimentation, doivent permettre de démontrer la viabilité technique et économique de cette filière.

Figure 3.4 Localisation des projets d'éolien en mer en France

Des retards par rapport au planning initial pour les projets de parcs éoliens en mer issus des deux premiers appels d'offres

Les mises en service prévisionnelles des projets des deux premiers appels d'offres ont été retardées en raison des recours systématiques contre les autorisations des parcs (tous les parcs de l'AO1 et de l'AO2 ont fait l'objet de recours) et de certaines difficultés liées à la structure-même des appels d'offres (études techniques et environnementales réalisées après l'attribution des appels d'offres, technologies fixées par l'appel d'offres, etc.).

Fin juin 2018, après plusieurs mois de négociation, le gouvernement et les opérateurs sont parvenus à un nouvel accord sur les tarifs d'achat des six parcs éoliens en mer lauréats des deux premiers appels d'offres. Le gouvernement a confirmé que les six parcs éoliens en mer seraient réalisés, sur le périmètre initialement prévu, et annoncé des mises en service d'ici 2024.

Les travaux pour le raccordement des premiers parcs en mer ont désormais débuté (les quatre projets de l'AO1 : Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp et Courseulles-sur-Mer).

D'autres projets identifiés dans le cadre de la PPE

Le Gouvernement définit dans la PPE un objectif de développement de 2,4 GW d'éolien en mer d'ici fin 2023 et de 5,2 à 6,2 GW à l'horizon 2028.

De prochains appels d'offres devraient ainsi être lancés dans les prochaines années :

- ▶ sur l'éolien posé : après le lancement d'un appel d'offres en 2021 pour un parc de 1000 MW sur la côte normande (AO4), le prochain projet devrait concerner la zone maritime proche d'Oléron (AO7) ;

- ▶ sur l'éolien flottant : avec des projets en Bretagne (AO5), pour environ 250 MW, et en Méditerranée (AO6), pour deux parcs de 250 MW.

Les mises en service de ces différents parcs ne pourront cependant pas avoir lieu avant 2027 au minimum, le délai entre l'attribution de l'appel d'offres et la mise en service étant estimé par la filière à environ 6-7 ans au mieux (sans recours).

Des retards potentiels sur la mise en service des parcs éoliens en mer

L'atteinte de l'objectif de la PPE à 2023 nécessitant une accélération sur les parcs qu'il ne semble plus matériellement possible de construire à cette échéance, la trajectoire retenue dans ce Bilan prévisionnel intègre des délais supplémentaires dans la réalisation de certains projets, avec une mise en service progressive des projets de l'AO1 et de l'AO2, permettant notamment d'atteindre 1,5 GW installés fin 2023. À l'horizon 2030, les scénarios « Atteinte des objectifs PPE » et « Atteinte partielle des objectifs » envisagent des rythmes distincts de développement, conduisant respectivement à des volumes de 5,8 GW (avec toutefois un léger retard sur l'objectif de la PPE compte-tenu des délais de mises en service) et 5,2 GW en 2030.

Une trajectoire intégrant des retards supplémentaires, amenant notamment au raccordement d'un seul parc d'ici 2023, est aussi analysée en variante pour la période d'étude 2020-2025.

En particulier, la trajectoire ambitieuse de développement de la filière reprise dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE », qui est davantage détaillée dans le calendrier qui suit, nécessitera la mise en service avant 2030 de l'ensemble des parcs prévus de l'AO1 à l'AO7.

Figure 3.5 Éolien en mer – Évolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)

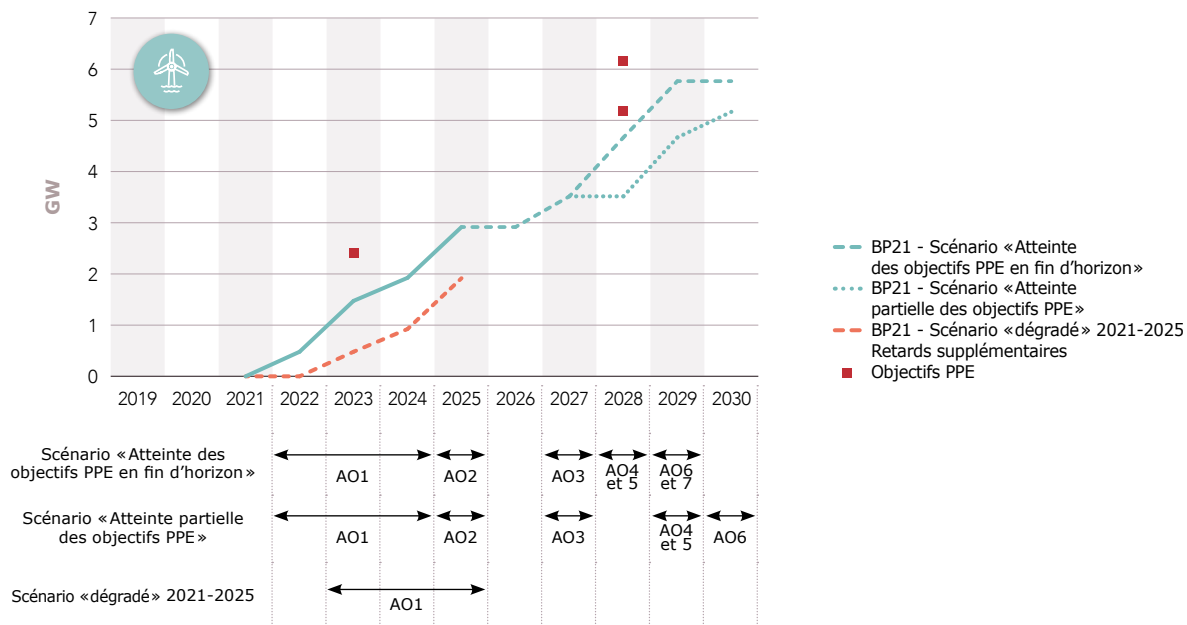
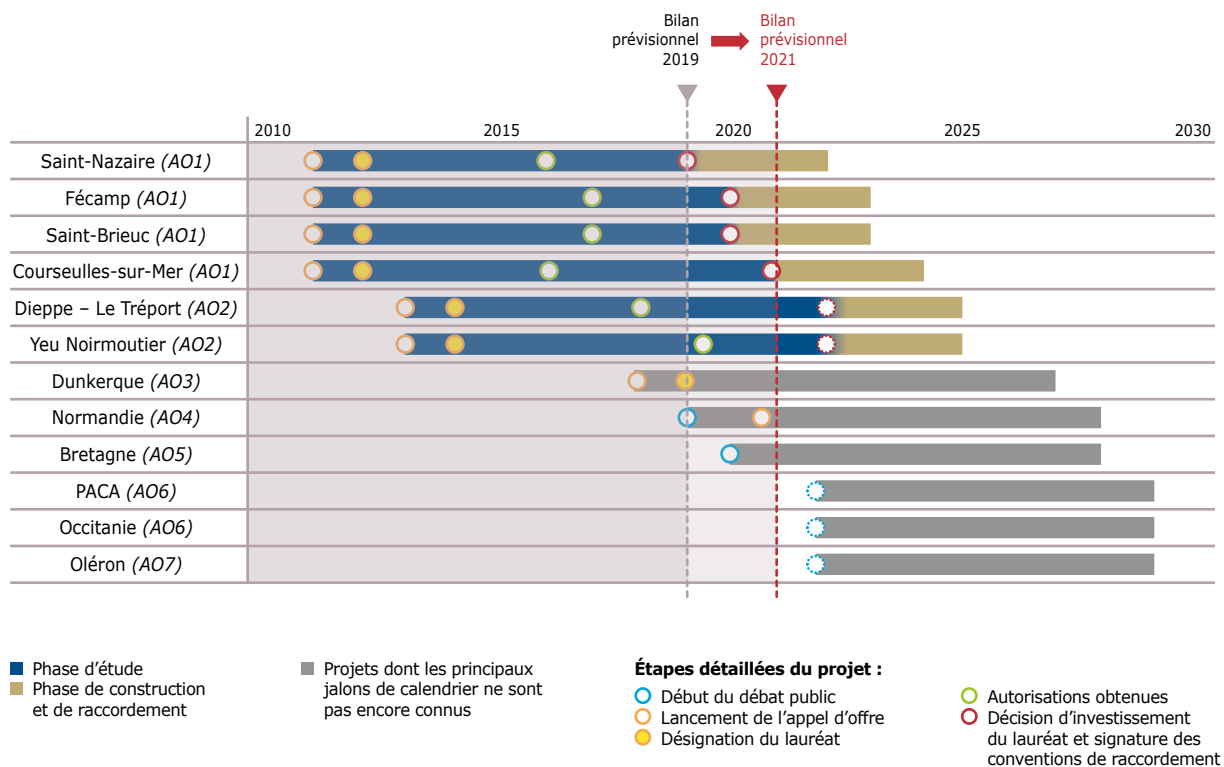


Figure 3.6 Avancée des projet de parcs éoliens en mer depuis le dernier Bilan prévisionnel



3.1.4 Le développement actuel de la filière photovoltaïque reste bien en deçà du rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs publics

Un rythme de développement marqué par des phases d'accélération et de ralentissement

Le développement de la filière photovoltaïque a été marqué par des cycles successifs d'accélération et de ralentissement importants, en France comme dans le reste des pays de l'Union européenne, au gré de l'évolution des dispositifs de soutien. Pour autant, les baisses de coût significatives des dernières années ont facilité l'émergence de nombreux projets, et les perspectives portent généralement sur un développement important de la filière.

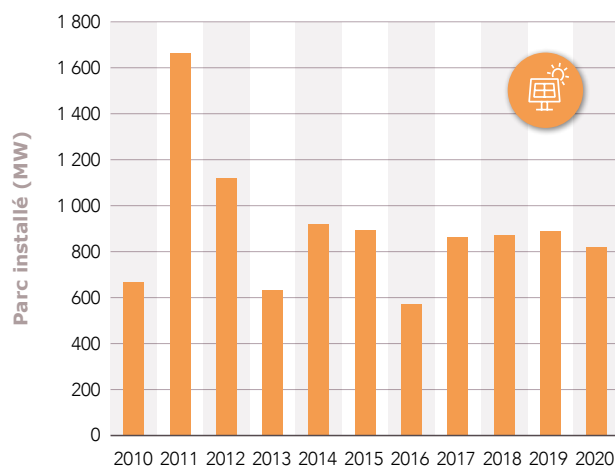
En France, le rythme de progression depuis 2013 reste relativement constant et demeure inférieur à 1 GW par an. Ce rythme s'est maintenu au cours de l'année 2020, marquée par la crise sanitaire, avec un peu plus de 800 MW raccordés en métropole.

Au 31 décembre 2020, le parc installé atteint 10,4 GW.

Des objectifs publics très ambitieux au regard des rythmes de développement constatés ces dernières années

La cible définie par les pouvoirs publics dans le cadre de la PPE est de 20,1 GW à fin 2023 et comprise entre 35,1 et 44 GW à fin 2028.

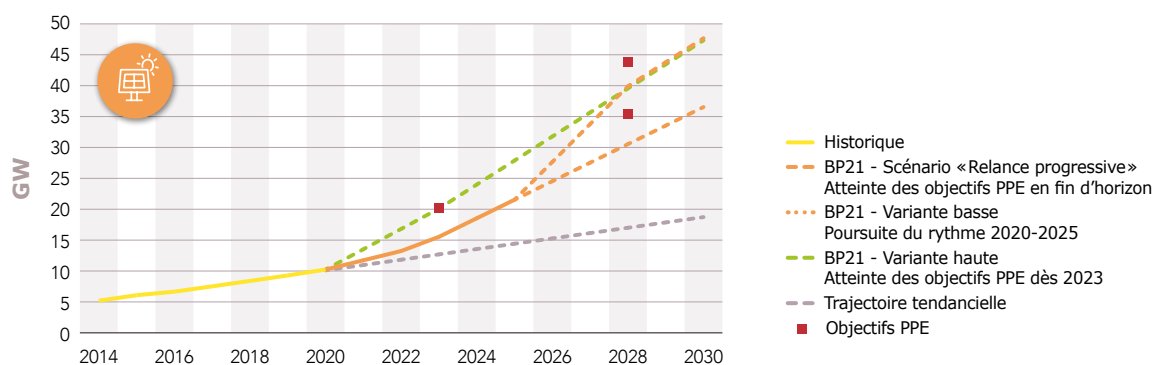
Figure 3.7 Parc installé par année pour la filière photovoltaïque



L'atteinte de ces objectifs nécessite une augmentation très forte du rythme de développement, dans un premier temps de 2,7 GW par an d'ici 2023, puis sur la deuxième période de la PPE de 3 GW pour la cible basse, et jusqu'à 4,8 GW pour la cible haute.

Afin d'y parvenir, la PPE vise en particulier à privilégier le développement du photovoltaïque au sol, moins coûteux, de préférence sur les terrains urbanisés ou dégradés et les parkings.

Figure 3.8 Photovoltaïque – Évolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de chaque année)



En comparaison, un développement du photovoltaïque qui conserverait le rythme observé ces dernières années conduirait à des volumes très en deçà de ceux annoncés dans la PPE : 13 GW en 2023 et 17 GW en 2028.

Des hypothèses de croissance contrastées pour le photovoltaïque

Dans ce Bilan prévisionnel, le scénario retenu prévoit une évolution du rythme de développement de la filière suivant plusieurs périodes :

- ▶ une légère inflexion du rythme de développement pendant deux ans (+1,5 GW par an) ;
- ▶ une accélération du rythme de développement jusqu'en 2025, proche de l'accroissement attendu par la PPE après 2023 (entre +2,3 et + 3 GW par an en moyenne), permettant d'atteindre 15,5 GW fin 2023 ;
- ▶ à l'horizon 2030, la trajectoire du scénario « atteinte des objectifs » correspond au passage par l'objectif médian de la PPE en 2028 et amenant à 47,6 GW en 2030, contre 36,4 GW dans le scénario « atteinte partielle des objectifs ».

Une trajectoire haute de développement pour la première partie de l'horizon, basée sur l'atteinte de l'objectif de la PPE à l'horizon 2023 (20,1 GW) est aussi analysée en variante.

3.1.5 Un développement marginal des bioénergies pour la production d'électricité prévu par les orientations publiques

Une filière qui a faiblement mais constamment progressé ces dernières années

La filière bioénergies est constituée des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles d'origine renouvelable. Elle comprend des installations produisant de l'électricité à partir de biomasse (bois, paille...), biogaz et déchets (ménagers et papeterie).

Cette filière représente fin 2020 près de 2,2 GW de puissance installée :

- ▶ 950 MW pour l'incinération des déchets ménagers et de papeterie ;
- ▶ 680 MW pour la biomasse ;
- ▶ 540 MW pour le biogaz.

La filière bioénergies a peu évolué ces dernières années, avec une progression moyenne sur les cinq dernières années de 60 MW raccordés par an (hors prise en compte de la conversion de la centrale de Provence 4 à la biomasse pour 150 MW).

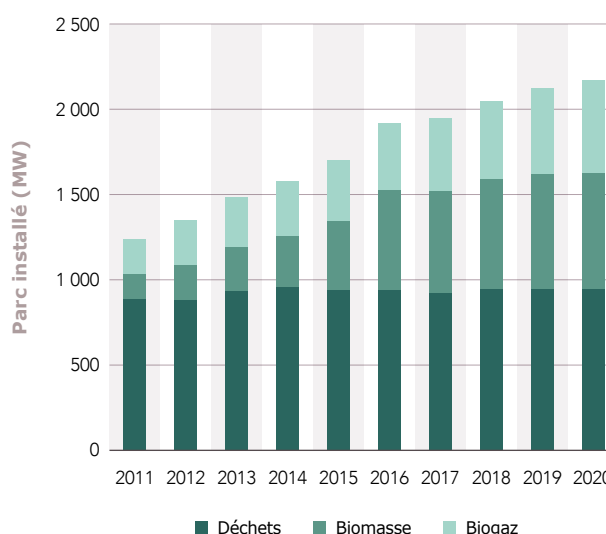
L'analyse de l'historique montre que le facteur de charge de cette filière varie peu au cours de l'année et reste relativement stable d'une année sur l'autre. La filière bioénergies permet ainsi de garantir aujourd'hui une puissance en base supérieure à 1 GW, i.e. un facteur de capacité proche d'un peu plus de 50%.

Une évolution marginale attendue pour la filière, uniquement sur le biogaz

La PPE indique que le soutien à la filière biomasse solide sera privilégié pour la production de chaleur. Elle fait aussi état d'une volonté d'amélioration de la valorisation énergétique des déchets, sans toutefois préciser de mesures associées.

Concernant le biogaz, la PPE prévoit un développement de la méthanisation principalement pour de l'injection dans les réseaux gaziers (et non pour la production d'électricité). Elle prévoit néanmoins une hausse limitée de la capacité de production

Figure 3.9 Évolution du parc de la filière bioénergies (vision au 31/12 de l'année)



électrique à partir de biogaz d'environ 25 MW par an sur l'ensemble de la période couverte.

Le Bilan prévisionnel considère une relative stabilité du parc

Compte tenu de ces orientations, les hypothèses suivantes sont retenues pour l'ensemble de l'horizon d'étude :

- ▶ une stabilité du parc de production d'électricité à partir de biomasse et de déchets ;
- ▶ une progression du parc biogaz, en retenant une augmentation de 25 MW par an.

3.1.6 Les énergies marines en phase d'expérimentation

Une filière regroupant diverses technologies

Les énergies marines dépendent des ressources naturelles des eaux des mers et des océans. Elles permettent de produire de l'électricité grâce aux flux naturels d'énergie des courants et des marées, exploités dans différents types d'installations : usine marémotrice, hydrolienne, etc.

Aucun nouveau projet de grande ampleur n'est prévu à moyen terme

Les différentes technologies de la filière sont aujourd'hui à des niveaux de maturité différents. Aucun nouveau projet de forte contribution pour la gestion de l'équilibre offre-demande n'est toutefois prévu à moyen terme :

- ▶ Le développement de la filière marémotrice n'est pas envisagé à court terme en supplément

de l'usine marémotrice de la Rance (240 MW) mise en service en 1966 ;

- ▶ La France, qui dispose des courants marins parmi les plus forts du monde, dispose d'un potentiel technique exploitable de 2 à 3 GW pour les hydroliennes (avant prise en compte des contraintes d'usage), principalement au large du Raz Blanchard en Normandie. Les différents projets restent toutefois aujourd'hui au stade d'expérimentation (comme à Paimpol-Bréhat ou encore dans les fleuves) ;
- ▶ La production d'électricité à partir de l'énergie des vagues reste toujours au stade de la démonstration, il n'existe pas à ce sujet d'estimation fiable de potentiel technique exploitable compte tenu de la maturité de la filière.

Hors éolien en mer, la PPE ne prévoit pas de soutien financier pour le développement de parcs d'énergies marines commerciaux à l'horizon de la PPE.

Une approche prudente retenue pour le Bilan prévisionnel

Le développement actuel de la filière et les diverses expérimentations qui sont menées ne permettent pas d'envisager une capacité de production industrielle à grande ampleur sur l'horizon de la PPE.

Une approche prudente est retenue pour le Bilan prévisionnel 2020 : les projets en cours ne faisant que l'objet d'expérimentations, ils ne sont pas pris en compte pour l'exercice de sécurité d'approvisionnement.

3.2 Une période charnière pour le parc nucléaire combinant de nombreux facteurs d'incertitude

3.2.1 L'incertitude persiste autour du calendrier de démarrage de l'EPR de Flamanville, avant l'arrêt de plusieurs réacteurs d'ici 2030

Après la fermeture des deux tranches de Fessenheim en 2020, le parc nucléaire en exploitation comporte désormais 18 centrales composées de 56 réacteurs en activité à eau pressurisée, pour une puissance totale installée de 61,4 GW.

Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- ▶ le palier « 900 MW » comprenant 32 réacteurs ;
- ▶ le palier « 1 300 MW » comprenant 20 réacteurs ;
- ▶ le palier « 1 450 MW » comprenant 4 réacteurs.

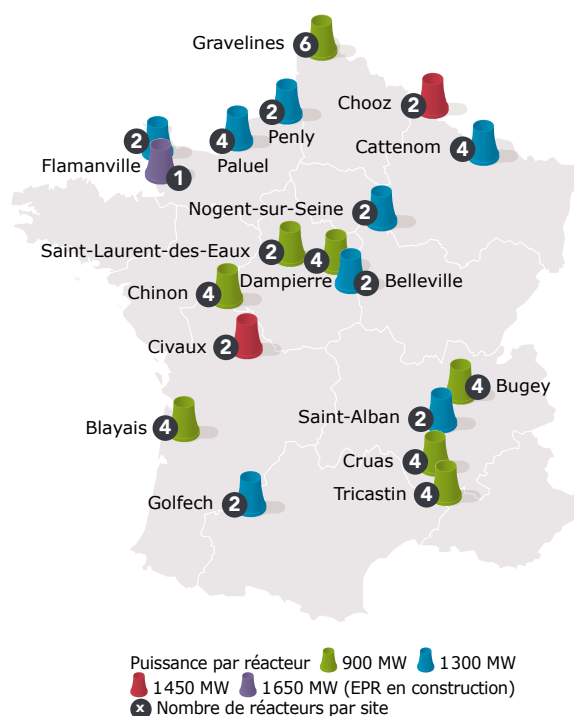
L'incertitude persiste autour du calendrier de démarrage de l'EPR de Flamanville

Dans les prochaines années, le parc sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR d'une puissance nominale de 1 650 MW, sur le site de Flamanville.

Les derniers éléments de calendrier pour la mise en service de l'EPR de Flamanville ont été fournis par EDF par communiqué de presse durant l'été 2019⁹², suite aux contrôles des soudures du circuit secondaire principal. La décision de l'ASN de procéder à la remise en conformité des soudures existantes conduit l'exploitant à mener des travaux supplémentaires. L'exploitant n'envisage désormais plus de mise en service avant fin 2022.

L'ASN a en outre récemment communiqué⁹³ sur un écart de conception de trois piquages du circuit primaire.

Figure 3.10 Parc nucléaire au 31 décembre 2020



Des trajectoires d'évolution de la capacité nucléaire pour atteindre l'objectif de 50 % de production nucléaire dans le mix électrique en 2035

La PPE et la loi énergie et climat du 8 novembre 2019 fixent le principe d'une diversification progressive du mix de production. Elles actent l'objectif de réduction à 50 % du nucléaire dans le mix électrique d'ici à 2035.

Pour atteindre cet objectif, la PPE annonce des orientations concernant la trajectoire d'évolution du parc nucléaire, y compris au-delà de l'horizon de la PPE

92. <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/epr-de-flamanville-edf-privilegie-un-scenario-de-remise-a-niveau-des-soudures-de-traversees-du-circuit-secondaire-principal-par-robots-et-ajuste-le-calendrier-et-l-estimation-du-cout-de>

93. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-EPR-ecart-de-conception-de-trois-piquages-du-circuit-primaire-principal>

fixé en 2028. La PPE indique ainsi que 14 réacteurs de 900 MW seront fermés d'ici 2035, incluant ceux de la centrale de Fessenheim. Elle précise également le principe général de fermeture retenu, à savoir au plus tard à l'échéance de la cinquième visite décennale d'un réacteur et sans entraîner la fermeture complète de tous les réacteurs d'un même site (hors Fessenheim). Le nombre précis de tranches fermées par an n'est en revanche pas explicité davantage.

La PPE dispose toutefois que les premières fermetures de réacteurs (après celles de Fessenheim) devraient intervenir en anticipation de leur cinquième visite décennale, en 2027 et 2028 afin de lisser l'effort de déclassement (sauf en cas de demandes par l'ASN de fermetures d'autres réacteurs d'ici là pour raisons de sûreté ou en cas de risque sur la sécurité d'approvisionnement, qui pourrait être mis en évidence dans le Bilan prévisionnel de RTE). Elle n'indique en revanche aucun calendrier précis pour les années suivantes.

La PPE prévoit également que deux réacteurs supplémentaires pourraient être fermés en 2025-2026, sous différentes conditions précisées dans le texte de loi : développement massif de la production d'électricité renouvelable dans les pays voisins conduisant à un solde exportateur réduit de la France, existence d'une marge significative de sécurité d'approvisionnement (en France et en Europe), niveau faible des prix de marché de l'électricité permettant d'envisager la fermeture de réacteurs sans que cela ne pèse sur les consommateurs français.

Le Bilan prévisionnel s'appuie sur les dernières déclarations de l'exploitant et les évolutions annoncées dans la PPE

L'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est une date de mise en service cohérente avec les annonces d'EDF. Au vu des incertitudes persistantes sur ce calendrier, les conséquences d'une mise en service fortement retardée (après 2025) sont néanmoins étudiées.

En cohérence avec le dossier de presse de la SNBC de novembre 2018⁹⁴ et dans une logique de lissage de la trajectoire de déclassement, le Bilan

prévisionnel retient par ailleurs la fermeture de quatre réacteurs au total d'ici à 2030, réduisant la capacité installée du parc à 59,4 GW à cet horizon.

Il convient de garder à l'esprit que la PPE prévoit que huit autres réacteurs soient arrêtés entre 2030 et 2035.

3.2.2 La durée et le placement des arrêts, en particulier des quatrièmes visites décennales, est un enjeu pour la sécurité d'approvisionnement des prochaines années

Des conséquences majeures de la crise sanitaire sur la disponibilité du parc

La crise sanitaire actuelle a perturbé et perturbe encore le programme de maintenance des réacteurs nucléaires. Elle conduit à des arrêts plus longs et potentiellement moins bien positionnés. Le parc a ainsi atteint en 2020 des niveaux de disponibilité plus bas qu'au cours des dernières années, dans des ampleurs conséquentes lors de l'été (jusqu'à 12 GW en-dessous du minimum observé dans les dix dernières années), et plus modérées en hiver (jusqu'à 3 GW en-dessous), et ce malgré les différentes optimisations réalisées depuis par le producteur.

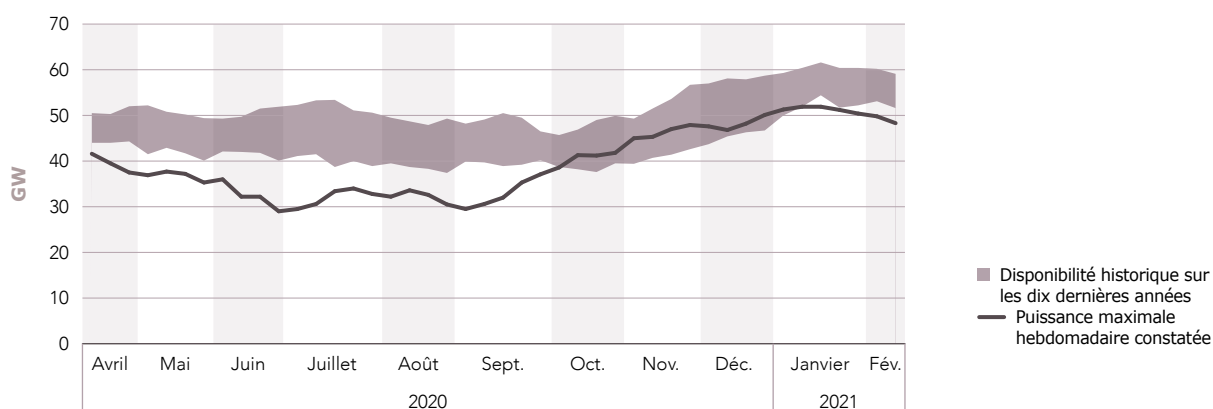
Le parc nucléaire a ainsi produit près de 335 TWh en 2020, contre un objectif de 375 à 390 TWh avant le début de la crise sanitaire.

L'impact de cette crise devrait s'étendre *a minima* sur les deux prochaines années. En effet, la dernière communication de l'exploitant⁹⁵ faisant état d'objectifs prévisionnels de productible annuel compris entre 330 et 360 TWh pour les années 2021 et 2022, des valeurs significativement revues à la baisse par rapport à des années standards, même en tenant compte de la fermeture de la centrale de Fessenheim. En comparaison, les niveaux de production du parc ont varié entre 380 et 395 TWh entre 2016 et 2019.

94. <https://www.ecologie.gouv.fr/dossier-presse-strategie-francaise-lenergie-et-climat>

95. <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/cp/2020/2020-04-16-cp-edf-revise-estimation-annuelle-production-electricite-nucleaire.pdf>

Figure 3.11 Puissance nucléaire maximale hebdomadaire constatée depuis le début de la crise sanitaire en 2020



Un grand nombre de visites décennales, et notamment des quatrièmes, programmées sur les prochaines années

D'ici à 2030, une cinquantaine de réacteurs nucléaires sont concernés par un réexamen périodique de sûreté. Sur le plan industriel, ceci se traduit par des arrêts programmés lors des visites décennales. Ces opérations sont anticipées longtemps en amont, et constituent des étapes normales dans l'exploitation d'un parc nucléaire.

Les visites décennales interviennent selon un référentiel de sûreté renforcé (intégration des préconisations suite à l'accident de Fukushima au Japon et réévaluation de la sûreté au regard des exigences appliquées aux nouvelles installations et de l'état

de l'art en matière de technologies nucléaires), et dans le cadre d'une culture de la gestion du risque qui a évolué au cours des dernières années.

La maîtrise de la durée des arrêts de tranches pour maintenance, et notamment la maîtrise de la durée des quatrièmes visites décennales des 32 tranches du palier 900 MW qui s'étaleront jusqu'à l'horizon 2030, représente un enjeu considérable pour la filière. Les premières tranches 1300 MW passeront également leur quatrième visite décennale à partir de 2026.

Un premier réacteur du palier 900 MW (Tricastin 1) a passé sa quatrième visite décennale ; la durée de cet arrêt est restée comparable à celui d'autres visites décennales. La durée d'arrêt a été par

Figure 3.12 Planning des VD4 sur les cinq prochaines années

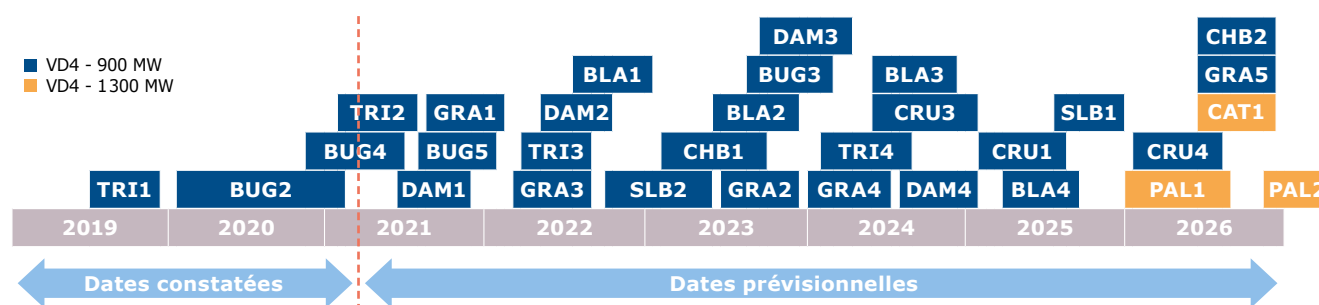
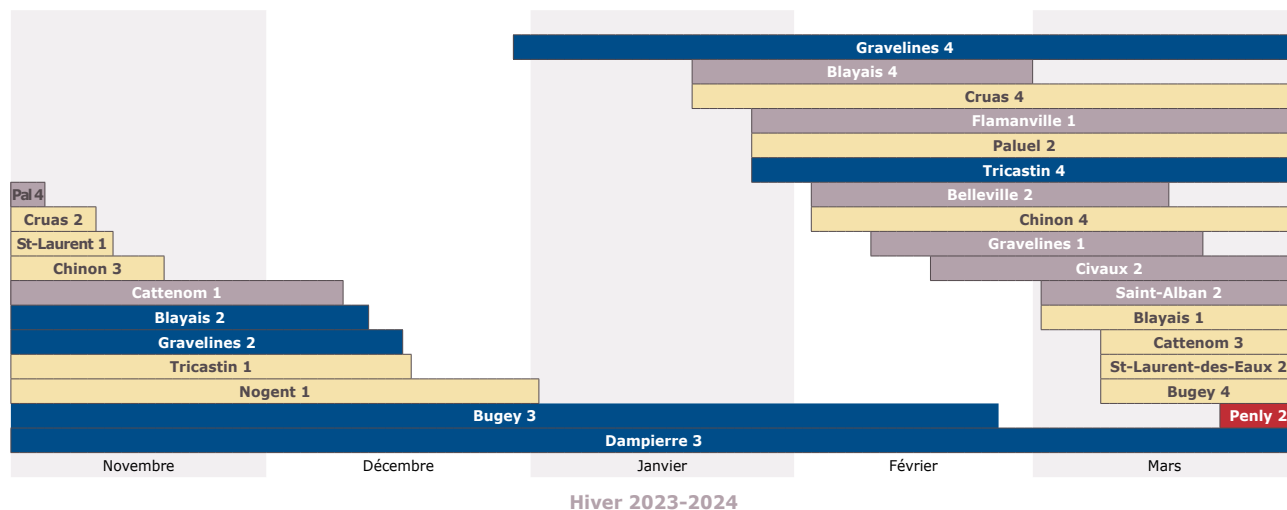
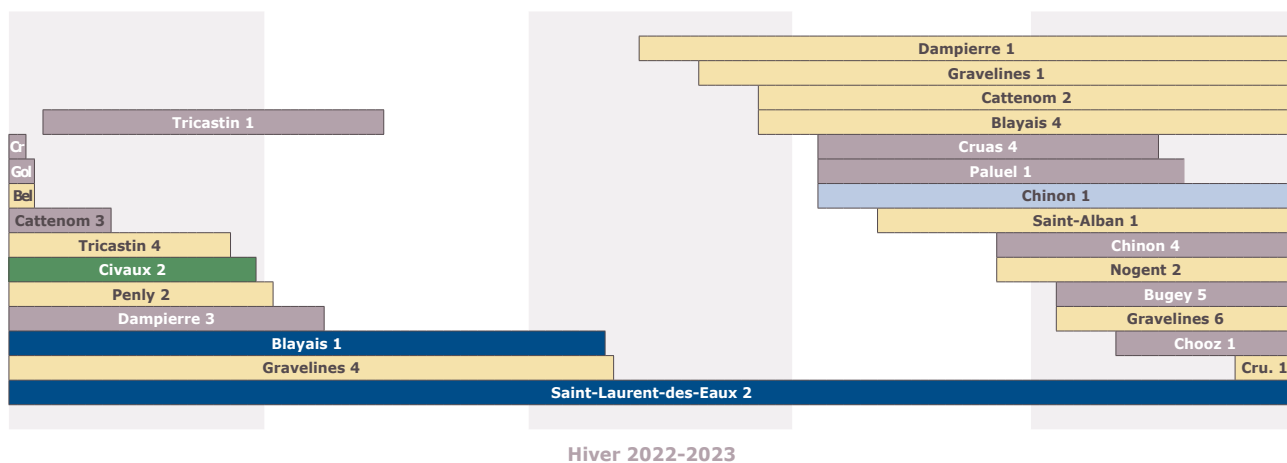
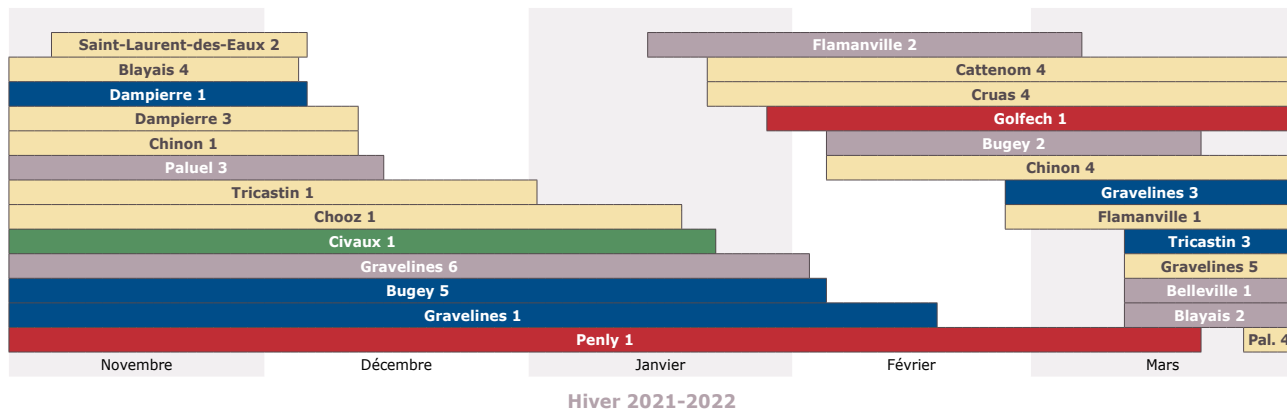


Figure 3.13 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour les trois prochains hivers, au 4 février 2021
 (source : plateforme de transparence européenne)



Visites décennales

- VD3 - 900 MW
- VD4 - 900 MW
- VD3 - 1300 MW
- VD2 - 1450 MW

Autres arrêts

- Arrêt pour rechargement
- Visite partielle ou autre

contre beaucoup plus longue pour le réacteur suivant (Bugey 2), mais la raison ayant conduit à cet allongement ne semble pas liée à la nature des travaux associés à une quatrième visite décennale.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique⁹⁶. Dans sa décision, l'ASN prescrit notamment des améliorations majeures de la sûreté, déjà prévues par EDF ainsi que des dispositions supplémentaires qu'elle considère nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen. Les décisions qui en découleront pourraient conduire EDF à amender une partie des plannings actuels d'arrêts des tranches.

Une prise en compte du planning de l'ensemble des arrêts programmés

Les dates prévisionnelles des arrêts structurants planifiés pour les trois années à venir sont publiques ; elles sont déclarées par l'exploitant sur la plateforme de transparence européenne, en application du règlement européen. Sur les deux années suivantes, les plannings transmis par l'exploitant à RTE dans le cadre du contrat de gestion prévisionnelle permettent de disposer des informations relatives aux arrêts planifiés jusqu'à cinq ans à l'avance (soit jusqu'au printemps 2026).

Ces arrêts concernant ainsi les visites décennales (VD) mais aussi des arrêts cadencés selon les cycles de rechargement de combustible (de l'ordre de 12 ou 18 mois selon les tranches) : les arrêts pour simple rechargement (ASR) et les visites partielles (VP). L'ensemble de ces arrêts programmés constituent plus de trois quarts des pertes de disponibilité constatées.

RTE s'appuie ainsi sur ces calendriers transmis par l'exploitant pour établir ses prévisions sur les cinq prochaines années.

Pour l'horizon 2030, RTE retient une hypothèse normative de disponibilité sur l'hiver, basée sur la disponibilité moyenne anticipée dans ce Bilan prévisionnel pour la période 2021-2026.

Un allongement de la durée des arrêts programmés, conséquence des incertitudes sur le respect des délais annoncés

La nature et la complexité des arrêts sont *a priori* déjà intégrées au planning de l'exploitant par des durées prévisionnelles différentes.

Pour autant, l'analyse rétroactive de la durée des arrêts (depuis la mise en place de la plateforme de transparence européenne) permet de constater une tendance à un allongement de la durée des arrêts par rapport aux durées initialement annoncées, avec une forte variabilité :

- ▶ d'une part, certains réacteurs font l'objet d'arrêts particulièrement longs du fait de problématiques spécifiques. Ce fut ainsi le cas des réacteurs de Paluel 2, Gravelines 5 et plus récemment Flamanville 2, arrêtés durant 16 à 40 mois ;
- ▶ d'autre part, même sans compter les arrêts « exceptionnels » précités, des prolongations sont observées de manière régulière pour les visites décennales (de l'ordre de 60 jours en moyenne par rapport aux annonces initiales, i.e. trois ans en amont généralement), pour les visites périodiques (environ 30 jours en moyenne) et pour les arrêts pour simple rechargement (de l'ordre de 20 jours en moyenne)⁹⁷. Les allongements des visites décennales constatés sont toutefois légèrement moins importants (environ 45 jours) en comparaison des annonces effectuées un an à l'avance (contre 60 jours lors de comparaison avec les annonces initiales et plus lointaines, trois ans en amont).

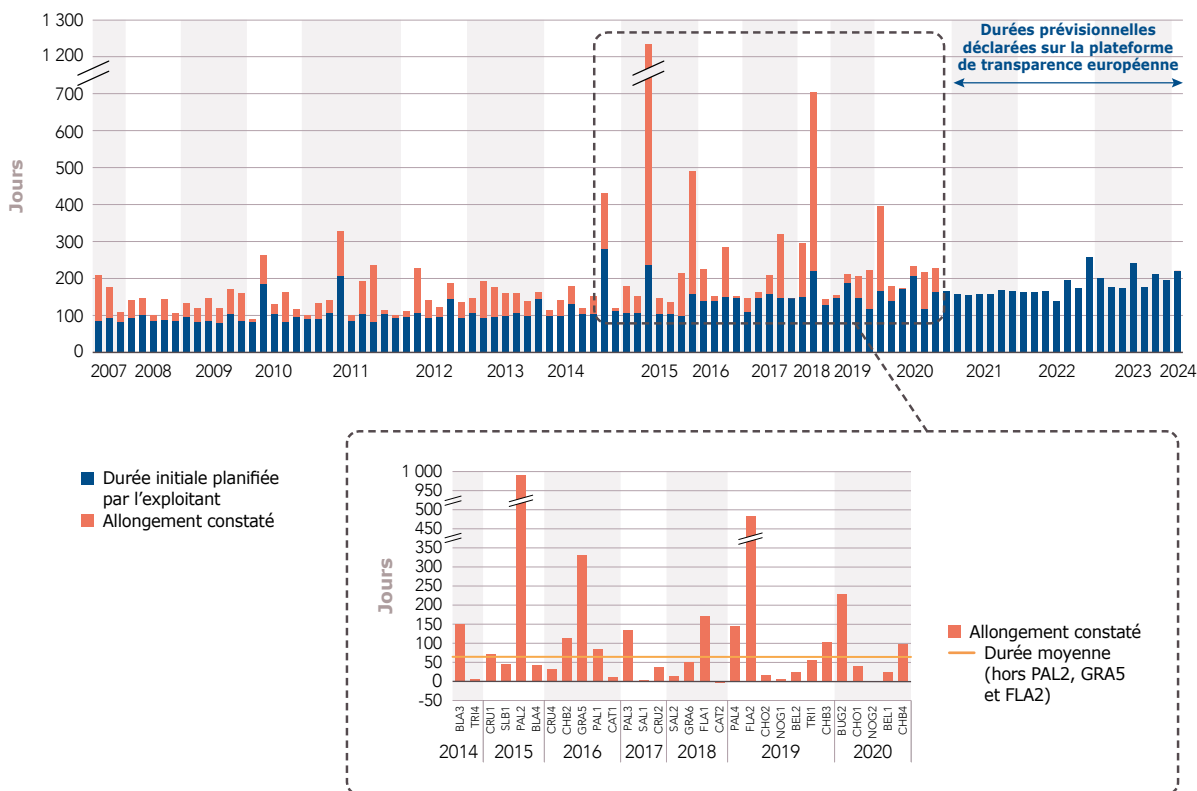
Suite au constat de ces dérives, l'exploitant indique désormais intégrer des prudences dans ses durées d'arrêts programmés.

Pour l'exercice de sécurité d'approvisionnement, le Bilan prévisionnel intègre donc l'hypothèse de prolongation de l'ensemble des arrêts programmés par l'exploitant sur les cinq prochaines années, sur des durées cohérentes avec les observations historiques et tenant compte des principes de prudence désormais retenus par l'exploitant.

⁹⁶. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/La-poursuite-de-fonctionnement-des-reacteurs-de-900-MWe-au-dela-de-40-ans>

⁹⁷. S'agissant des visites périodiques et des arrêts pour simple rechargement, les analyses d'allongements observés ont été réalisées sur la période allant de début 2017 à fin 2019 (soit près de 100 arrêts).

Figure 3.14 Durées initiales de visites décennales planifiées par l’exploitant et allongements constatés au 10 mars 2021



Cette modélisation représente aussi la variabilité des durées d’allongement autour des moyennes constatées, à travers une dispersion probabiliste de ces prolongations.

Par ailleurs, une hypothèse de montée en charge graduelle (sur plusieurs jours) au retour de chaque tranche, en cohérence avec les observations passées sur les derniers hivers, est également considérée.

D’autres indisponibilités non programmées longtemps à l’avance impactent le niveau de disponibilité du parc

D’autres motifs peuvent aussi abaisser le niveau de disponibilité du parc :

- ▶ les arrêts fortuits et/ou planifiés tardivement, indépendamment des cycles de rechargement

de combustible. Ces arrêts représentent en moyenne une perte de disponibilité proche de 2 GW en janvier ;

- ▶ les variations de puissance maximale effectivement disponible. En fonction de différentes contraintes techniques (usure du combustible en fin de cycle par exemple), de variations de rendements liées aux conditions climatiques (été/hiver notamment), ou encore de contraintes environnementales (températures maximales de rejets de l’eau de refroidissement autorisées dans des fleuves par exemple), la puissance maximale disponible des groupes peut en effet varier. Ces indisponibilités sont généralement inférieures à 1 GW en janvier en moyenne.

Le Bilan prévisionnel modélise également ces indisponibilités en exploitant les données historiques.

3.2.3 Une hypothèse de disponibilité du parc durablement réduite

Un niveau de disponibilité historiquement bas pour les trois prochains hivers

Les décalages temporels constatés par le passé par rapport aux annonces initiales, les retards successifs sur les durées d'arrêts particulièrement longues de tranches ainsi que les décalages du calendrier de mise en service de l'EPR de Flamanville font peser un climat d'incertitudes sur le niveau de disponibilité effective du parc nucléaire pendant les prochains hivers.

Afin de refléter ces incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire, RTE affiche une enveloppe sur la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur les trois hivers dont le calendrier des arrêts programmés est rendu public par l'exploitant.

Le haut de l'enveloppe est construit en considérant des dérives relativement modérées sur les durées d'arrêts programmés et déclarés sur les registres de transparence, et en retenant une configuration favorable sur les indisponibilités fortuites (très

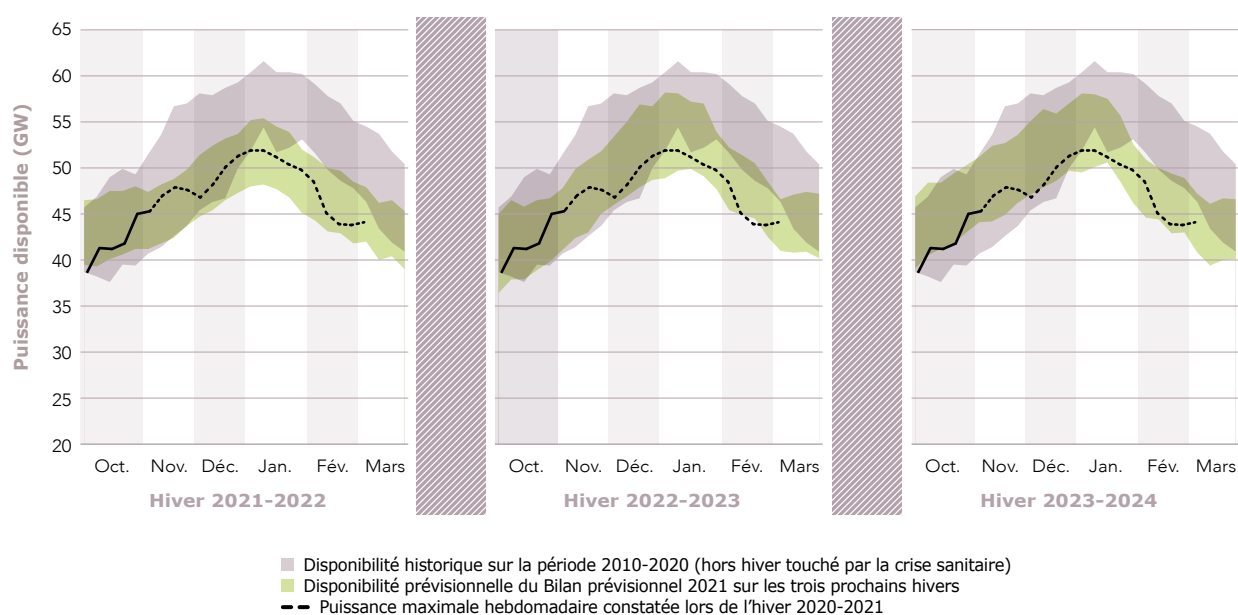
peu de nouveaux arrêts imprévus sont considérés). À l'inverse, le bas de l'enveloppe considère des prolongations d'arrêt plus importantes et un niveau d'indisponibilité fortuite davantage dégradé. L'amplitude de l'enveloppe varie selon les semaines et s'établit par exemple à une moyenne de 7 GW en janvier, correspondant d'une part à l'incertitude sur les dates de retours prévues et à l'incertitude sur le nombre de réacteurs susceptibles d'être concernés par des indisponibilités fortuites.

Dans ces circonstances, l'hypothèse d'une disponibilité du parc nucléaire historiquement faible durant les trois prochains hivers est retenue.

Une légère amélioration de la disponibilité du parc sur les hivers suivants

Les informations transmises par l'exploitant et relatives au calendrier des indisponibilités lors des années suivantes font état d'un nombre d'arrêts programmés en nette baisse lors des hivers 2024-2025 et 2025-2026. La disponibilité du parc nucléaire devrait ainsi s'améliorer significativement avec une disponibilité moyenne du parc lors de l'hiver 2024-2025 supérieure d'environ 2 GW par rapport à l'hiver précédent.

Figure 3.15 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur les trois prochains hivers



3.3 Le parc thermique se contracte avec la fermeture de ses installations les plus émettrices

3.3.1 Un objectif de fermeture du parc charbon d'ici 2022

Un plan de fermeture des centrales au charbon d'ici 2022

Le parc charbon français se compose aujourd'hui de cinq unités réparties sur quatre sites, pour une puissance installée totale de près de 3 GW.

Annoncée en juillet 2017 dans le cadre du Plan climat, la fermeture des centrales au charbon constitue une priorité du Gouvernement. La PPE réaffirme cet objectif d'arrêt des dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022.

La loi relative à l'énergie et au climat⁹⁸ adoptée le 8 novembre 2019, ainsi que le décret n°2019-1467 du 26 décembre 2019, fixent le cadre législatif associé à l'atteinte de cet objectif. Ces textes disposent que les émissions des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossile émettant plus de 0,55 tonnes d'équivalents dioxyde de carbone par mégawattheure, sont plafonnées à compter du 1^{er} janvier 2022⁹⁹. Pour une centrale au charbon, le plafond d'émissions de 0,7 kilotonne en équivalent dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique correspond à un seuil de fonctionnement annuel d'environ 700 heures.

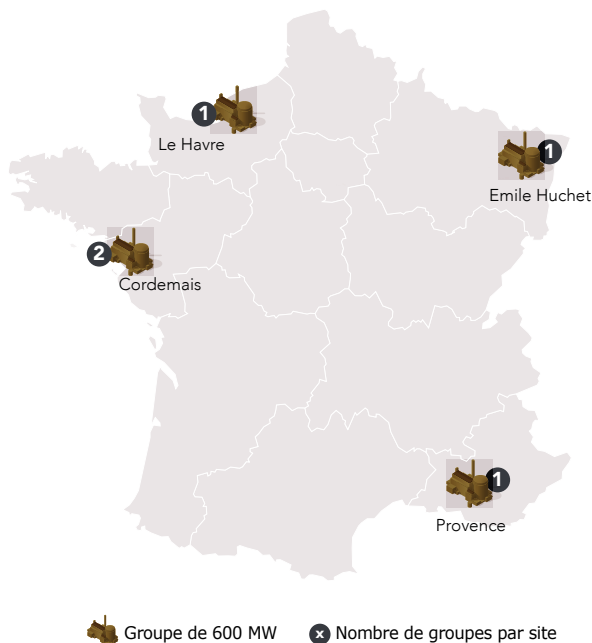
De nouvelles sollicitations de la filière au charbon dans les derniers mois, mais une production désormais largement réduite

La centrale au charbon de Gardanne (Provence) n'a fonctionné que quelques heures depuis le début du mois de janvier 2019, du fait de mouvements sociaux qui ont débuté en décembre 2018. Le groupe est resté à l'arrêt depuis, y compris lors des périodes de prix plus élevés qui ont conduit les trois autres centrales au charbon (Cordemais, Le Havre et Émile Huchet à Saint-Avold) à fonctionner. Le groupe au charbon de Gardanne est aujourd'hui déclaré à l'arrêt jusqu'à janvier 2022 par son exploitant.

En dehors de cette centrale, les centrales au charbon ont parfois fonctionné au cours de l'été et de l'hiver 2020, du fait de la faible disponibilité du parc nucléaire suite à la crise sanitaire. Il convient néanmoins de relativiser largement les enseignements que l'on peut en tirer.

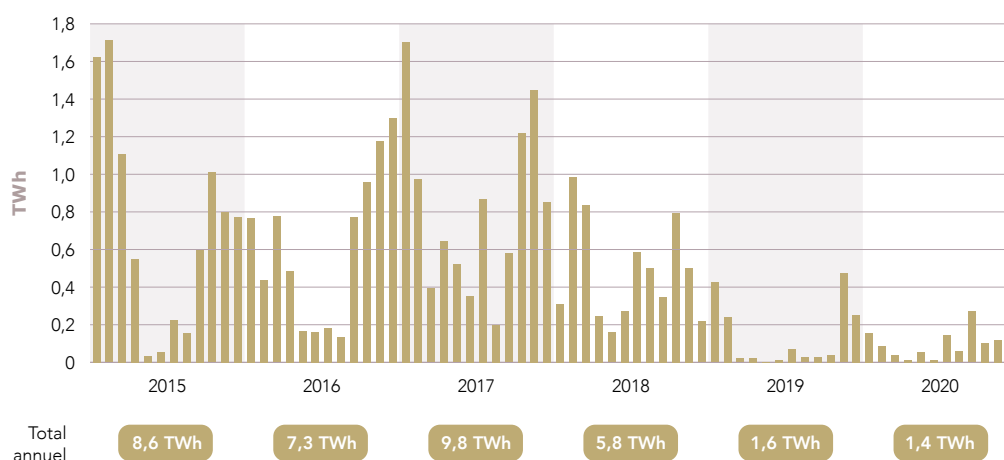
D'une part, une fois évalués sur le temps long, ces épisodes de production apparaissent plutôt rares et n'ont pas porté sur des volumes importants. Ils se sont ainsi inscrits en très net retrait par rapport aux moyennes historiques.

Figure 3.16 Centrales au charbon au 31 décembre 2020



98. <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-energie-climat>

99. <http://www.assemblee-nationale.fr/15/projets/pl1908.asp>

Figure 3.17 Production mensuelle des centrales au charbon en France depuis 2015

D'autre part, cette situation était prévue et cohérente avec la situation du système électrique. La faible disponibilité du parc au cours des derniers mois a ainsi conduit les exploitants à démarrer leur centrale au charbon par lorsque les conditions de marché étaient favorables (prix élevés, notamment durant les périodes de faible production éolienne qui ont été fréquentes au mois de septembre).

Hormis la centrale de Gardanne, les tranches charbon ont ainsi fonctionné chacune entre 100 et 1 000 heures en 2020. Cette baisse par rapport aux années précédentes s'explique avant tout par un espace économique de plus en plus réduit pour ces centrales, notamment du fait du développement soutenu des énergies renouvelables, l'augmentation du prix des quotas d'émissions de CO₂ et la plus forte compétitivité des moyens de production au gaz dans ce contexte.

Le calendrier de fermetures de certaines unités se précise et le maintien ou la conversion de la centrale de Cordemais reste encore en cours de discussion

Après la fermeture annoncée de la centrale du Havre au 1^{er} avril 2021, la fermeture des unités de Gardanne et Saint-Avold est prévue d'ici fin 2022.

En ce qui concerne la centrale de Cordemais, des échanges sont en cours entre l'État et l'exploitant pour un éventuel maintien ou une conversion à la biomasse. Cette centrale joue en effet un rôle particulier dans la sécurité d'alimentation et le maintien du plan de tension sur la zone du Grand Ouest. Le report de la mise en service de l'EPR de Flamanville conduit à une difficulté spécifique, analysée dans le rapport publié par RTE le 3 avril 2019, puis dans le Bilan prévisionnel 2019. EDF étudie un projet de reconversion pour cette centrale appelé «Ecocombust» visant à remplacer progressivement le charbon par des granulés fabriqués à base de déchets de bois (tailles de haies, bois d'ameublement, panneaux, emballages...) pour une exploitation sur la période 2022-2026. L'État et EDF ont établi début 2019 un programme de travail préalable à une prise de décision concernant la mise en œuvre du procédé «Ecocombust». À ce stade, aucune décision n'a encore été prise concernant une éventuelle conversion de la centrale.

Une hypothèse de sortie du charbon d'ici 2022

Compte-tenu de son indisponibilité annoncée sur la plateforme de transparence européenne et de la fermeture définitive prévu peu après, la centrale de Gardanne est considérée indisponible dans le

Bilan prévisionnel, avant une fermeture définitive fin 2022.

S'agissant des autres centrales, le Bilan prévisionnel 2020 retient comme hypothèses :

- ▶ la fermeture de la tranche du Havre mi 2021 ;
- ▶ la fermeture des tranches d'Émile Huchet et Cordemais à l'issue de l'hiver 2021-2022.

Le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais est étudié comme variante et levier possible pour rehausser le niveau de sécurité d'approvisionnement.

3.3.2 Un parc de centrales à cycle combiné au gaz complété par la mise en service de la centrale de Landivisiau

Un parc de cycles combinés aux gaz récent
Dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et de perspectives fortes de croissance de la consommation électrique, les premiers cycles

combinés au gaz (CCG) ont été mis en service en France dans les années 2000. Cette technologie bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact environnemental est moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un taux d'émission de CO₂ réduit de moitié.

Les perspectives de prix du gaz durablement bas laissaient à l'époque entrevoir une forte compétitivité économique de ces moyens de production. C'est ainsi que la filière a connu un développement assez rapide au cours de la dernière décennie, avec des mises en service principalement concentrées entre 2008 et 2012.

Le parc français est stable depuis plusieurs années et représente une capacité installée de 6,2 GW pour 14 installations.

L'interdiction de nouveaux projets confirmée dans la PPE (à l'exception du projet de Landivisiau)

La nouvelle PPE adoptée en avril 2020 a réaffirmé l'interdiction de nouveaux projets de centrale thermique à combustible fossile, à l'exception de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau actuellement en cours de construction.

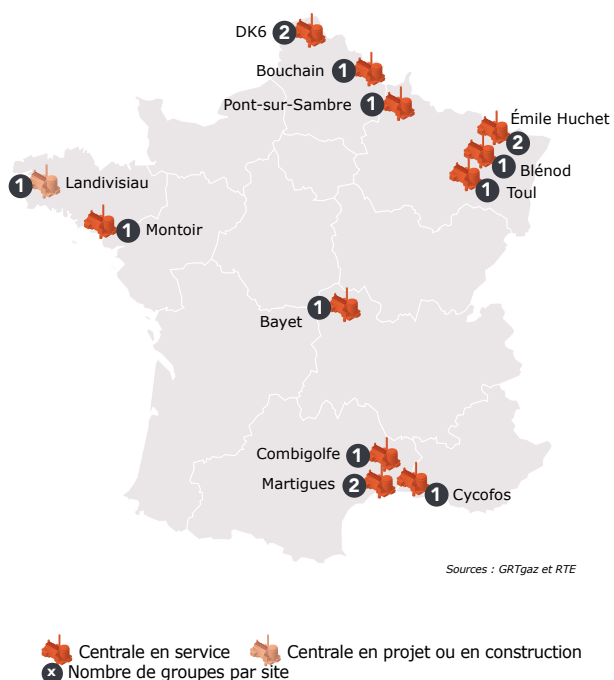
Le projet de cycle combiné au gaz sur le site de Landivisiau, issu du Pacte électrique breton de 2010, a été attribué à un consortium Direct Énergie-Siemens en 2012 à l'issue d'un appel d'offres. La mise en service du CCG, initialement prévue pour 2016, a connu depuis d'importants retards, liés en particulier à l'enquête approfondie menée par la Commission européenne et aux contentieux portant sur les autorisations du projet.

Le Bilan prévisionnel considère un maintien du parc existant, complété par la mise en service de la centrale de Landivisiau

Le cycle combiné au gaz (CCG) de Landivisiau sera pleinement en service début 2022, avec un décalage de quelques mois par rapport à l'hypothèse retenue dans le précédent Bilan prévisionnel du fait des travaux nécessaires de renforcement du réseau de transport de gaz naturel.

Des analyses de viabilité économique pour la filière sont aussi conduites dans ce Bilan prévisionnel.

Figure 3.18 Cycles combinés au gaz au 31 décembre 2020



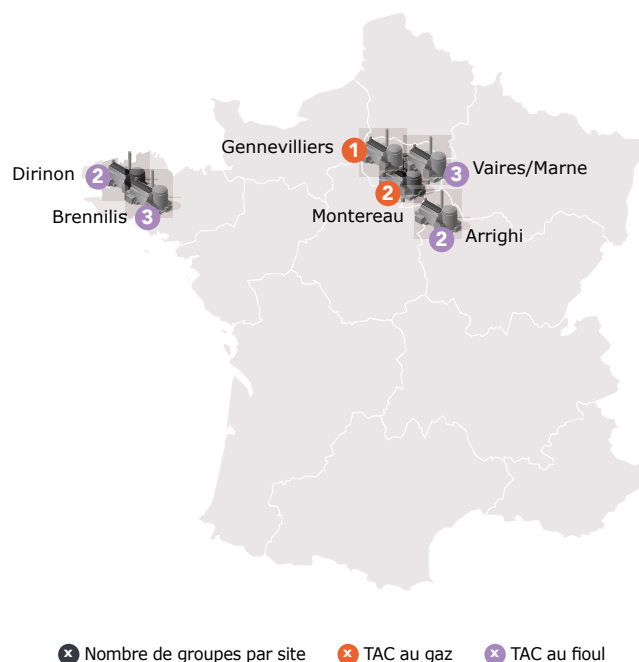
3.3.4 Une érosion du parc de turbines à combustion après 2025

Un parc globalement récent comprenant toutefois quelques installations vieillissantes

Le mix électrique français comprend également des moyens de pointe, et notamment un parc de 2 GW de turbines à combustion (TAC) conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an. Il est composé principalement de moyens de production au fioul (1,4 GW) et au gaz (0,6 GW). Un peu moins des deux tiers des installations ont été mises en service après 2007.

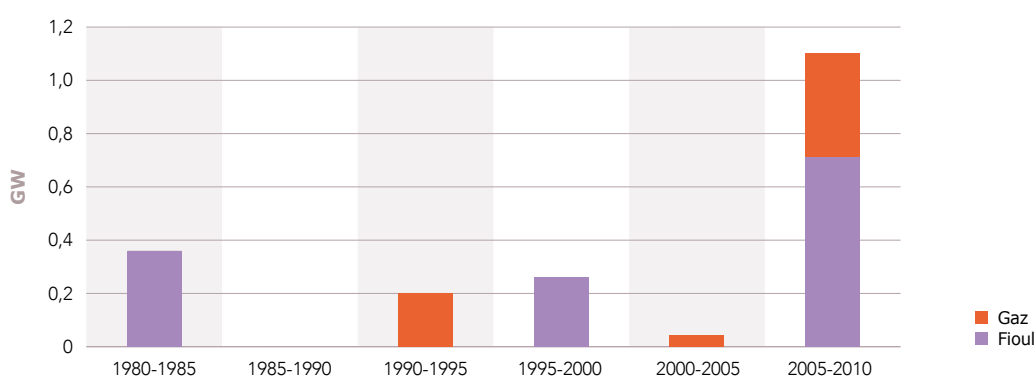
Les turbines à combustion bretonnes les plus anciennes auront néanmoins atteint quarante années de fonctionnement début 2021 (quatre des cinq turbines à combustion au fioul de Brennilis et Dirinon, environ 360 MW de puissance installée). Bien que leur exploitant n'ait pas annoncé à ce jour de dates de fermeture, le déclassement de certaines de ces centrales à moyen terme fait partie des options à envisager dans une étude de sécurité d'approvisionnement.

Figure 3.19 Turbines à combustion (de plus de 80 MW) au 31 décembre 2020



⊗ Nombre de groupes par site ⊗ TAC au gaz ⊗ TAC au fioul

Figure 3.20 Date des mises en service des turbines à combustion en France



Le Bilan prévisionnel considère une érosion de la filière des turbines à combustion sur le deuxième horizon de l'étude

L'hypothèse de référence retenue pour le Bilan prévisionnel est le maintien de l'ensemble des turbines à combustion sur l'horizon 2020-2025. Au-delà de 2025, RTE considère les TAC bretonnes les plus anciennes comme fermées (déclassement de l'ordre de 400 MW).

Des analyses de viabilité économique pour la filière sont aussi conduites dans ce Bilan prévisionnel.

3.3.5 Une hypothèse de contraction progressive du parc de cogénérations

Un parc de plusieurs gigawatts raccordé sur les réseaux publics de transport et de distribution

Fin 2020, la capacité du parc installé représente environ 5,7 GW (5,2 GW de cogénérations au gaz et 0,5 GW de cogénérations au fioul). Les unités sont réparties pour moitié sur le réseau de transport et pour moitié sur les réseaux de distribution.

Les cogénérations au gaz sont essentiellement constituées d'unités sous contrat d'obligation d'achat et d'unités qui se valorisent sur les marchés de l'énergie et de capacité.

Des trajectoires d'évolution incertaines au regard des ambitions climatiques de la France et des conditions de marché en sortie de crise

Le parc de cogénérations au gaz s'est légèrement développé en 2020 (de près de 300 MW).

La PPE indique cependant que le développement de cette filière n'est pas compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et que le soutien public fort aux nouvelles installations n'apparaît désormais plus justifié. L'évolution du parc de cogénérations au gaz est ainsi fortement incertaine : d'un côté de nombreuses unités atteignent l'échéance de fin de leur contrat d'obligation d'achat (quasiment l'intégralité des contrats existants devraient s'achever d'ici 2030), de l'autre les conditions de marché

actuelles sont fortement perturbées par la crise sanitaire et pourraient potentiellement augmenter l'espace économique de cette filière, notamment sous l'effet de la baisse de production nucléaire annoncée. À terme, la suppression des dispositifs de soutien à la filière devrait tout de même amener à diminuer le parc actuel.

Le parc de cogénérations au fioul est quant à lui resté stable en 2020. Dans un contexte de lutte contre les gaz à effet de serre, la contraction du parc devrait apparaître sur l'horizon de moyen terme.

Une production complémentaire saisonnière, qui contribue à l'équilibre du système électrique

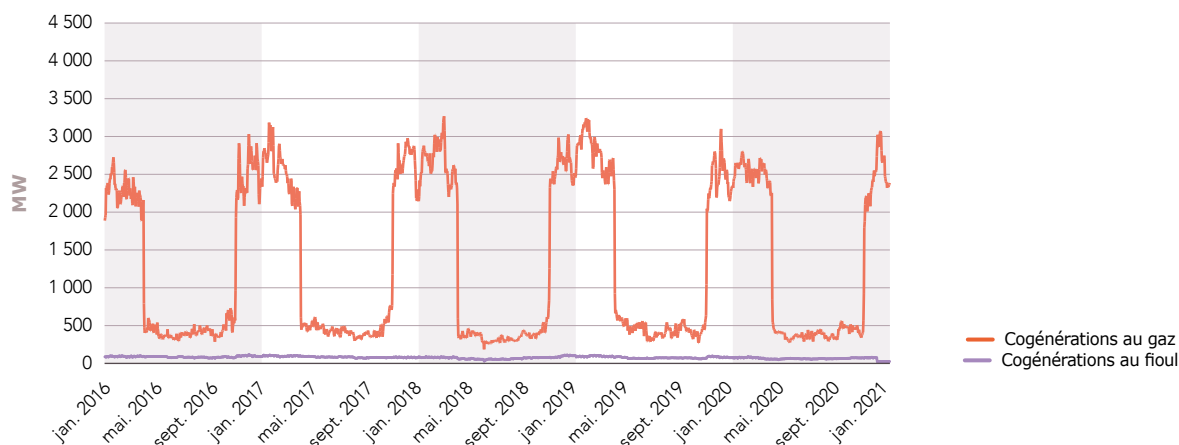
Le volume annuel de production des cogénérations au gaz et au fioul est relativement stable ces dernières années, de l'ordre d'une dizaine de terawatts heures (en 2020 : 11,6 TWh pour les cogénérations au gaz et 0,6 TWh pour les cogénérations au fioul).

La production électrique issue des cogénérations au gaz est significativement plus importante en hiver, notamment du fait des installations bénéficiant de l'obligation d'achat d'électricité de novembre à mars. La cogénération permet donc d'apporter une production électrique complémentaire saisonnière.

L'historique de production présenté ci-dessous illustre les différents modes de fonctionnement des cogénérations au gaz, notamment la saisonnalité de la production, avec une production maximale journalière comprise entre 300 et 700 MW en été et entre 2000 et 3300 MW en hiver. Cette production regroupe des unités fonctionnant en bande toute l'année (avec une production de l'ordre de 300 MW), des unités sous obligation d'achat fonctionnant principalement en hiver et des unités vendant leur énergie sur les marchés.

L'analyse du fonctionnement des cogénérations au gaz montre une variation infra-journalière relativement faible, les valeurs minimales et maximales au sein d'une journée étant relativement proches.

Les cogénérations au fioul montrent quant à elles depuis plusieurs années une production « en bande » entre 60 et 80 MW.

Figure 3.21 Puissance maximale journalière des cogénérations depuis 2016

Le Bilan prévisionnel envisage une fermeture de la filière fioul d'ici 2025 et une contraction de la filière gaz après 2025

Compte-tenu des incertitudes économiques présentes pour le parc, les hypothèses retenues dans ce Bilan prévisionnel sont :

- ▶ une stabilité du parc de cogénérations au gaz jusqu'en 2025 suivie d'une contraction partielle (de l'ordre de 250 MW/an) ;
- ▶ une contraction progressive du parc de cogénérations au fioul (de l'ordre de 150 MW/an), amenant à une fermeture du parc d'ici 2025 ;
- ▶ un profil de production cohérent avec le profil observé en 2020¹¹.

3.3.6 Une hypothèse de fermeture des autres unités thermiques de faible puissance unitaire d'ici 2030

Le reste du parc thermique est constitué de groupes de faible puissance unitaire (de l'ordre de quelques mégawatts), fonctionnant pour près de 70% au fioul (groupes diesel), le reste du parc étant au gaz.

Fin 2020, ce parc représente une puissance installée de l'ordre de 1,4 GW.

Les groupes thermiques de faible puissance unitaire contribuent également à l'équilibre du système électrique, notamment via des mécanismes de marché. La puissance maximale produite en 2020 par ces installations est d'environ 500 MW pour les unités au fioul et 120 MW pour les unités au gaz. Alors que le parc gaz maintient une partie de sa production toute l'année, le parc fioul fait apparaître une production saisonnalisée et concentrée sur l'hiver.

Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre devraient conduire, selon un calendrier qui reste à préciser, à une réduction de la capacité installée.

Le Bilan prévisionnel envisage une fermeture progressive du parc

Compte-tenu des incertitudes économiques présentes pour le parc, les hypothèses retenues dans ce Bilan prévisionnel sont :

- ▶ une stabilité du parc au gaz jusqu'à 2025, suivie d'une fermeture progressive entre 2025 et 2030 ;
- ▶ une érosion progressive du parc au fioul amenant à une fermeture complète d'ici 2024 ;
- ▶ un profil de production cohérent avec le profil observé en 2020¹⁰⁰.

¹⁰⁰. Production « en bande » calée sur l'historique, puissance maximale limitée à la puissance maximale observée, etc. (proportionnellement à la capacité installée)

3.4 Différentes solutions de stockage sont déjà existantes ou devraient émerger à moyen terme

3.4.1 Le développement du parc de stations de transfert d'énergie par pompage devrait intervenir après 2030

Le parc actuel de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) se compose de six centrales pour une puissance de pompage de 4,2 GW et une puissance de turbinage de 4,9 GW. La PPE identifie un besoin journalier et infra-hebdomadaire de nouvelles capacités aux horizons 2030 à 2035. Toutefois, pour ces projets, il est nécessaire d'anticiper les décisions de réalisation, au regard de la durée des procédures et travaux à engager (près de 10 ans) et dans la mesure où ces décisions doivent être intégrées dans des procédures d'octroi de concession.

Dans ce cadre, la PPE fixe ainsi comme objectif d'engager d'ici à 2023 les démarches permettant le développement des stations de pompage d'électricité pour un potentiel de 1,5 GW identifié en vue des mises en service des installations entre 2030 et 2035.

En dehors du suréquipement sur la STEP de la Coche réalisé en 2019, aucun projet de nouvelle installation n'est à ce jour engagé.

Pas de nouvelle STEP sur l'horizon d'étude

Compte tenu de la durée des procédures et des travaux à engager ainsi que de l'horizon envisagé, aucune évolution de capacité n'est considérée sur l'ensemble de l'horizon.

3.4.2 Des premières capacités de stockage stationnaire par batteries se développent

La contribution à la sécurité d'approvisionnement via le mécanisme de capacité et la fourniture de réglage de fréquence comme principaux débouchés actuels

Le développement de batteries stationnaires sur le système électrique s'est accéléré depuis 2019, même si la puissance aujourd'hui installée reste relativement limitée (de l'ordre de 100 MW). La quasi-totalité des projets de batteries se développent sur un modèle d'affaires basé sur la fourniture de réglage primaire de fréquence, dont la rémunération est complétée par celle du mécanisme de capacité.

Le développement des batteries pour fourniture de réglage de fréquence est observé dans de nombreux pays européens, et est cohérent avec les perspectives de développement envisagées dans les dernières publications de RTE sur la flexibilité du système électrique (étude Réseaux électriques intelligents¹⁰¹, Bilan prévisionnel 2017¹⁰²...).

Le développement s'est accéléré depuis début 2021 sous l'effet des appels d'offres long-terme, lancés fin 2019. Ce dispositif permet de sécuriser financièrement le développement de nouvelles capacités, en apportant aux projets lauréats une garantie sur leur rémunération au titre du mécanisme de capacité pendant sept années, sous forme d'un contrat pour différence avec le prix sur le marché de capacité. Près de 250 MW de projets de batteries ont été retenus à l'issue de ces appels d'offres et sont attendus pour mise en service en 2021 et 2022. Une partie de ces projets connaissent divers retards liés notamment aux conséquences de la crise sanitaire mais ne sont pas remis en cause.

¹⁰¹. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Reseaux%20electriques%20intelligents%202017%20-%20rapport%20complet.pdf>

¹⁰². https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017_complet_vf_compressed.pdf

Le recensement par RTE et les GRD de l'ensemble des demandes de raccordement a permis d'identifier près de 400 MW de projets de batteries qui devraient se raccorder d'ici fin 2022 (qu'ils soient lauréats ou non des appels d'offres long-terme), s'ajoutant aux 100 MW déjà raccordés au réseau.

Compte-tenu des besoins limités en services système, le gisement sur ce modèle de valorisation devrait rapidement saturer autour de ce niveau de l'ordre de 500 MW, en cohérence avec différentes études économiques publiées par RTE sur le stockage¹⁰³.

À moyen-terme, un développement supplémentaire du stockage par batterie conditionné à une baisse rapide des coûts

Une fois atteint le gisement de valorisation sur la fourniture de services système, le stockage par batteries devra se développer en se basant sur d'autres modèles économiques :

- ▶ En se valorisant sur le marché de l'énergie, via des cycles de stockage/déstockage permettant d'arbitrer sur les écarts de prix entre différents instants ;
En contribuant à éviter ou différer des investissements pour le renforcement des réseaux, notamment dans les zones contraintes en évacuation de production renouvelable.
RTE expérimente actuellement ainsi ce type d'approche (dans le cadre du projet « Ringo » mais aussi via un appel à recensement d'intérêt lancé en janvier 2021 pour la mobilisation de flexibilités locales, qui pourraient se baser sur des moyens de stockage).
- ▶ En accompagnement du développement de l'auto-consommation chez les consommateurs, notamment résidentiels, sous forme de petites batteries.

Pas de cible chiffrée pour le développement des batteries dans la PPE

La PPE encourage le développement du stockage stationnaire par batterie, mais sans objectif chiffré. Elle évoque notamment la poursuite des travaux de R&D ou de démonstration visant à développer des solutions

de stockage compétitives, l'étude des possibilités de développement d'une filière industrielle française pour les batteries, ou encore la mise en place d'un cadre pour généraliser le développement de batteries pour gérer des congestions sur les réseaux.

L'intégration des premières capacités dans le Bilan prévisionnel

Compte-tenu des éléments contextuels, RTE retient comme hypothèse un développement rapide de batteries stationnaires sur le système électrique à hauteur de près de 500 MW d'ici fin 2022, sans autre développement réellement significatif jusqu'à 2030.

3.4.3 Le stockage saisonnier par gaz de synthèse de grande ampleur ne devrait pas intervenir dans la prochaine décennie

Le couplage sectoriel comme outil de flexibilité pour le système électrique

Dans les projections sur l'évolution du mix énergétique à long terme, l'hydrogène est souvent présenté à la fois comme une source de flexibilité et un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

À l'horizon 2030-2035, l'enjeu du développement de l'hydrogène bas carbone participe d'une démarche de décarbonation des usages existants, par exemple pour les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie mais potentiellement aussi pour la mobilité lourde (de manière complémentaire aux solutions entièrement électriques) ou pour alimenter le réseau de gaz existant en substitution du gaz fossile (dans une certaine limite).

L'hydrogène pourrait aussi contribuer, dans certaines conditions, à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage et déstockage (*power-to-gas-to-power*). Mais aux échéances de ce Bilan prévisionnel, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage n'est pas nécessaire pour obtenir une diversification du mix électrique (réduction de la part du nucléaire à 50 %) et accueillir les volumes d'énergies renouvelables

¹⁰³. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Reseaux%20electriques%20intelligents%202017%20-%20rapport%20complet.pdf>

prévus par la PPE. Cela pourrait s'avérer intéressant, mais à plus long terme (horizon 2050) dans des scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables.

Des objectifs publics tournés vers la décarbonation de l'hydrogène industriel à moyen terme

Les priorités identifiées par l'État pour le développement de l'hydrogène à moyen terme consistent à convertir la production conventionnelle de l'hydrogène industriel vers un mode de production décarboné.

S'agissant du stockage saisonnier par gaz de synthèse, la PPE ne prévoit aucun développement ou soutien spécifique à moyen terme.

Pas de stockage saisonnier sur l'horizon d'étude

En l'état actuel de développement de la filière, ce Bilan prévisionnel ne retient pas de développement significatif de stockage saisonnier par gaz de synthèse (hydrogène, méthane...) sur l'ensemble de l'horizon.

HYPOTHÈSES EUROPÉENNES

4

HYPOTHÈSES EUROPÉENNES

4.1 Les ambitions climatiques européennes et leur déclinaison dans les plans nationaux

L'Union européenne et l'ensemble des États membres sont signataires de l'Accord de Paris sur la lutte contre le réchauffement climatique. Cela s'est traduit par des objectifs fixés au niveau communautaire pour 2030 de 32 % de part des renouvelables dans la consommation totale d'énergie, d'une baisse de 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990 et d'un gain d'efficacité énergétique de 32,5 %.

Dans le cadre de l'Accord de Paris, les États membres doivent définir des stratégies nationales sur l'évolution de leur système énergétique et des objectifs et mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le règlement sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat (EU) 2018/1999 a mis en place un suivi de ces stratégies permettant l'atteinte collective de l'ambition climatique de l'Union européenne.

Les États membres sont ainsi tenus de définir (i) des stratégies nationales long terme (à horizon 2050), qui doivent être mises à jour tous les dix ans, et (ii) des plans nationaux énergie-climat (PNEC) couvrant la période 2021-2030, dont une première version a été publiée en 2018 et qui doivent être mises à jour en 2023. Les stratégies de long-terme précisent les objectifs de réduction des émissions par secteur et le développement des puits de carbone. Les PNEC définissent les objectifs de réduction des émissions à horizon 2030 et précisent les objectifs en matière d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'évolution du mix énergétique, de développement des interconnexions et de programmes de recherches.

La Commission européenne a publié en septembre 2020 une analyse des versions finales des PNEC

qui montre que les mesures incluses dans les plans nationaux permettent d'atteindre, voire de dépasser légèrement, les objectifs européens de part des renouvelables dans la consommation totale d'énergie et de baisse des émissions. Cependant les PNEC ne permettraient d'atteindre un gain d'efficacité énergétique que de 29,5 % pour une cible de 32,5 %.

La mise en place de la nouvelle Commission européenne en 2019 s'est accompagnée d'une volonté de rehausser l'ambition climatique européenne. Ce projet a pris la forme du Pacte vert pour l'Europe visant l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55 % en 2030 par rapport à 1990. La retranscription législative de cette nouvelle ambition est en cours.

Si l'objectif de neutralité carbone en 2050 fait désormais consensus, les discussions se poursuivent sur la cible de réduction des émissions en 2030. D'un côté, le Parlement européen a adopté en octobre 2020 un mandat de négociation avec un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 60 %. D'un autre côté, le Conseil européen s'est accordé sur une cible d'au moins 55 % mais avec une règle de comptabilisation différente (sur la prise en compte des émissions négatives, notamment les technologies de capture de carbone). Le Parlement européen, le Conseil européen et la Commission européenne doivent désormais s'accorder pour que le Pacte vert soit définitivement adopté. Cette nouvelle ambition n'est pas encore intégrée dans les objectifs nationaux et les analyses menées dans le cadre de ce Bilan prévisionnel reposent sur les plans des états, qui permettent d'atteindre l'objectif de 40 %.

4.2 Un périmètre géographique d'étude large pour prendre en compte les effets des stratégies des pays européens

Les interconnexions jouent un rôle important en termes d'optimisation du fonctionnement du système électrique à la maille du continent, permettant de mutualiser les ressources (évitant à chaque pays de devoir dimensionner ses moyens de production sur ses pointes de consommation) et d'optimiser à chaque instant l'utilisation des moyens de production à la maille européenne. Le développement des interconnexions contribue largement à la transition du secteur électrique européen. Compte tenu des niveaux d'interconnexion de la France avec les pays voisins, l'impact des décisions prises à l'échelle nationale doit être analysé en représentant le fonctionnement du système électrique à la maille européenne.

Le Bilan prévisionnel repose sur une modélisation explicite de 17 pays de l'ouest et du centre de l'Europe¹⁰⁴. Ce large périmètre permet de prendre en compte l'impact de l'évolution des mix électriques de ces pays et des capacités d'interconnexion sur le fonctionnement du système électrique français (équilibre offre-demande, bilans énergétiques, émissions de CO₂, prix de marché et viabilité économique des moyens, etc.).

Pour chaque pays, les hypothèses considérées sur la demande, les capacités de production (parc installé, disponibilité, coûts, etc.) et les capacités d'interconnexion reposent sur les travaux les plus récents de l'association des gestionnaires de réseau européens (ENTSO-E), c'est-à-dire le Mid-term Adequacy Forecast (MAF)¹⁰⁵, publié fin 2020. Certaines données ont été enrichies d'informations plus récentes, lorsque pertinent (impact de la crise sanitaire, stratégies hydrogène, etc.).

Figure 4.1 Périmètre géographique du Bilan prévisionnel¹⁰⁴



Les chiffres présentés dans l'ensemble de ce document, sauf mention contraire, le sont au périmètre des pays modélisés dans le Bilan prévisionnel (voir figure 4.1).

¹⁰⁴. Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Irlande, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Royaume-Uni, Suède et Suisse

¹⁰⁵. <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>



4.3 Un rôle accru de l'électricité dans la consommation d'énergie finale qui conduit à une hausse de la demande électrique malgré les gains d'efficacité énergétique

Depuis une décennie, la demande électrique européenne (au périmètre des pays modélisés dans le Bilan Prévisionnel) stagne voire se contracte très légèrement (-2% entre 2010 et 2018¹⁰⁶) avec certaines disparités entre pays (la baisse a atteint -9% sur la période en Grande-Bretagne). Cette stagnation, résulte notamment de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La part de l'électricité dans la demande finale d'énergie a très légèrement progressé sur la même période passant de 24% à 25% du fait de transfert d'usages. Sur la décennie à venir, ces transferts d'usage vers l'électricité devraient s'intensifier et largement compenser les baisses de consommation associées à l'efficacité énergétique dans la majorité des pays voisins. La consommation d'électricité devrait ainsi progresser de près de 15% entre 2019 et 2030.

Figure 4.2 Évolution de la consommation d'électricité et part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie au périmètre du Bilan prévisionnel

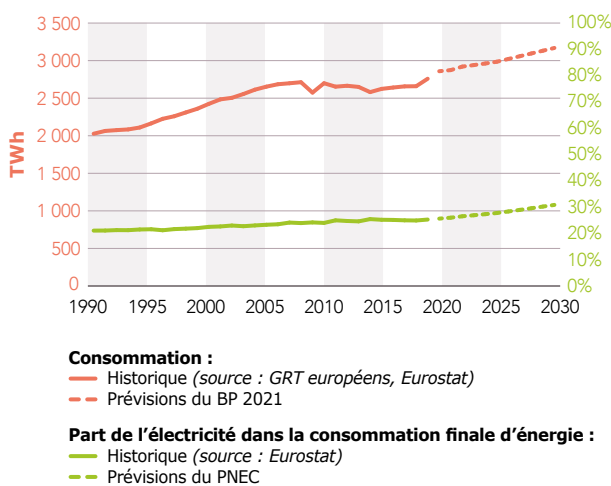
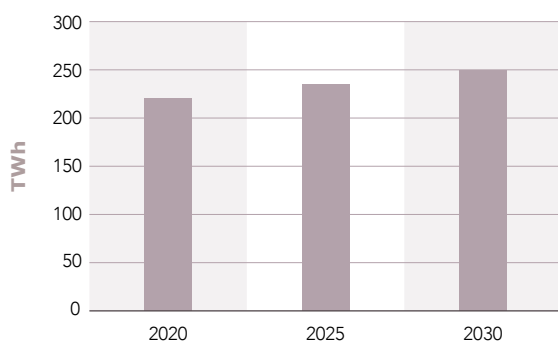


Figure 4.3 Évolution de la consommation thermosensible au périmètre du Bilan prévisionnel



Le développement des usages de l'électricité

Les principaux transferts d'usage vers l'électricité concernent les transports (véhicules électriques), le chauffage et la production d'hydrogène.

Le secteur du bâtiment représente 36% des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne (l'essentiel de ces émissions correspond au chauffage et à la production d'eau chaude sanitaire). Pour la plupart des pays européens, les ambitions de réduction des émissions de CO₂ dans le secteur du bâtiment reposent sur la rénovation thermique, le recours accru à des solutions bas-carbone et des solutions efficaces, notamment les pompes à chaleur électriques.

Sur la base des projections des gestionnaires de réseau de transport européens, la consommation d'électricité pour le chauffage des bâtiments devrait progresser de 13% entre 2020 et 2030, soit de l'ordre de 30 TWh de consommation annuelle sur l'ensemble des pays du périmètre représenté dans le Bilan prévisionnel.

Le secteur des transports représente aujourd'hui 27% des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne. L'Europe a mis en place des normes sur

¹⁰⁶. Les valeurs de réalisé couvrent la période historique jusqu'à 2018, elles n'intègrent donc pas la baisse de la consommation en 2020 liée à la crise Covid.

les émissions kilométriques des véhicules commercialisés. La norme actuellement en vigueur impose aux constructeurs de commercialiser des véhicules dont les émissions kilométriques sont inférieures à 95 gCO₂/km en moyenne, sous peine d'être exposés à des pénalités importantes. L'atteinte de cet objectif repose sur la nécessité pour les constructeurs de commercialiser une part de véhicules bas carbone.

Les véhicules électriques constituent aujourd'hui la principale alternative bas-carbone aux véhicules thermiques et de nombreux états européens ont adopté des mesures pour favoriser leur adoption et ont décidé l'interdiction à terme de la commercialisation de véhicules fonctionnant aux carburants fossiles (interdiction en 2025 en Norvège, en 2030 au Danemark, Suède, Pays-Bas, Irlande et Slovénie, en 2035 au Royaume-Uni et en 2040 en Espagne et en France).

Selon les hypothèses des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens considérées pour l'exercice Mid-term Adequacy Forecast 2020 (MAF)¹⁰⁷ de l'ENTSO-E, le parc de véhicules particuliers électriques devrait passer de moins de 2 millions d'unités actuellement à près de 10 millions en 2025 et 33 millions en 2030.

Dans l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, l'intérêt que peut présenter l'hydrogène pour décarboner certains secteurs (procédés haute température, matière première, mobilité lourde et/ou sur longue distance...), l'enjeu actuel de réduire les émissions associées à la production d'hydrogène (produit quasi-exclusivement par le vaporeformage de méthane, procédé émetteur de CO₂) et le progrès technique des électrolyseurs ont conduit la Commission européenne et plusieurs États membres à mettre en place des stratégies hydrogène. En 2020, la Commission européenne et cinq états membres¹⁰⁸ ont publié des stratégies spécifiques. D'autres états sont en cours d'élaboration de leurs stratégies.

Les hypothèses retenues pour l'étude (sur la puissance des électrolyseurs installés et la production annuelle d'hydrogène par électrolyse) reposent sur

Figure 4.4 Évolution du nombre de véhicules électriques par pays du périmètre du Bilan prévisionnel

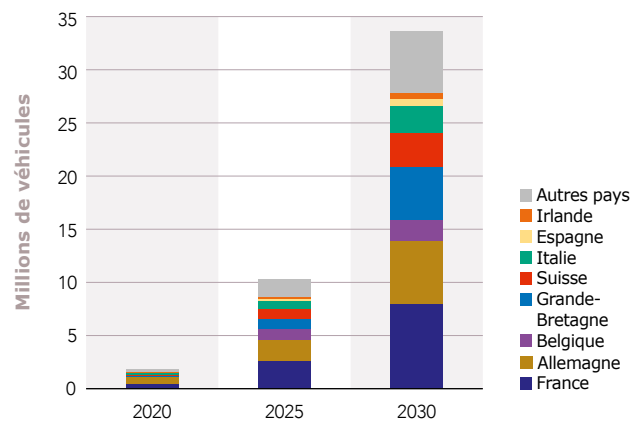
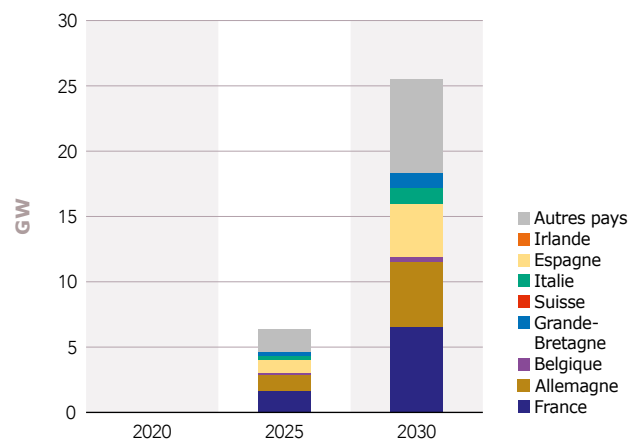


Figure 4.5 Évolution de la capacité d'électrolyse par pays du périmètre du Bilan prévisionnel



les stratégies définies par les autorités nationales. Pour les pays n'ayant pas encore développé de tels documents, une hypothèse de répartition par pays des objectifs de puissance installée de la stratégie de la Commission européenne a été réalisée, au prorata de la demande électrique actuelle.

Ainsi la capacité d'électrolyse considérée sur le périmètre du Bilan Prévisionnel atteint 6 GW en

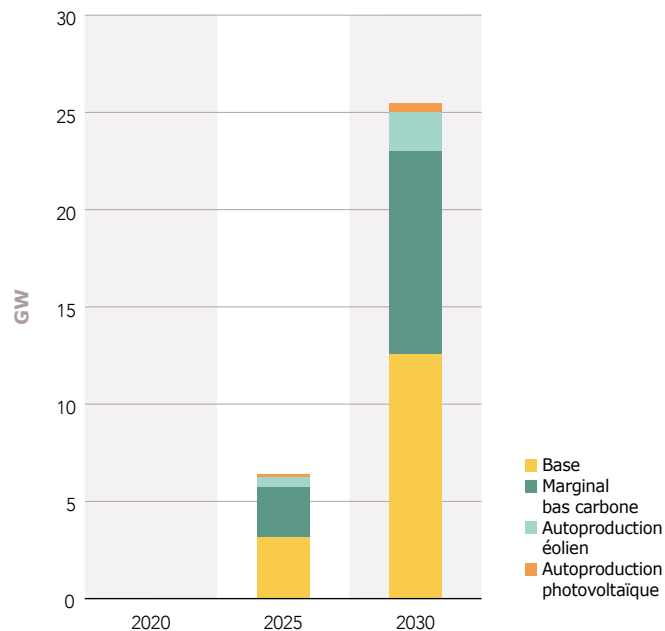
¹⁰⁷. <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

¹⁰⁸. Allemagne, France, Espagne, Pays-Bas et Portugal

2025 et près de 26 GW en 2030 pour une consommation d'électricité de près de 130 TWh.

Plusieurs modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs ont été décrits dans le rapport de RTE¹⁰⁹ (la transition vers un hydrogène bas carbone, 2020) : fonctionnement «en base» (hors périodes de tension sur le système électrique), fonctionnement lors des périodes de marginalité bas-carbone (nucléaire ou renouvelable) ou fonctionnement en autoproduction éolien et photovoltaïque. L'hypothèse retenue consiste à considérer que la majeure partie des capacités d'électrolyse est répartie pour chaque pays à part égales entre le mode de fonctionnement «base» et le mode «marginal bas-carbone». Si la part du mode autoconsommation photovoltaïque reste limitée, une part croissante a été attribuée au mode autoconsommation éolien maritime pour les pays du pourtour de la mer du Nord. Il est fait l'hypothèse que les électrolyseurs ne fonctionnent pas lors des périodes de tension sur le système électrique, car cela ne serait pas leur intérêt économique du fait des prix élevés de l'électricité que ces périodes engendrent.

Figure 4.6 Évolution de la capacité d'électrolyse par mode de fonctionnement



109. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

4.4 Un parc de production d'électricité qui se transforme avec un développement massif des capacités de production renouvelables et une contraction des parcs thermique et nucléaire

La transition énergétique en Europe s'est déjà traduite sur la décennie passée par une évolution significative du parc de production d'électricité. De nombreux pays ont engagé la fermeture ou la mise en réserve de capacités de production fortement émettrices de CO₂. Sur la période 2015-2020, ce sont 128 GW de capacité au fioul, charbon ou lignite qui ont été fermées (une faible partie a été mise en réserve stratégique)¹¹⁰. Ces capacités fermées ou mises en réserve pendant la décennie écoulée représentent 57 % du parc thermique fossile de 2015.

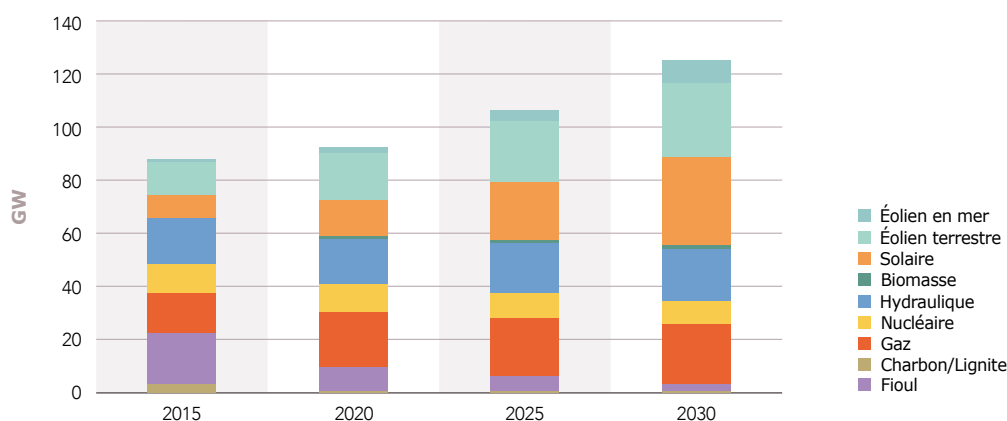
La fermeture de ces capacités fortement émettrices a été accompagnée d'un développement important des capacités renouvelables (éolien, photovoltaïque et dans une moindre mesure hydraulique)

et de centrales au gaz. En cinq ans, la capacité installée éolienne et photovoltaïque a progressé de 50 % (passant de 223 GW à 337 GW) et la puissance installée de centrales au gaz a augmenté d'un tiers.

Par ailleurs, une première réduction de la capacité nucléaire a été engagée par certains pays (France, Royaume-Uni et principalement l'Allemagne), mais pour un effet encore limité (fermeture de 5 GW sur 111 GW sur la période 2015-2020, au périmètre des pays représentés dans le Bilan prévisionnel).

Les stratégies des différents pays pour la décennie à venir consistent à prolonger ces tendances sur le parc de production et, pour certaines filières, à les accélérer significativement.

Figure 4.7 Évolution de la capacité de production d'électricité installée au périmètre du Bilan prévisionnel



¹¹⁰. Dans les pays ayant une réserve stratégique, ces capacités sont disponibles en cas de forte tension sur la sécurité d'approvisionnement mais ne participent plus au marché de l'énergie.



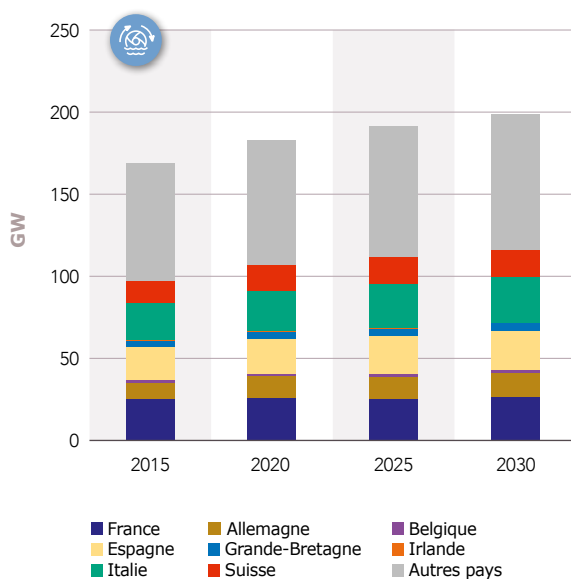
Hydraulique

La production d'électricité d'origine hydraulique représente la principale source renouvelable en Europe (au périmètre du BP) avec 481 TWh produits en 2018, soit 16% de la production d'électricité. Le parc installé représente 169 GW en 2018.

Parmi les capacités installées, 96 GW correspondent soit à des capacités pilotables de type «lac» qui permettent un placement de la production optimisée sur des périodes allant de la semaine à plusieurs mois, soit à des stations de transfert d'énergie par pompage.

La plupart des gisements en Europe sont aujourd'hui exploités. Cependant, les capacités installées peuvent être augmentées (via notamment des suréquipements sur les sites existants). Ainsi, la capacité installée de production hydraulique devrait progresser de 28 GW d'ici 2030. La croissance prévue de la capacité hydraulique pilotable à cet horizon est ainsi plus importante que celle des capacités de production à partir de gaz (+18 GW sur la période).

Figure 4.8 Évolution des capacités hydrauliques en Europe (au périmètre du BP)



Solaire

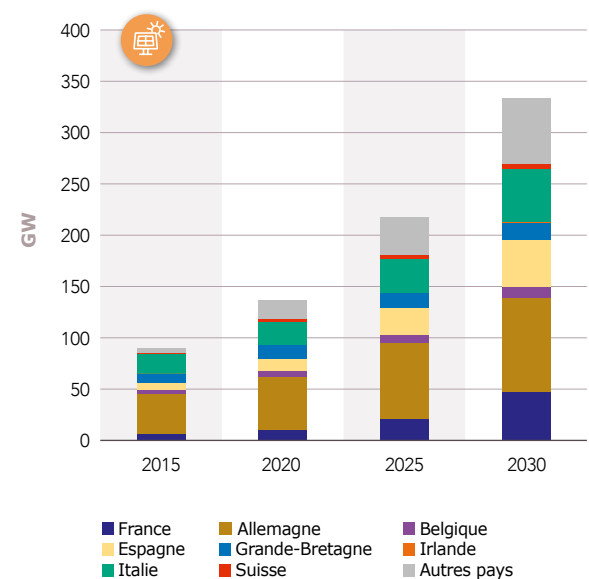
Malgré une forte progression des capacités, la production d'électricité d'origine solaire a atteint 111 TWh en 2018 en Europe (au périmètre du BP), soit 4% de la production électrique au périmètre du Bilan prévisionnel. Le parc installé représente 84 GW en 2018. La technologie photovoltaïque représente plus de 95% de la capacité installée, le solaire thermique étant essentiellement présent en Espagne où il ne compte que pour 2 GW en 2018.

La capacité est répartie de façon très inégale entre les pays (près de la moitié de la capacité installée se situe en Allemagne). La majorité des pays européens projettent de développer fortement les capacités photovoltaïques dans la prochaine décennie, avec une forte inflexion du rythme de développement.

Le rythme annuel d'installation devrait de 9 GW par an sur 2015-2020 à 16 GW par an sur 2020-2025, puis à 23 GW par an sur 2025-2030.

La capacité installée représentera alors 330 GW en 2030.

Figure 4.9 Évolution des capacités de production photovoltaïque en Europe (au périmètre du BP)





Éolien terrestre

La production d'électricité d'origine éolienne terrestre a atteint 289 TWh en 2018, soit 10% de la production électrique. Le parc installé représente 143 GW en 2018. L'Allemagne et l'Espagne sont les deux pays les plus avancés en termes de développement de l'éolien et leurs capacités installées représentent respectivement 33% et 17% du parc de production européen (au périmètre des pays représentés dans le Bilan prévisionnel).

L'ensemble des pays européens prévoit d'augmenter leurs capacités de production éolienne terrestre. Le développement prévu correspond au maintien du rythme actuel de développement (de l'ordre de 10 GW par an) et permettra d'atteindre près de 280 GW en 2030.



Éolien en mer

Plusieurs pays européens (Royaume-Uni, Allemagne, Danemark, Pays-Bas et Belgique) ont développé ces dernières années un parc de production éolienne en mer, atteignant une capacité totale de 18 GW en 2018. La production associée a atteint 47 TWh soit 2% de la production électrique. L'essentiel des capacités sont installées en Grande-Bretagne (8 GW) et en Allemagne (6 GW). La majeure partie des pays européens disposant d'une façade maritime affichent des ambitions de développement de cette filière. Les ambitions nationales cumulées conduiront à plus que tripler la capacité installée à l'horizon 2030, pour atteindre 85 GW. Cette ambition est à rapprocher de l'objectif européen de 300 GW en 2050 fixé par la stratégie d'énergie renouvelable offshore publiée en 2020 par la Commission Européenne¹¹¹.

Bien que disposant de façades maritimes conséquentes, l'Italie et l'Espagne prévoient de développer leurs capacités à la fin de la décennie et les capacités installées à l'horizon 2030 seront à ce stade très limitées. Ces développements plus tardifs sont notamment liés à la plus grande profondeur de l'Atlantique et de la Méditerranée par rapport à la Mer du Nord nécessitant des technologies moins matures telles les éoliennes flottantes.

111. EU strategy on offshore renewable energy | Energy (europa.eu)

Figure 4.10 Évolution des capacités de production éolienne terrestre en Europe (au périmètre du BP)

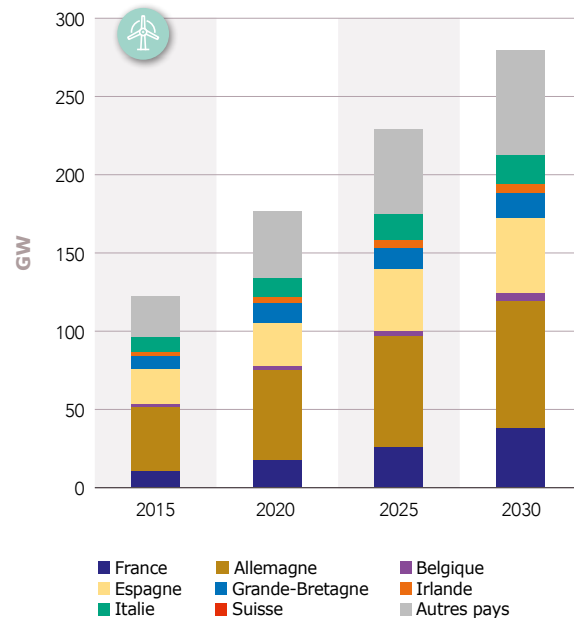
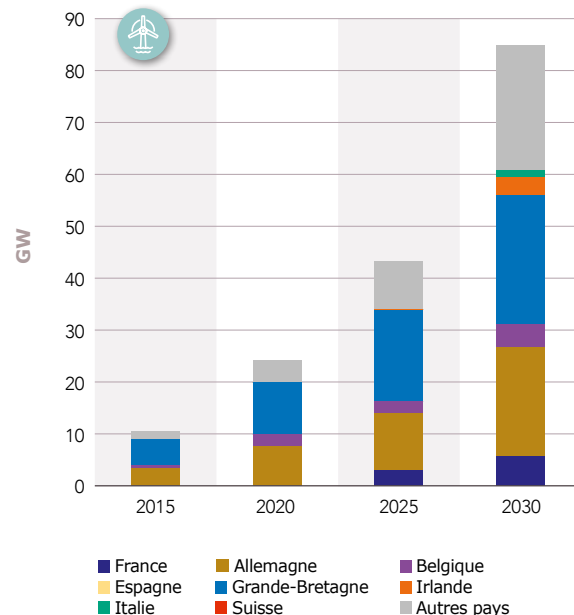


Figure 4.11 Évolution des capacités de production éolienne en mer en Europe (au périmètre du BP)





Nucléaire

La production nucléaire a représenté 727 TWh en 2018 en Europe (au périmètre du BP), soit 25% de la production totale d'électricité, pour une capacité installée de 111 GW. À l'exception de la France et du Royaume-Uni, la plupart des pays à l'ouest du continent se sont engagés dans une politique de sortie du nucléaire. Depuis l'accident de Fukushima en 2011, l'Allemagne a déjà fermé 11 réacteurs (soit 12 GW) et ne dispose actuellement plus que de 8 GW installés.

L'Allemagne, la Belgique, la Suisse et l'Espagne se sont engagés à fermer leurs réacteurs (respectivement en 2022 pour l'Allemagne, 2025 pour la Belgique et 2035 pour la Suisse et l'Espagne).

Le Royaume-Uni a fait le choix de relancer la construction de nouveaux réacteurs pour compenser la fermeture de réacteurs existants.

À l'opposé, plusieurs pays de l'est de l'Europe dont la Pologne et la République tchèque envisagent de développer leur parc de production nucléaire.

Les ambitions cumulées des états européens conduiront à une réduction des capacités de production d'origine nucléaire de 21 GW à l'horizon 2030.



Charbon et lignite

La production d'électricité à partir de charbon ou de lignite a représenté 493 TWh en 2018 en Europe (au périmètre du BP), soit 17% de la production d'électricité. Afin de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, les pays européens ont engagé des politiques pour fermer leurs capacités fonctionnant au charbon ou au lignite, les convertir à la biomasse ou les mettre en réserve (pour qu'elles puissent être appelées uniquement de façon exceptionnelle lors de périodes de tension). Depuis 2005, 66 GW ont ainsi été sortis du marché pour arriver à un parc installé de 128 GW en 2018, essentiellement concentré en Allemagne et à l'est de l'Europe.

L'ensemble des pays considérés se sont engagés dans une forte baisse de la production au charbon et au lignite sur la décennie et de nombreux pays se sont engagés dans une sortie d'ici 2025. En 2030, seules subsisteront des capacités en Pologne, République tchèque et Allemagne. Concernant l'Allemagne, la sortie a été décidée à l'horizon 2038. La capacité de production thermique au charbon et lignite en Europe diminue de 62 GW à horizon 2030, pour ne plus représenter que 29 GW (hors potentielles capacités en mises en réserve).

Figure 4.12 Évolution des capacités de production nucléaire en Europe (au périmètre du BP)

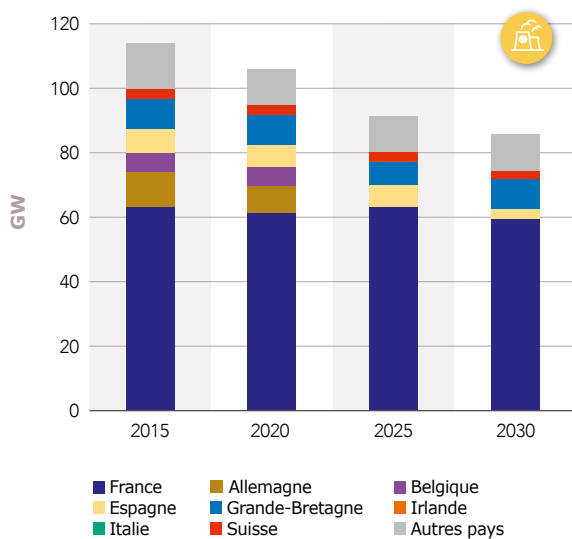
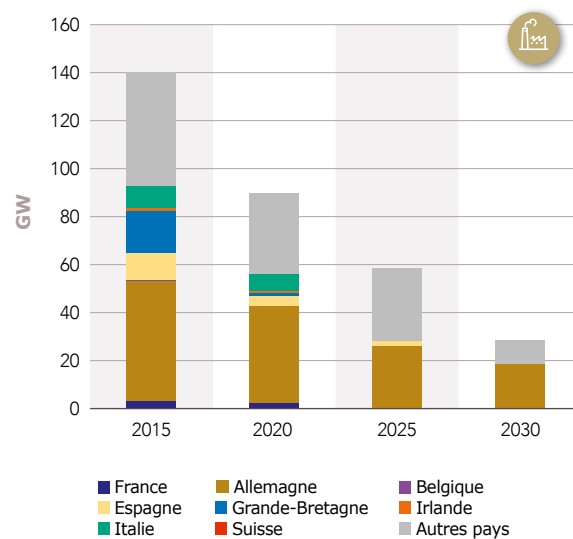


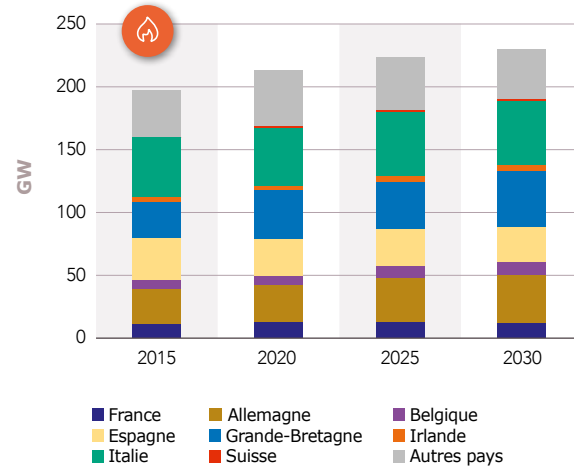
Figure 4.13 Évolution des capacités de production au charbon et lignite en Europe (au périmètre du BP)



Gaz

La production au gaz a représenté 583 TWh en 2018 en Europe (au périmètre du BP), soit 20% de la production d'électricité, pour une capacité installée de 215 GW (dont 146 GW de CCG, 10 GW de TAC et 59 GW de cogénération et autres petites unités). La fermeture de capacités au fioul, charbon et lignite a conduit certains pays à développer leur parc de production au gaz (notamment avec des CCG) pour garantir leur sécurité d'approvisionnement. De nouveaux CCG sont prévus en Italie, Belgique, Allemagne, Grande-Bretagne et Pologne pour une capacité cumulée de 26 GW d'ici à 2030. Compte-tenu des fermetures de capacités anciennes et de cogénérations, le parc fonctionnant au gaz devrait croître de 18 GW sur la période.

Figure 4.14 Évolution des capacités de production au gaz en Europe (au périmètre du BP)



Des hypothèses devant être considérées avec prudence à l'horizon 2030

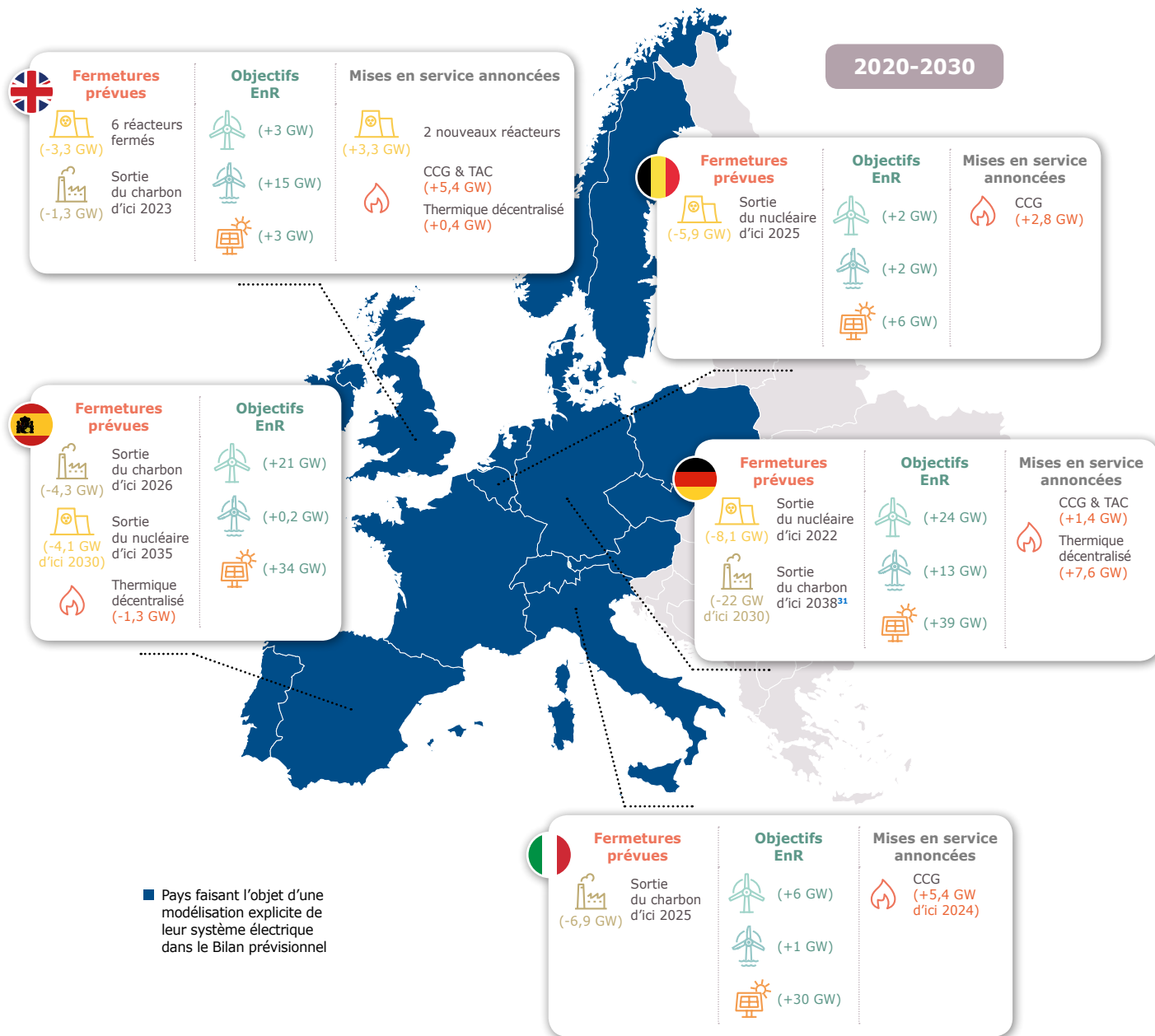
La transformation du mix électrique annoncée en Europe à l'horizon 2030 est considérable.

Ces évolutions de mix électrique reposent notamment sur la mise en service de volumes considérables d'énergies renouvelables et d'un très grand nombre de cycles combinés à gaz. Les trajectoires précises pour chacun des pays doivent être considérées avec prudence dans les analyses, notamment pour des exercices de sécurité d'approvisionnement, du fait de l'horizon considéré (à cet horizon une bonne partie des projets ne sont pas financièrement sécurisés), et au regard du nombre de projets annoncés.

Par ailleurs les NECP ont été élaborées avant les débats relatifs au rehaussement de l'objectif européen de décarbonation à hauteur de -55%. La prise en compte par les états de ce nouvel objectif pourra conduire à amender une partie de ces trajectoires.

Ainsi, au-delà d'une estimation basée sur la prise en compte de l'ensemble du mix électrique européen, le niveau de marges en France est estimé également en limitant les imports maximum lors des périodes de tension à des volumes proches de ceux déjà observés lors des dernières années (par exemple proches de 10 GW).

Figure 4.15 Principaux objectifs de déclassement et de mises en service sur les parcs thermiques, et de développement des énergies renouvelables dans les pays voisins entre 2020 et 2030



4.5 Le développement de l'interconnexion de la France avec ses voisins se poursuit avec la mise en service de nouvelles liaisons

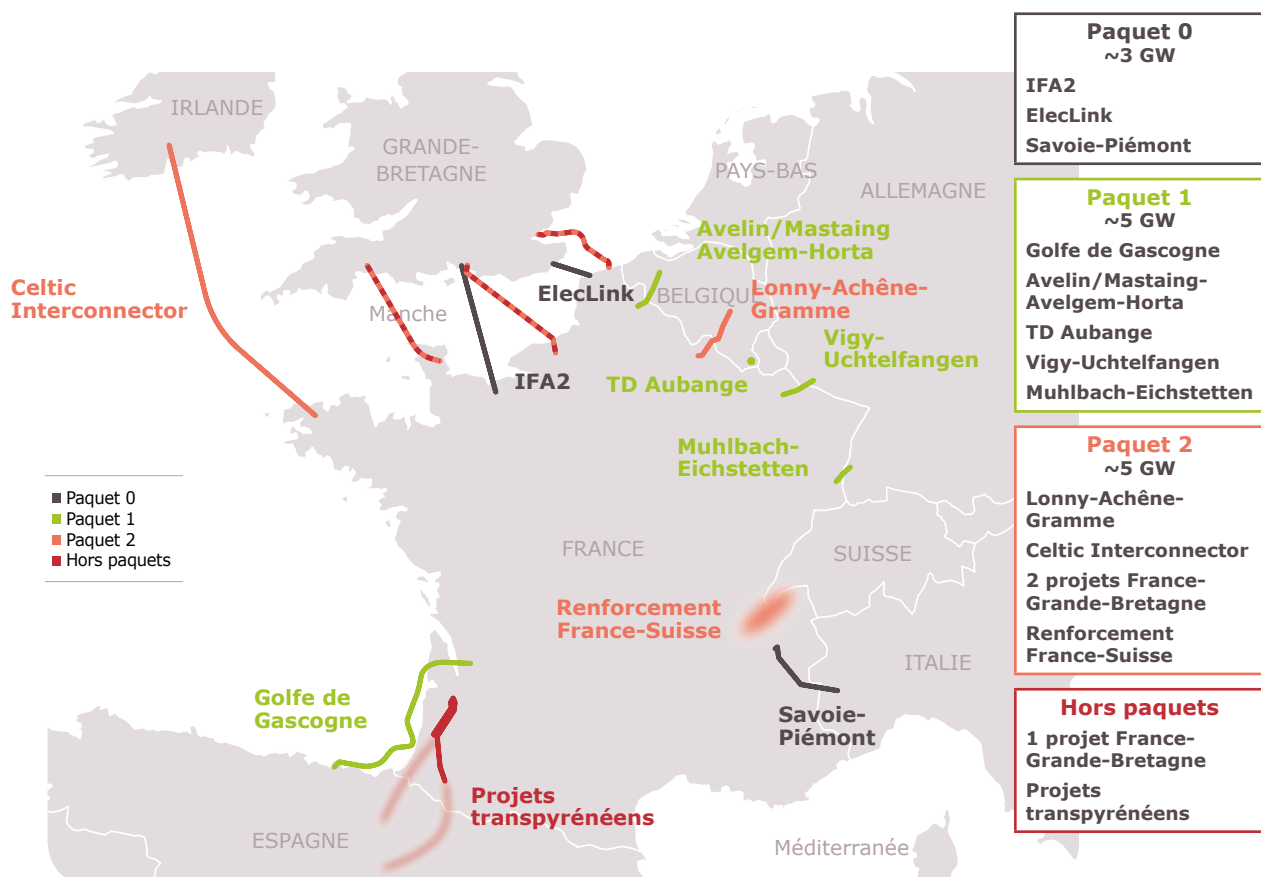
Plusieurs mises en service de nouvelles liaisons d'interconnexion sont prévues dans les prochaines années. Ces liaisons permettront d'augmenter les capacités d'échange avec les pays voisins.

Le développement des interconnexions permet de mutualiser les moyens de production en faisant appel aux moyens les moins chers, de favoriser l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des potentiels de chaque pays et du foisonnement des aléas des énergies variables et d'accroître la sécurité d'approvisionnement des pays

concernés. Le développement des interconnexions constitue une priorité politique de l'Union européenne, avec des objectifs pour les États membres d'augmenter les capacités installées.

L'ensemble des projets d'interconnexions de la France avec ses pays voisins sont regroupés dans les différents paquets du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié par RTE en septembre 2019, selon le niveau de maturité et l'intérêt technico-économique des projets.

Figure 4.16 Illustration des trois paquets d'interconnexion aux frontières françaises définis dans le SDDR publié par RTE en septembre 2019



Après la récente mise en service d'IFA2, la capacité d'échange de la France avec ses pays voisins devrait encore augmenter dans les prochaines années

Après la mise en service de la liaison IFA2 entre la France et la Grande-Bretagne en janvier 2021 (qui porte à 3 GW la capacité d'import-export avec ce pays), d'autres projets d'interconnexion devraient voir le jour dans les prochaines années.

RTE construit ainsi avec le gestionnaire de réseau de transport italien Terna la nouvelle interconnexion Savoie-Piémont. RTE retient une hypothèse prudente concernant la mise en service en supposant que l'interconnexion ne sera disponible qu'à hauteur de 50% sur le prochain hiver 2021-2022.

Concernant le projet ElecLink entre la France et la Grande-Bretagne, la Commission intergouvernementale, autorité de sécurité du tunnel sous la Manche, a donné son accord¹¹² fin 2020 pour le déploiement du câble dans le tunnel, levant ainsi la forte incertitude réglementaire qui pesait sur la réalisation de ce projet. La mise en service commerciale est désormais prévue mi-2022 et la capacité d'échange avec la Grande-Bretagne devrait ainsi augmenter d'un gigawatt supplémentaire à cet horizon.

Ainsi, à l'horizon 2022, l'ensemble des interconnexions du paquet 0 auront été mises en service.

Plusieurs projets existent aussi à la frontière France-Belgique (renforcement de l'axe Avelin-Avelgem-Horta et installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange en Belgique) et devraient aboutir entre 2021 et 2022.

De nombreux autres projets d'interconnexion seront aussi mis en service au-delà de 2025

D'autres projets d'interconnexion (nouvelles liaisons et renforcements) pourraient ensuite être mis en service entre 2025 et 2030, et contribuer à renforcer fortement la sécurité d'approvisionnement.

En plus de ceux mis en service avant 2025, les autres projets envisagés dans le paquet 1 du SDDR (regroupant les projets d'interconnexions matures et rentables, déjà engagés ou susceptibles de l'être sous peu) devraient aussi apparaître et sont tous intégrés dans le Bilan prévisionnel. Sont concernées les frontières :

- ▶ France-Espagne avec le projet golfe de Gascogne ;
- ▶ France-Allemagne, avec les projets Vigy-Uchtelfangen et Muhlbach-Eichstetten.

Enfin, des capacités supplémentaires sont aussi évoquées dans le paquet 2 du SDDR (regroupant des interconnexions à engager au cours des prochaines années sous certaines conditions) et concernent les frontières :

- ▶ France-Suisse, avec un projet de renforcement de ligne, sans qu'un axe spécifique soit à ce jour défini. À défaut d'information supplémentaire, aucune progression de la capacité d'échange n'est ici considérée ;
- ▶ France-Belgique, avec le projet Lonny-Achêne-Gramme. Ce projet est en revanche encore au stade exploratoire et n'est pas prévu avant 2030 ;
- ▶ France-Grande-Bretagne, avec deux projets potentiels parmi les trois à ce jour évoqués (le troisième appartenant au paquet 3 du SDDR) : FAB, GridLink et Aquind. RTE considère pour ce Bilan prévisionnel la mise en service d'un seul de ces trois projets avant 2030 ;
- ▶ France-Irlande, avec le projet Celtic Interconnector, qui a obtenu en octobre 2019 le soutien financier de l'Union européenne ponctué

112. <https://presse.getlinkgroup.com/actualites/getlink-accord-de-la-cig-pour-le-tirage-du-cable-eleclink-en-tunnel-368c-f6b8a.html>

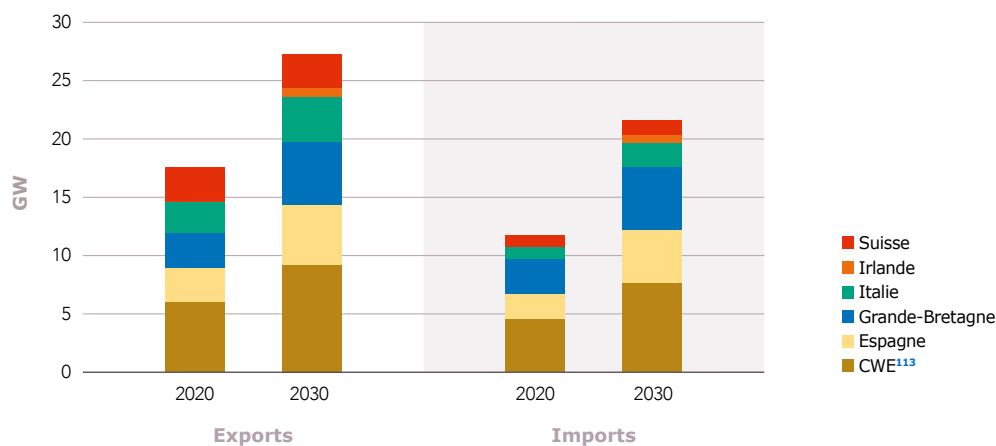
par une subvention de 530 millions d'euros. Sa mise en service, prévue en 2027, est intégrée dans le Bilan prévisionnel.

Les projets identifiés dans le SDDR comme « hors paquets » ne sont en revanche pas intégrés dans cet exercice du Bilan prévisionnel.

Une augmentation significative des capacités d'interconnexions à l'horizon 2030

Ce sont ainsi près de 10 GW de capacités d'import et d'export supplémentaires qui devraient apparaître entre 2020 et 2030. Cette hausse se répartit sur l'ensemble des frontières de la France avec ses pays voisins.

Figure 4.17 Évolution des capacités d'interconnexion, dans la métrique « NTC »¹¹³



¹¹³. Dans le Bilan prévisionnel, les capacités d'échange pour la zone CWE (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas) sont modélisés selon la méthode « Flow-based », en cohérence avec les pratiques opérationnelles sur cette zone. Les capacités affichées sur le graphique pour la zone CWE correspondent aux valeurs dans la métrique « NTC » (Net Transfer Capacity) et ne représentent donc pas la réelle modélisation utilisée dans cette étude. Elles ne sont données ici qu'à titre illustratif.

4.6 Fiches pays



Allemagne

Le bilan du système électrique et des émissions en 2018

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Allemagne ont représenté 889 MtCO₂ en 2018, soit 23% des émissions de l'Union européenne. La consommation toutes énergies s'est établie à 2337 TWh et est responsable de 81% des émissions de GES du pays. La consommation d'électricité a représenté 538 TWh. L'électricité a couvert 22% de la consommation finale énergétique. La production d'électricité, issue à hauteur de 50% de moyens fossiles, a émis 226 MtCO₂.

L'ambition climatique et son impact sur le système électrique au titre du Plan National Energie Climat

Le plan énergie climat de l'Allemagne, transmis à la Commission européenne mi-2020, définit un objectif de réduction des émissions de GES de 55% à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Cette cible s'inscrit dans l'objectif de réduction des émissions de 80% à 95% en 2050 par rapport à 1990 tel que défini par la Stratégie nationale long terme du pays.

Ce plan repose sur (i) des gains d'efficacité énergétique (de 1,3% en moyenne annuelle), (ii) l'électrification des usages et (iii) la réduction des émissions de la production d'électricité à travers la baisse des capacités au charbon (sortie attendue pour 2038) et le développement des énergies renouvelables, qui devront atteindre 65% de la production électrique en 2030, contre 36% en 2018.

Une demande électrique en croissance à l'horizon 2030

Le plan énergie-climat de l'Allemagne prévoit que la part de l'électricité dans la demande énergétique finale passe de 21% à 24% sur la décennie qui s'ouvre.

Figure 4.18 Bilan électrique de l'Allemagne en 2018 (source : ENTSO-E)

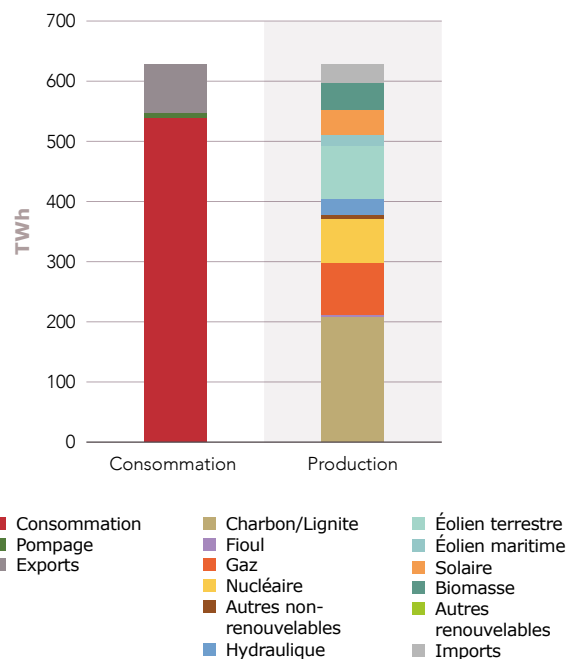
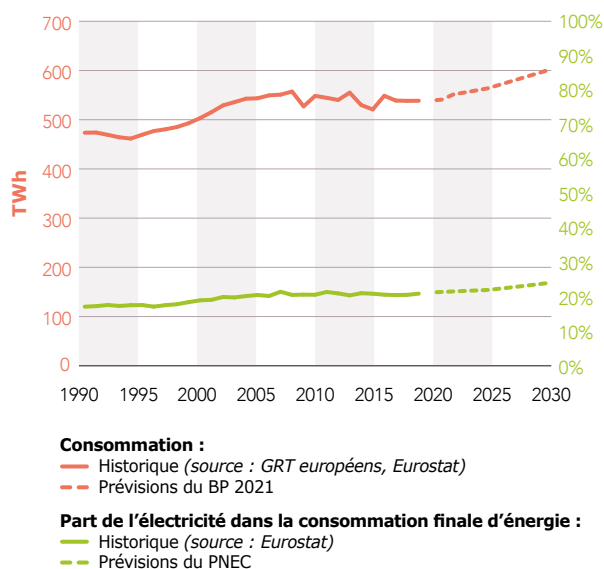


Figure 4.19 Évolution de la consommation électrique et du taux d'électrification en Allemagne



En juin 2020, le ministère de l'Industrie a publié une stratégie hydrogène. Ce document prévoit d'augmenter l'usage de l'hydrogène dans les secteurs de l'acier, du raffinage et de la chimie mais aussi pour la mobilité (trains, poids lourds, aviation, maritime...). Ce développement repose notamment sur la construction de 5 GW de capacité d'électrolyse d'ici 2030. En tenant compte de la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène, la consommation totale d'électricité atteindrait de l'ordre de 600 TWh en 2030, en augmentation de 11 % sur la décennie.

Une sortie du nucléaire en 2022 et du charbon/lignite en 2038 en parallèle du développement des énergies renouvelables

L'Allemagne s'est engagée au début des années 2000 dans une sortie du nucléaire. Suite à la catastrophe de Fukushima il a été décidé d'une sortie d'ici 2022 avec la fermeture des 8 GW restant après la fermeture déjà réalisée de 12 GW depuis 2011.

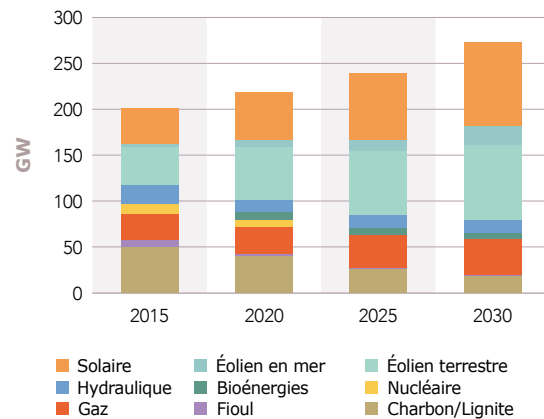
En parallèle, le pays s'est engagé dans une réduction des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et a fermé 16 GW de capacité thermique fossile au fioul et au charbon/lignite depuis 2015.

La loi¹¹⁴ de sortie du charbon et du lignite d'ici 2038 a été adoptée en juillet 2020 et prévoit une capacité maximale de 30 GW en 2022 et de 17 GW en 2030.

Pour permettre cette double sortie du nucléaire et du charbon/lignite, l'Allemagne va installer 9 GW de capacités gaz supplémentaires d'ici 2030. Au global, les capacités thermiques fossiles s'inscrivent à la baisse, passant de 71 à 58 GW entre 2020 et 2030.

Les objectifs sur le développement des énergies renouvelable à 2030 prévoient une part de 65 % dans l'électricité produite, ce qui correspond à une capacité de production de 206 GW, hors stations de transfert d'énergie par pompage. Ceci implique une légère accélération dans le rythme de développement des capacités éolienne et solaire devant

Figure 4.20 Évolution du parc de production en Allemagne



passer de 6,7 GW par an constaté sur les cinq dernières années à 7,6 GW par an sur la décennie à venir. À l'horizon 2030, ce sont 75 GW de capacités renouvelables supplémentaires qui seront en service sur le système électrique allemand. Cette croissance est essentiellement tirée par le photovoltaïque avec un rythme annuel de déploiement devant passer de 2,6 GW sur les cinq dernières années à 3,9 GW sur la décennie qui s'ouvre. La capacité de production d'origine solaire devrait ainsi atteindre 91 GW en 2030.

Interconnexions et sécurité d'approvisionnement

Des projets d'interconnexion sont planifiés¹¹⁵ avec l'ensemble des pays voisins. Sur la décennie les capacités d'exports passeraient de 17 à 31 GW et celle d'imports de 19 à 35 GW, soit une augmentation de près de 80 %.

Le niveau de sécurité d'approvisionnement de l'Allemagne n'est pas défini par un critère public. Une étude¹¹⁶ réalisée pour le ministère de l'Industrie a montré qu'une espérance de défaillance d'environ 5 heures par an pourrait être un critère pertinent.

114. BMWi – Federal Ministry for Economic Affairs and Energy – Final decision to launch the coal-phase out – a project for a generation

115. Au titre du Plan de développement 2017 servant de référence au PNEC

116. Gutachten (bmwi.de)



Belgique

Le bilan du système électrique et des émissions en 2018

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) de la Belgique ont représenté 124 MtCO₂ en 2018, soit 3% des émissions de l'Union européenne. La consommation toutes énergies s'est établie à 386 TWh et est responsable de 69% des émissions de GES du pays. La consommation d'électricité a représenté 85 TWh. L'électricité a couvert 22% de la consommation finale énergétique. La production d'électricité, issue à hauteur de 35% de moyens fossiles, a émis 15 MtCO₂.

L'ambition climatique et son impact sur le système électrique au titre du Plan National Energie Climat

Le plan énergie climat de la Belgique, transmis à la Commission européenne fin 2019, définit un objectif de réduction des émissions de GES de 35 à 40% selon les régions à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Cette cible s'inscrit dans un objectif de réduction d'au moins 80% des émissions en 2050 par rapport à 1990 tel que défini par la Stratégie nationale long terme du pays.

Ce plan repose sur (i) des gains d'efficacité énergétique (de 1,1% en moyenne annuelle), (ii) le développement des ressources renouvelables du pays et (iii) un recours accru aux imports énergétiques. Ainsi, les énergies renouvelables devront atteindre 37% de la production électrique en 2030, contre 23% en 2018. En parallèle, le pays s'est engagé dans une sortie du nucléaire à l'horizon 2025.

Une demande électrique en croissance à l'horizon 2030

Le plan énergie-climat de la Belgique prévoit que la part de l'électricité dans la demande énergétique finale passe de 19% à 21% sur la décennie qui s'ouvre.

Si le plan énergie-climat identifie l'hydrogène comme un levier pour réduire des émissions de secteurs difficiles à électrifier, le pays ne s'est pas encore doté d'une stratégie hydrogène spécifique.

Figure 4.21 Bilan électrique de la Belgique en 2018 (source : ENTSO-E)

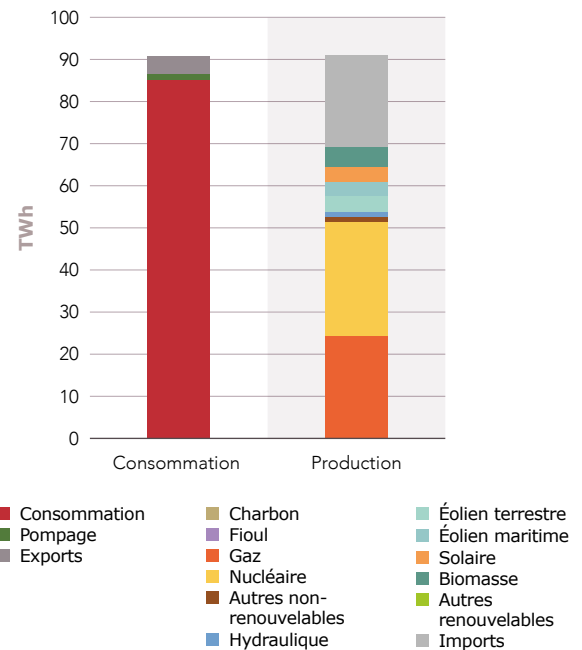
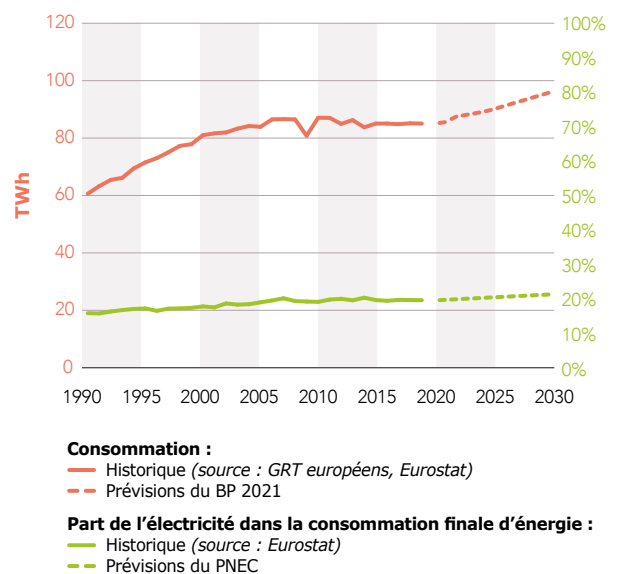


Figure 4.22 Évolution de la consommation électrique et du taux d'électrification en Belgique



RTE a considéré le développement d'une capacité de production d'hydrogène par électrolyse (de 400 MW en 2030), estimée sur la base d'une répartition entre pays de la stratégie européenne. En intégrant la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène, la consommation totale d'électricité approcherait les 100 TWh en 2030, en augmentation de 12% sur la décennie.

Une sortie du nucléaire en 2025 en parallèle du développement des énergies renouvelables

La Belgique s'est engagée dans une réduction des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et les derniers 500 MW de centrales au charbon ont été fermés en 2016.

La sortie du nucléaire implique la fermeture de 6 GW d'ici 2025. Cette sortie s'accompagnera d'une augmentation des capacités gaz (3 GW additionnel attendus sur la décennie, pour l'essentiel avant 2025) et d'un développement significatif des énergies renouvelables.

Les objectifs sur le développement des énergies renouvelable à 2030 prévoient une part de 37% dans l'électricité produite et une capacité de production de 20 GW, hors stations de transfert d'énergie par pompage. Cet objectif s'inscrit dans le rythme de développement actuel des capacités éolienne et solaire de 1 GW par an constaté sur les cinq dernières années (avec un accroissement du rythme sur le solaire au détriment de l'éolien). À l'horizon 2030, ce sont 10 GW de capacités renouvelables supplémentaires qui seront en service sur le système électrique belge.

Interconnexions et sécurité d'approvisionnement

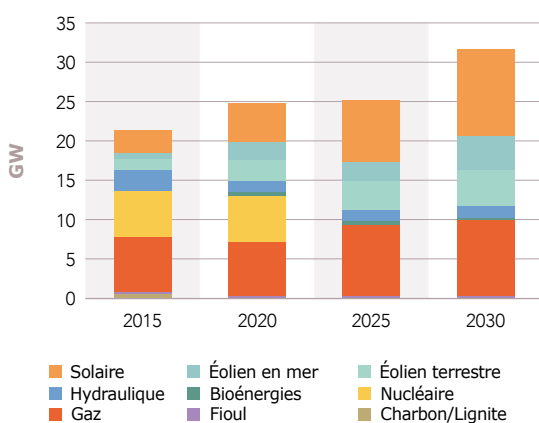
Le système électrique belge est interconnecté avec la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. La capacité d'import devrait passer de 5,5 à 7,5 GW entre 2018 et 2023 puis à 9,5 GW en 2030, en ligne avec le Plan de développement fédéral 2020-2030¹¹⁷.

Le critère légal de sécurité d'approvisionnement correspond à une durée de défaillance de 3 heures par an en espérance.

Afin de respecter l'objectif de sécurité d'approvisionnement dans un contexte de sortie du nucléaire, la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité pour remplacer l'actuelle réserve stratégique à l'horizon 2025 est en cours. Le projet fait actuellement l'objet d'une enquête approfondie de la part de la Commission européenne.

Le gestionnaire de réseau de transport belge (Elia) estime que la construction de nouveaux cycles combinés au gaz est nécessaire et que leur viabilité économique repose sur la mise en place d'un marché de capacité.

Figure 4.23 Évolution du parc de production en Belgique



117. <https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/plans-investissements/plan-de-developpement-federal-2020-2030> (chap. 4.1.9)



Espagne

Le bilan du système électrique et des émissions en 2018

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Espagne ont représenté 352 MtCO₂ en 2018, soit 9% des émissions de l'Union européenne. La consommation toutes énergies s'est établie à 952 TWh et est responsable de 72% des émissions de GES du pays. La consommation d'électricité a représenté 269 TWh. L'électricité a couvert 25% de la consommation finale énergétique. La production d'électricité, issue à hauteur de 39% de moyens fossiles, a émis 60 MtCO₂.

L'ambition climatique et son impact sur le système électrique au titre du Plan National Energie Climat

Le plan énergie climat de l'Espagne, transmis à la Commission européenne début 2020, définit un objectif de réduction des émissions de GES de 23% à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Cette cible s'inscrit dans l'objectif de neutralité carbone en 2050 défini par la Stratégie nationale long terme du pays.

Ce plan repose sur (i) des gains d'efficacité énergétique (de 1,1% en moyenne annuelle et (ii) le développement des ressources renouvelables nationales permettant une plus grande autonomie et notamment la sortie du charbon d'ici 2030¹¹⁸. Ainsi, les énergies renouvelables devront atteindre 74% de la production électrique en 2030, contre 38% en 2018. En parallèle, le pays s'est engagé dans une sortie du nucléaire à l'horizon 2035.

Une demande électrique tirée par les nouveaux usages

Le plan énergie-climat de l'Espagne prévoit que la part de l'électricité dans la demande énergétique finale passe de 24% à 29% sur la décennie qui s'ouvre.

En octobre 2020, le gouvernement a approuvé une feuille de route hydrogène comportant 60 mesures

Figure 4.24 Bilan électrique de l'Espagne en 2018 (source : ENTSO-E)

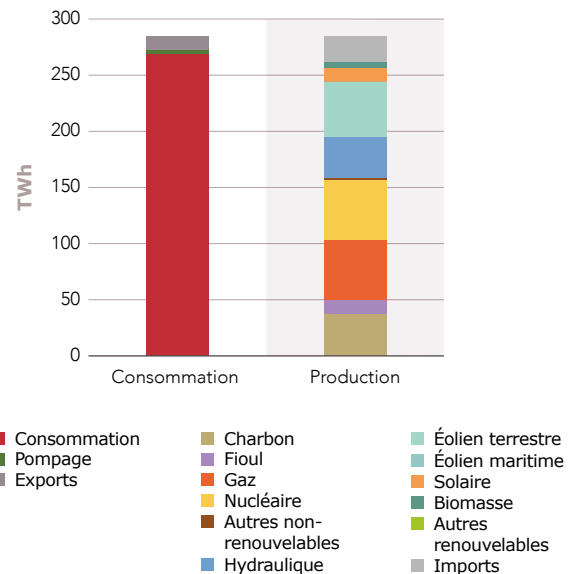
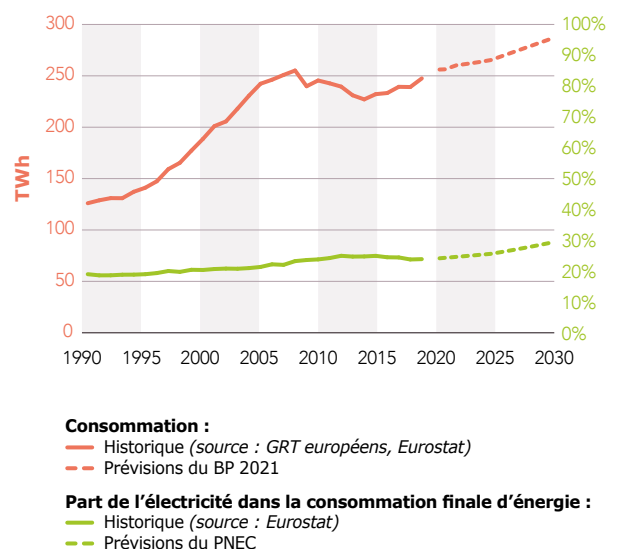


Figure 4.25 Évolution de la consommation électrique et du taux d'électrification en Espagne



118. À la différence avec le PNEC, REE a retenu une sortie du charbon en 2026, hypothèse reprise dans le Bilan prévisionnel

visant à faire de l'Espagne un leader sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Les secteurs privilégiés sont l'industrie et la mobilité lourde avec une consommation d'hydrogène directe ou comme intermédiaire pour la production de carburants de synthèse.

Les objectifs de déploiement de capacité d'électrolyse sont de 300 à 600 MW en 2024 et atteignent 4 GW en 2030. En tenant compte de la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène, la consommation totale d'électricité atteindrait l'ordre de 285 TWh en 2030, en augmentation de 11 % sur la décennie.

Une sortie du charbon avant 2030 et du nucléaire en 2035 en parallèle du développement des énergies renouvelables

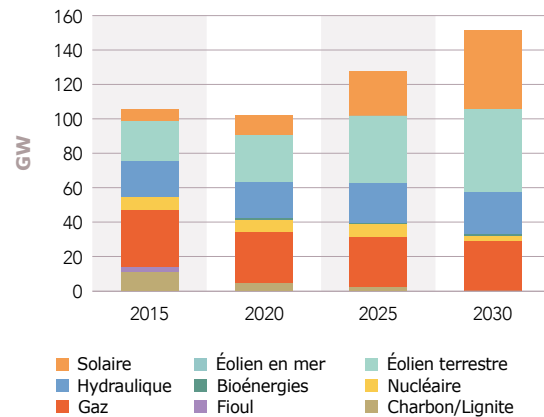
L'Espagne s'est engagée dans une réduction des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et a fermé près de 10 GW de capacité thermique fossile au fioul et au charbon depuis 2015. La sortie effective du charbon est désormais attendu pour 2026 avec la fermeture des 4,3 GW de capacités encore présentes en 2020.

En parallèle, la capacité nucléaire décroît sur la décennie en passant de 7 à 3 GW en 2030, en ligne avec l'objectif de sortie en 2035.

Cette double sortie du nucléaire et du charbon est rendue possible par le maintien des capacités gaz et un fort développement des capacités renouvelables.

Les objectifs sur le développement des énergies renouvelable à 2030 prévoient une part de 74 % dans l'électricité produite et une capacité de production de 112 GW, hors stations de transfert d'énergie par pompage. Ceci implique une inflexion

Figure 4.26 Évolution du parc de production en Espagne



dans le rythme de développement des capacités éolienne et solaire devant passer de 1,9 GW par an constaté sur les cinq dernières années à 5,5 GW par an sur la décennie à venir. À l'horizon 2030, ce sont 55 GW de capacités renouvelables supplémentaires qui seront mises en service sur le système électrique espagnol. Cette croissance est essentiellement tirée par le photovoltaïque avec un rythme annuel de déploiement devant passer de 1 GW sur les cinq dernières années à 3,4 GW sur la décennie qui s'ouvre. La capacité de production d'origine solaire devrait ainsi atteindre 46 GW en 2030.

Interconnexions et sécurité d'approvisionnement

Le système électrique espagnol est interconnecté avec la France, le Portugal et le Maroc. Des projets d'interconnexion sont planifiés avec les deux premiers pays. Ainsi, le PNEC prévoit que les capacités d'interconnexion avec ces deux pays passent de 4,5 GW en 2020 à 11 GW en 2030.



Grande-Bretagne

Le Brexit n'a pas remis en cause les possibilités d'échange d'électricité entre la Grande-Bretagne et les pays européens, même si les modalités d'allocation de la capacité ont été adaptées.

Le bilan du système électrique et des émissions en 2018

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) du Royaume-Uni ont représenté 499 MtCO₂ en 2018, soit 13% des émissions de l'Union européenne. La consommation toutes énergies s'est établie à 1426 TWh et est responsable de 75% des émissions de GES du pays. La consommation d'électricité de la Grande-Bretagne a représenté 304 TWh. L'électricité a couvert 21% de la consommation finale énergétique. La production d'électricité, issue à hauteur de 51% de moyens fossiles, a émis 70 MtCO₂.

L'ambition climatique et son impact sur le système électrique au titre du Plan National Energie Climat

Le projet de plan énergie-climat du Royaume-Uni, transmis à la Commission européenne début 2019¹¹⁹, définit un objectif de réduction des émissions de GES de 57% à l'horizon 2028-2032 par rapport au niveau de 1990. Cette cible s'inscrit dans l'objectif fixé dans la loi en 2019 d'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

Ce plan repose sur (i) des gains d'efficacité énergétique (de 1,3% en moyenne annuelle), (ii) la sortie du charbon d'ici 2025, (iii) le développement des énergies renouvelables et (iv) un recours aux imports dans l'attente de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Ainsi, les énergies renouvelables devraient atteindre 53%¹²⁰ de la production électrique en 2030, contre 27% en 2018.

Une demande électrique en croissance à l'horizon 2030

Le plan énergie-climat du Royaume-Uni prévoit que la part de l'électricité dans la demande énergétique

Figure 4.27 Bilan électrique de la Grande-Bretagne en 2018 (source : ENTSO-E)

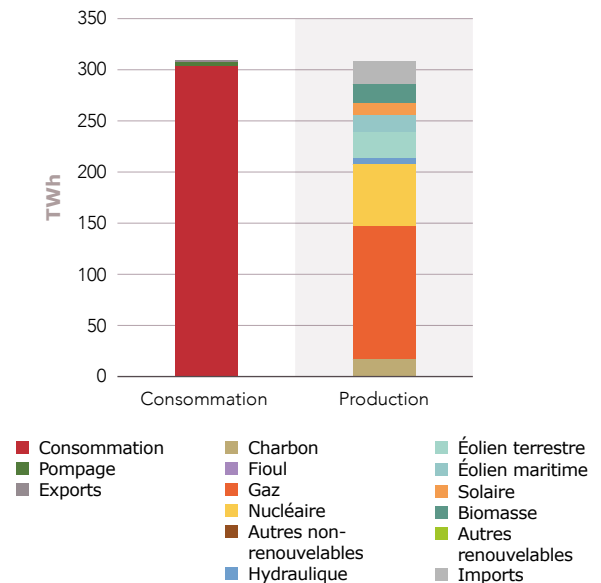
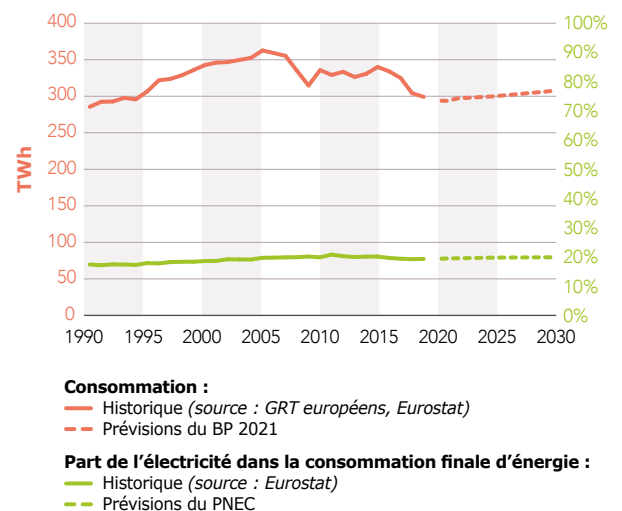


Figure 4.28 Évolution de la consommation électrique et du taux d'électrification en Grande-Bretagne



119. Suite à sa sortie de l'Union européenne, le Royaume-Uni n'a pas publié de version finale de son PNEC.

120. Annexe J, Updated energy and emissions projections: 2017 - GOV.UK (www.gov.uk)

finale augmente légèrement et passe de 19% à 20% sur la décennie qui s'ouvre.

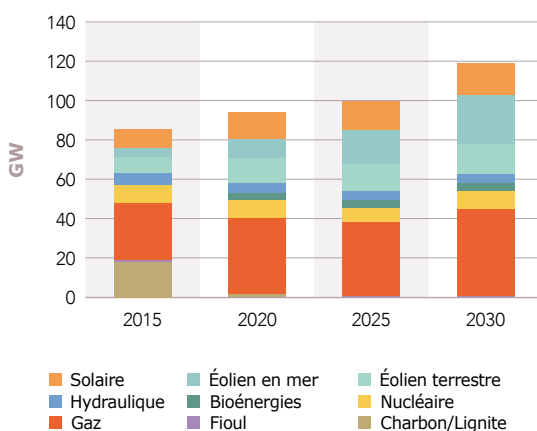
La mise en place en 2020 de l'*Hydrogen Advisory Council* réunissant gouvernement et industriels devrait mener à la publication d'une stratégie nationale au cours du premier semestre 2021. Celle-ci devrait rééquilibrer l'approche vers une part plus large d'hydrogène issue d'électrolyse. Pour ce Bilan prévisionnel, RTE a retenu une capacité d'électrolyse de 1,3 GW en 2030, basée sur une répartition entre pays de la stratégie européenne (établie avant la sortie du Royaume-Uni).

En tenant compte de la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène, la consommation totale d'électricité atteindrait l'ordre de 307 TWh en 2030, en augmentation de 4% sur la décennie.

Une sortie du charbon en 2025 en parallèle du développement des énergies renouvelables

Le Royaume-Uni s'est engagé dans une réduction des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et a fermé près de 16 GW de capacité thermique fossile au fioul et au charbon depuis 2015. La sortie complète du charbon est désormais attendue pour 2025 avec la fermeture des 1,3 GW de capacité encore présente en 2020.

Figure 4.29 Évolution du parc de production en Grande-Bretagne



En parallèle, la capacité nucléaire décroît de 9 à 7 GW pendant la première moitié de la décennie pour retrouver son niveau de 2020 durant la seconde moitié, avec la mise en service de deux nouveaux EPR.

La capacité des centrales au gaz et des renouvelables devrait croître respectivement de 6 et 21 GW entre 2020 et 2030.

Les objectifs sur le développement des énergies renouvelables à 2030 prévoient une part de 53% dans l'électricité produite et une capacité de production de 103 GW, hors stations de transfert d'énergie par pompage. Cet objectif correspond au prolongement et même une légère baisse du rythme de développement des capacités éolienne et solaire qui passerait de 2,7 GW par an constaté sur les cinq dernières années à 2 GW par an sur la décennie qui s'ouvre. Le développement des renouvelables est essentiellement tiré par l'éolien maritime dont le rythme annuel de déploiement devrait passer de 1 GW sur les cinq dernières années à 1,5 GW sur la décennie qui s'ouvre. La capacité de production d'origine éolienne maritime devrait ainsi atteindre 25 GW en 2030.

Interconnexions et sécurité d'approvisionnement

Les capacités d'interconnexion avec le système électrique européen devraient fortement croître par rapport aux 3 GW actuels avec la France (incluant IFA 2), 1 GW avec les Pays-Bas, 1 GW avec la Belgique et 0,5 GW avec l'Irlande. Près de 4 GW sont en cours de construction avec la France, la Belgique et la Norvège. Le plan énergie-climat mentionne également un ensemble de projets à l'étude représentant près de 15 GW d'interconnexions supplémentaires.

Le critère légal de sécurité d'approvisionnement en Grande-Bretagne correspond à une durée de défaillance de 3 heures par an en espérance.

La Grande Bretagne a mis en place en 2014 un mécanisme de capacité pour garantir leur sécurité d'approvisionnement dans un contexte de sortie du charbon. Après une suspension entre 2018 et 2019, le mécanisme a été validé par la Commission européenne en octobre 2019.



Irlande

Le bilan du système électrique et des émissions en 2018

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Irlande ont représenté 64 MtCO₂ en 2018, soit 2 % des émissions de l'Union européenne. La consommation toutes énergies s'est établie à 132 TWh et est responsable de 57 % des émissions de GES du pays. La consommation d'électricité a représenté 29 TWh. L'électricité a couvert 21 % de la consommation finale énergétique. La production d'électricité, issue à hauteur de 66 % de moyens fossiles, a émis 10 MtCO₂.

L'ambition climatique et son impact sur le système électrique au titre du Plan National Energie Climat

Le projet de plan énergie-climat de l'Irlande, transmis à la Commission européenne fin 2019, définit un objectif de réduction des émissions de GES de 46 % à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Cette cible s'inscrit dans l'objectif fixé dans la loi en 2019 d'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Suite à la proposition du Pacte vert par la Commission européenne, l'Irlande a pris l'engagement supplémentaire de porter à 7 % le rythme annuel de réduction des émissions sur la période de 2021 à 2030.

Ce plan repose sur (i) des gains d'efficacité énergétique (de 1,4 % en moyenne annuelle), (ii) sur la sortie de la tourbe et (iii) sur le développement des énergies renouvelables. Ainsi, celles-ci devraient atteindre 70 % de la production électrique en 2030, contre 32 % en 2018.

Une demande électrique en très forte croissance à l'horizon 2030

Le plan énergie-climat de l'Irlande prévoit une électrification massive de la demande avec une part de l'électricité dans la demande énergétique finale passant de 20 % à 29 % sur la décennie qui s'ouvre.

Une sortie du charbon et de la tourbe en 2025 en parallèle du développement des énergies renouvelables

L'Irlande s'est engagée dans une réduction des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité

Figure 4.30 Bilan électrique de l'Irlande en 2018 (source : ENTSO-E)

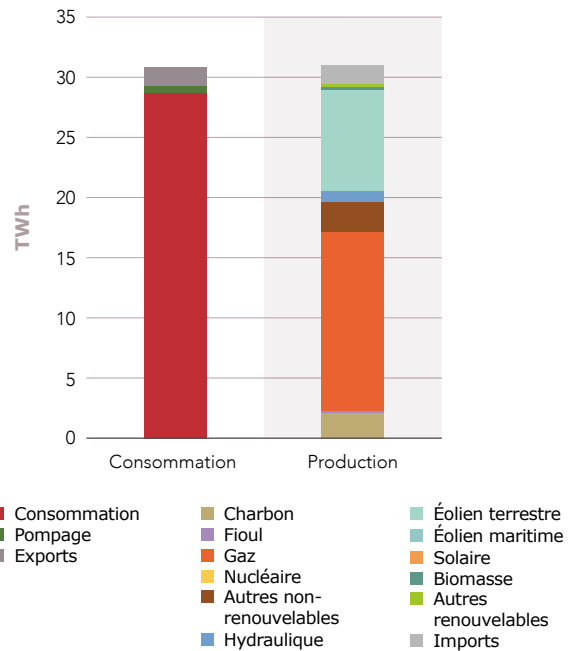
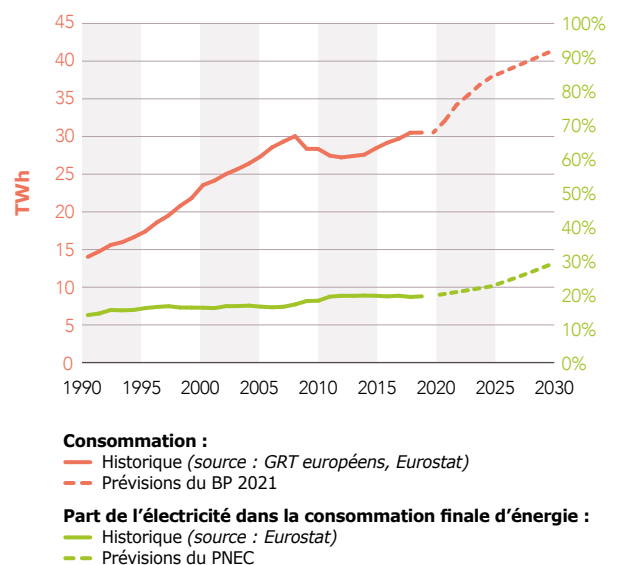


Figure 4.31 Évolution de la consommation électrique et du taux d'électrification en Irlande



et devrait sortir du charbon et de la tourbe d'ici 2025 avec la fermeture de 1 GW de capacité.

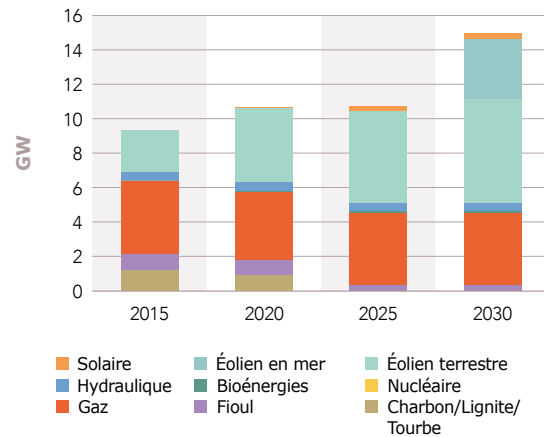
En parallèle, les capacités au gaz devraient légèrement croître de 300 MW d'ici 2030. Sur la décennie, l'ensemble des capacités fossiles devrait passer de 5,9 à 4,6 GW.

Les objectifs sur le développement des énergies renouvelable à 2030 prévoient une capacité de production de 11,6 GW, hors stations de transfert d'énergie par pompage. Cet objectif correspond au maintien, voire à une légère accélération du rythme de développement des capacités éolienne et solaire, passant de 0,4 GW par an constaté sur les cinq dernières années à 0,5 GW par an sur la décennie qui s'ouvre. Cette croissance est essentiellement tirée par l'éolien en mer avec la construction de 3,5 GW entre 2025 et 2030.

Interconnexions et sécurité d'approvisionnement

Compte-tenu du contexte géographique de l'Irlande et de ses ambitions en matière de production d'électricité renouvelable, le développement des interconnexions constitue un élément essentiel pour la sécurité d'approvisionnement du pays (dont le niveau cible est inférieur à celui des principaux pays européens)¹²¹.

Figure 4.32 Évolution du parc de production en Irlande



Aujourd'hui, l'Irlande possède une capacité d'interconnexion de 0,5 GW avec la Grande-Bretagne. Le plan énergie-climat prévoit que cette capacité passe à environ 4 GW d'ici 2030, notamment avec la mise en service d'une nouvelle interconnexion avec la France (Celtic Interconnector de 700 MW).

Le pays dispose d'un mécanisme de capacité commun avec l'Irlande du nord.

121. Le critère de sécurité d'approvisionnement correspondant à une durée de défaillance de 8 heures par an en espérance.



Le bilan du système électrique et des émissions en 2018

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Italie ont représenté 439 MtCO₂ en 2018, soit 11% des émissions de l'Union européenne. La consommation toutes énergies s'est établie à 1331 TWh et est responsable de 78% des émissions de GES du pays. La consommation d'électricité a représenté 322 TWh. L'électricité a couvert 22% de la consommation finale énergétique. La production d'électricité, issue à hauteur de 57% de moyens fossiles, a émis 70 MtCO₂.

L'ambition climatique et son impact sur le système électrique au titre du Plan National Energie Climat

Le plan énergie climat de l'Italie, transmis à la Commission européenne fin 2019, définit un objectif de réduction des émissions de GES de 37% à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Cette cible s'inscrit dans un objectif d'atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050.

Ce plan repose sur (i) des gains d'efficacité énergétique (de 0,8% en moyenne annuelle), (ii) l'électrification des usages et (iii) la réduction des émissions de la production d'électricité à travers la fermeture des centrales au charbon et le développement des énergies renouvelables, qui devront atteindre 55% de la production électrique en 2030, contre 39% en 2018.

Une demande électrique en légère croissance à l'horizon 2030

Le plan énergie-climat de l'Italie prévoit que la part de l'électricité dans la demande énergétique finale passe de 22% à 25% sur la décennie qui s'ouvre.

Fin 2020, le ministère de l'Industrie a soumis un projet de stratégie hydrogène à consultation publique. Ce document prévoit la construction de 5 GW d'électrolyseurs à l'horizon 2030 et une consommation finale d'hydrogène pouvant atteindre 2% de la consommation énergétique finale à cet horizon et 20% à 2050. Au regard du statut de projet de cette stratégie, qui fait l'objet de concertation, RTE a retenu une hypothèse plus prudente, correspondant à une répartition de la stratégie européenne, soit 1,3 GW en 2030 en Italie.

Figure 4.33 Bilan électrique de l'Italie en 2018 (source : ENTSO-E)

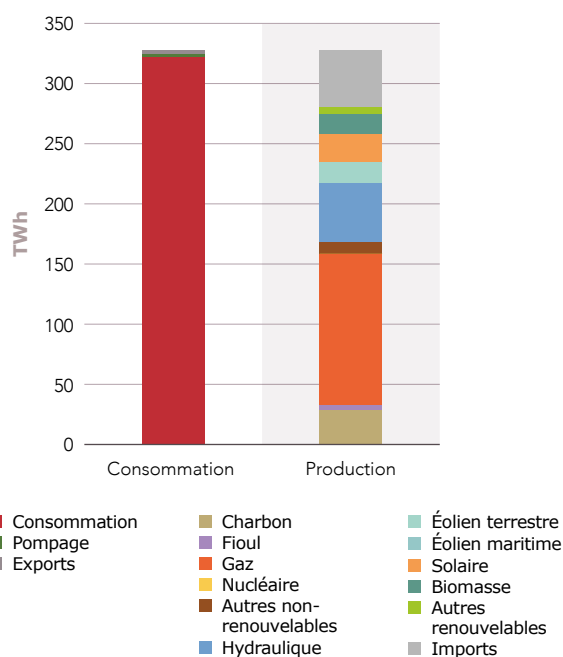
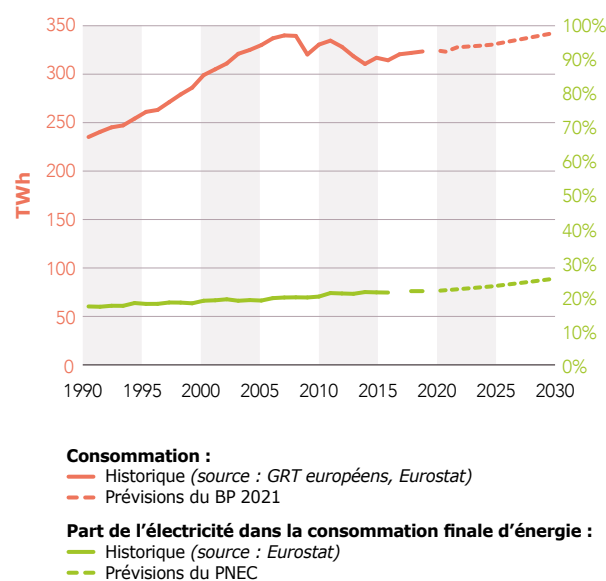


Figure 4.34 Évolution de la consommation électrique et du taux d'électrification en Italie



En tenant compte de la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène, la consommation d'électricité totale atteindrait ainsi de l'ordre de 345 TWh en 2030, en augmentation de 5% sur la décennie.

La sortie du charbon et le développement des énergies renouvelables

L'Italie s'est engagée dans une réduction des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et a fermé 15 GW de capacité thermique fossile au fioul et au charbon depuis 2015. Le parc de centrales au fioul est désormais totalement fermé. Afin de poursuivre la réduction des émissions de CO₂, la stratégie énergie-climat prévoit la fermeture totale des 7 GW restant de centrales au charbon d'ici 2025 et une compensation pour partie par de nouvelles capacités au gaz (+6 GW sur la période) et le développement des énergies renouvelables.

Les objectifs sur le développement des énergies renouvelable à 2030 prévoient une part de 55% dans l'électricité produite et une capacité de production de 95 GW, hors stations de transfert d'énergie par pompage. Ceci implique une inflexion importante dans le rythme de développement des capacités éolienne et solaire devant passer de 1,4 GW par an constaté sur les cinq dernières années à 4,1 GW

par an sur la décennie à venir. À l'horizon 2030, ce sont 41 GW de capacités renouvelables supplémentaires qui seront en service sur le système électrique italien. Cette croissance est essentiellement tirée par le photovoltaïque avec un rythme annuel de déploiement devant passer de 0,7 GW sur les cinq dernières années à 2,1 GW sur la période 2020-2025 puis 3,8 GW sur la seconde moitié de la décennie. La capacité de production d'origine solaire devrait ainsi atteindre 52 GW en 2030.

Ce développement des énergies renouvelables s'accompagne de l'installation d'au moins 6 GW de capacités de stockage supplémentaires d'ici 2030 (STEP et batteries).

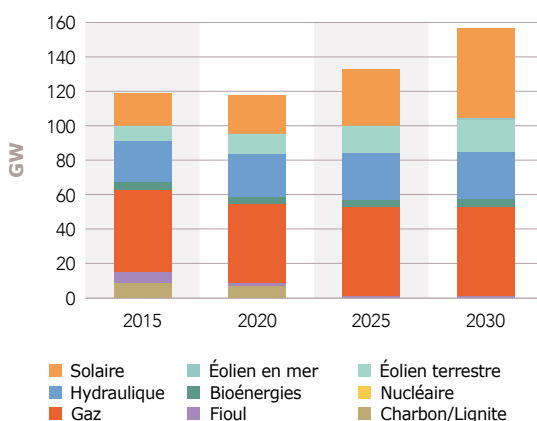
Des enjeux identifiés sur la sécurité d'approvisionnement

Les analyses¹²² de Terna sur la sécurité d'approvisionnement montrent que les capacités disponibles seraient insuffisantes (avec un déficit estimé à 5 GW) pour atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement cible (fixé à une espérance de défaillance de 3 heures par an) à l'horizon 2025 sans développement de nouvelles capacités notamment dans le nord du pays¹²³. Les leviers envisagés par l'Italie pour faire face à cet enjeu sont le développement des interconnexions, de capacités de stockage et de capacités de production au gaz.

Des projets d'interconnexion sont planifiés avec la France, la Suisse, l'Autriche et la Slovénie pour un total de 4 GW de capacités d'imports et d'exports supplémentaires sur la décennie, soit une augmentation de près de 50%.

Les enjeux de sécurité d'approvisionnement ont conduit à la mise en place d'un mécanisme de capacité pour faire émerger de nouvelles capacités et assurer le maintien des capacités existantes (pour celles qui ne sont pas fermées par décision politique). Le mécanisme de capacité italien a été approuvé par la Commission européenne en 2018 et les enchères réalisées cette même année ont permis de sélectionner près de 6 GW de nouvelles capacités (pour mise en service en 2022 ou 2023) et de sécuriser les revenus de 35 GW de capacités existantes.

Figure 4.35 Évolution du parc de production en Italie



122. Rapporto Adeguatezza Italia 2019, <https://www.terna.it/en/electric-system/dispatching/adequacy>

123. Les contraintes de réseau interne en Italie conduisent à des situations contrastées en termes de sécurité d'approvisionnement comment en atteste l'étude précitée de Terna.

4.6 Bilans de parc installé dans les pays voisins



Parc installé en Allemagne

GW	2020*	2021	2022	2023	2024	2025		2030
Nucléaire	8,1	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
Thermique fossile	70,8	67,1	65,8	64,9	63,9	62,8		58,1
Charbon/lignite	40,1	34,6	31,6	29,9	28,1	26,0		18,5
Gaz	29,6	31,5	33,2	34,1	34,9	35,8		38,7
Fioul	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9		0,8
Énergies renouvelables	139,4	146,0	152,5	158,5	167,6	176,2		214,9
Hydraulique	13,3	13,3	13,3	13,3	13,4	13,4		14,4
Éolien terrestre	57,7	60,8	63,9	66,9	68,7	70,5		81,5
Éolien en mer	7,7	8,2	8,7	9,0	10,2	11,1		21,1
Solaire	52,1	55,2	58,3	61,0	67,1	73,3		91,3
Bioénergies	8,6	8,5	8,3	8,4	8,2	7,9		6,6
Offre totale	218,3	217,2	218,3	223,4	231,5	239,0		273,0

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



Parc installé en Belgique

GW	2020*	2021	2022	2023	2024	2025		2030
Nucléaire	5,9	5,9	4,9	3,9	3,9	0,0		0,0
Thermique fossile	7,1	7,1	7,1	7,1	9,3	9,3		9,9
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
Gaz	6,9	6,9	6,9	6,9	9,1	9,1		9,7
Fioul	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2		0,2
Énergies renouvelables	12,3	12,8	13,2	14,3	15,4	16,5		22,2
Hydraulique	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5		1,5
Éolien terrestre	2,6	2,7	2,8	3,1	3,4	3,7		4,6
Éolien en mer	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3		4,3
Solaire	5,0	5,3	5,6	6,4	7,2	8,0		11,0
Bioénergies	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		0,9
Offre totale	25,4	25,8	25,2	25,3	28,6	25,8		32,1

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



Parc installé en Espagne

GW	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Nucléaire	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	3,0
Thermique fossile	34,1	31,8	31,7	31,5	31,4	31,3	28,5
Charbon	4,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,0
Gaz	29,7	29,7	29,6	29,5	29,4	29,3	28,5
Fioul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergies renouvelables	61,4	66,4	71,9	77,8	83,7	89,2	119,9
Hydraulique	21,1	21,5	21,9	22,3	22,7	23,0	23,9
Éolien terrestre	27,1	29,1	31,3	33,9	36,6	39,2	48,4
Éolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Solaire	12,2	14,9	17,8	20,6	23,5	25,9	45,7
Bioénergies	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,7
Offre totale	102,5	105,3	110,7	116,4	122,3	127,7	151,4

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



Parc installé en Grande-Bretagne

GW	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Nucléaire	9,2	9,2	7,1	7,1	7,1	7,1	9,3
Thermique fossile	40,1	40,5	38,0	38,0	38,2	38,2	44,6
Charbon	1,3	1,3	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0
Gaz	38,5	38,9	36,4	36,4	37,9	37,9	44,3
Fioul	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Énergies renouvelables	49,2	50,3	51,9	54,3	56,7	59,4	70,1
Hydraulique	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Éolien terrestre	12,8	12,8	13,0	13,0	13,3	13,7	15,5
Éolien en mer	10,0	10,8	11,7	14,0	15,6	17,7	24,8
Solaire	13,7	13,9	14,1	14,3	14,5	14,7	16,4
Bioénergies	8,1	8,2	8,4	8,4	8,6	8,6	8,7
Offre totale	98,6	100,1	97,0	99,5	102,1	104,8	124,1

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



Parc installé en Irlande

GW	2020*	2021	2022	2023	2024	2025		2030
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
Thermique fossile	5,9	5,9	5,9	5,5	5,5	5,5		4,6
Charbon	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9		0,0
Gaz	3,9	3,9	3,9	4,2	4,2	4,2		4,2
Fioul	0,9	0,9	0,9	0,3	0,3	0,3		0,3
Énergies renouvelables	5,0	5,3	5,6	5,8	6,0	6,2		10,6
Hydraulique	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		0,5
Éolien terrestre	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3		6,0
Éolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		3,5
Solaire	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3		0,4
Bioénergies	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		0,1
Offre totale	10,9	11,2	11,4	11,3	11,5	11,7		15,2

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



Parc installé en Italie

GW	2020*	2021	2022	2023	2024	2025		2030
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
Thermique fossile	54,1	53,4	52,6	55,8	52,4	52,4		52,4
Charbon	6,9	6,3	3,7	3,1	0,0	0,0		0,0
Gaz	46,1	45,7	48,0	51,9	51,5	51,5		51,5
Fioul	1,2	1,4	0,9	0,9	0,9	0,9		0,9
Énergies renouvelables	63,5	66,4	69,2	72,8	75,9	80,7		104,0
Hydraulique	24,5	25,0	25,5	26,7	26,8	26,9		27,7
Éolien terrestre	12,0	12,9	13,8	14,8	15,7	16,2		18,4
Éolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0		1,2
Solaire	22,4	23,9	25,4	26,9	28,5	33,0		52,0
Bioénergies	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5		4,7
Offre totale	117,7	119,8	121,8	128,6	128,2	133,0		156,4

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.


Parc installé en Suisse

GW	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Nucléaire	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,6
Thermique fossile	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
Fioul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergies renouvelables	19,9	20,2	20,6	21,0	21,3	21,7	23,2
Hydraulique	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Éolien terrestre	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Éolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solaire	2,8	3,1	3,4	3,7	4,0	4,3	5,5
Bioénergies	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	1,2
Offre totale	23,6	24,0	24,3	24,7	25,1	25,5	26,7

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

LE DIAGNOSTIC D'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

5

LE DIAGNOSTIC D'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

5.1 La sécurité d'approvisionnement apparaît sous vigilance jusqu'à 2024, avant de s'améliorer par la suite

S'agissant de la sécurité d'alimentation, l'analyse de RTE fait apparaître trois périodes distinctes sur la décennie à venir :

- ▶ la période 2021-2024 qui reste sous vigilance ;
- ▶ une période de transition avec un regain de marges pour le système électrique aux alentours de 2025, facilitant la décarbonation associée aux transferts d'usages ;
- ▶ une nette amélioration avec une accélération de la transformation du mix énergétique en fin de décennie, au service de la décarbonation de secteurs économiques dont les besoins énergétiques étaient jusque-là couverts par des énergies fossiles.

5.1.1 Période 2021-2024 : une sécurité d'approvisionnement sous vigilance

Le critère national ne devrait pas être respecté lors des trois prochains hivers

Le diagnostic du précédent Bilan prévisionnel avait fait apparaître une période de vigilance à partir de l'hiver 2021-2022, du fait de la fermeture des dernières centrales au charbon et du retard de mise en service de l'EPR.

Combinées, les nouvelles hypothèses conduisent à une détérioration des marges dans le cas de référence du Bilan prévisionnel, sans en modifier les caractéristiques générales. RTE estime désormais que la période de tension préalablement identifiée dans le Bilan prévisionnel s'étend à 2021-2024.

Au cours de cette période, le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement, mesuré selon la méthodologie de référence, apparaît (i) inférieur ou voisin du critère fixé par le code de l'énergie¹²⁴, (ii) en croissance progressive et (iii) dépendant de la maîtrise des durées d'arrêt des réacteurs nucléaires. La progression à l'horizon 2023-2024 reste néanmoins soumise à des incertitudes. Un rebond de consommation plus important que celui anticipé, ou un retard supplémentaire sur la mise en service de l'EPR ou des parcs éoliens en mer conduirait de nouveau à des niveaux de marges dégradés en 2024.

Des leviers pour améliorer la sécurité d'alimentation

Dans l'ensemble, la situation en matière de sécurité d'approvisionnement, au cours des prochaines années, est donc désormais largement connue et prescrite par les décisions du passé et le contexte économique. Des leviers existent à la marge pour améliorer ces perspectives :

- ▶ les marges de manœuvre à disposition d'EDF pour accroître la disponibilité du parc nucléaire sur les prochains hivers font désormais l'objet de discussions et d'un suivi approfondi en lien avec l'exploitant, l'Autorité de sûreté nucléaire et les services de l'État. Les perspectives présentées pour l'hiver 2021-2022 intègrent déjà une réadaptation du planning permettant de dégager de l'ordre de 1 GW, et d'autres actions seraient envisageables pour renforcer le niveau de sécurité d'approvisionnement en cas de besoin ;

¹²⁴. Le « niveau » ou « critère » de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par le pouvoir réglementaire : il s'agit de la règle dite des « trois heures ». Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par les marchés de l'électricité, dans toutes les configurations étudiées par RTE, est inférieure ou égale à trois heures par an.

- ▶ le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais permettrait de disposer de 1 GW de marges supplémentaires à compter de l'hiver 2022-2023. Au vu des perspectives présentées dans le Bilan prévisionnel, cette opération apparaît nécessaire pour garantir l'équilibre local du système en Bretagne et le respect du critère national de sécurité d'approvisionnement, sur la période 2022-2024 *a minima*. Les durées annuelles de fonctionnement requises pour l'équilibre du système sont faibles, et en tout état de cause inférieures au plafond de 700 heures par an qui découle de la loi de 2019 et de la réglementation ;
- ▶ l'atteinte des objectifs de la PPE en matière de développement des énergies renouvelables terrestres permettrait de gagner 0,5 GW de marges en 2023. *A contrario*, de nouveaux retards conduiraient à dégrader le diagnostic ;
- ▶ l'accélération du développement des effacements à hauteur du rythme de la PPE renforcerait les marges de l'ordre de 0,2 GW sur le premier hiver, et jusqu'à 0,4 GW fin 2023. De manière générale, RTE a déjà largement présenté, dans les précédentes éditions du Bilan prévisionnel, l'importance associée au renforcement de l'efficacité énergétique et des usages économes.

En ce qui concerne la maîtrise de la consommation, de nombreuses mesures ont été prises par les pouvoirs publics et RTE (renforcement du soutien aux effacements, mesures d'efficacité énergétiques...) et sont déjà intégrées dans l'hypothèse d'évolution de la consommation. Dès lors l'existence de leviers de consommation complémentaires sur un horizon court terme est très incertaine.

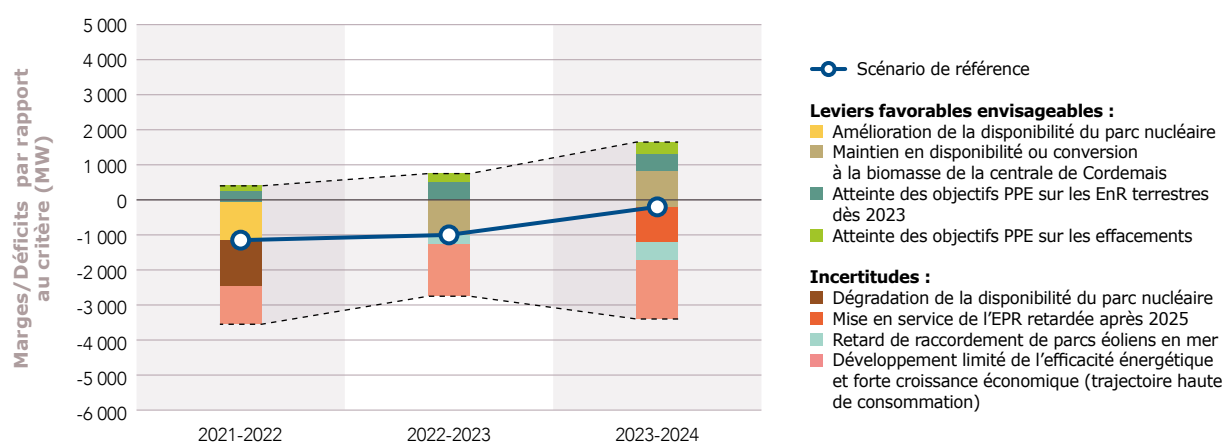
Il n'y pas de risque local identifié associé à la fermeture des derniers groupes charbon, au-delà de la problématique spécifique au Grand Ouest

S'agissant de la sécurité d'alimentation à l'échelle locale, le diagnostic formulé dans les précédents Bilans prévisionnels est confirmé.

La fermeture des dernières tranches au charbon ne génère pas de risque local spécifique, à l'exception d'un risque dans l'ouest de la France tant que la fermeture de la centrale de Cordemais n'est pas compensée par la mise en service de l'EPR de Flamanville.

A contrario, il n'existe pas de risque local spécifique en Lorraine (avec la fermeture annoncée de la centrale de Saint-Avold), pas plus qu'en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (centrale de Gardanne) ou en Normandie (centrale du Havre).

Figure 5.1 Évolution des marges sur l'horizon 2021-2024



5.1.2 Période 2024-2026 : la sécurité d’approvisionnement s’améliore après 2024

Des marges positives possibles à l’horizon 2025, mais soumises à des incertitudes

Le niveau de sécurité d’approvisionnement devrait progresser et garantir le respect du critère réglementaire à l’horizon 2024/2025, avec des marges plus ou moins substantielles selon les cas de figure étudiés, sauf dans le cas de figure le plus défavorable.

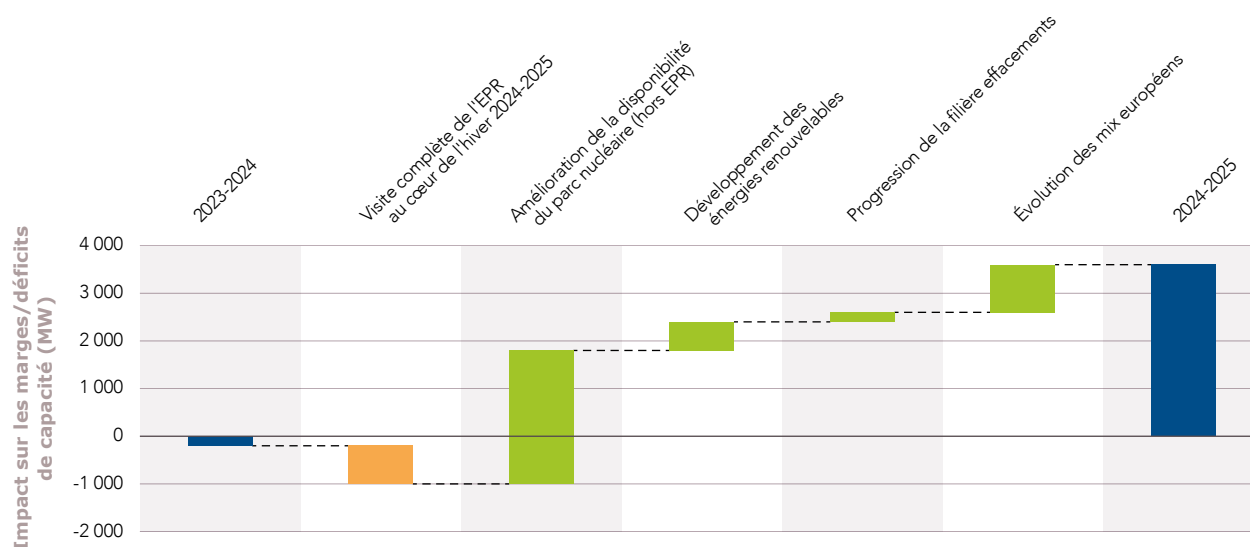
Les analyses sont menées en intégrant des scénarios « possibles » au-delà des scénarios « souhaitables » : des scénarios de décalage dans la mise en service de grands projets en France (notamment l’EPR mais aussi les projets éoliens en mer), de faible disponibilité du nucléaire, etc., ont fait l’objet de tests dans le cadre du Bilan prévisionnel.

Ces cas de figure dégradent la perspective, mais ne conduisent pas à remettre en cause la tendance à l’amélioration de la situation à horizon 2025, sauf à cumuler l’ensemble des effets négatifs :

- ▶ un scénario de reprise économique plus soutenue associée à une non-atteinte des objectifs d’efficacité énergétique conduirait à une consommation orientée sensiblement à la hausse. Les marges pourraient alors être dégradées de l’ordre de 3 GW ;
- ▶ dès lors que la disponibilité du parc nucléaire (en dehors de l’EPR) ne serait pas améliorée par rapport aux hivers précédents (ce qui réduirait les marges d’1 à 3 GW) ;
- ▶ en cas de décalage dans la mise en service de grands projets en France (notamment l’EPR mais aussi les projets éoliens en mer) ;
- ▶ enfin, les marges sont dépendantes de l’évolution des mix énergétiques des pays voisins. Les incertitudes associées à ces calendriers peuvent alors conduire à une prudence dans la prise en compte de ces contributions. Ainsi, dans le cas où les imports maximum lors des périodes de tension resteraient proches de ceux déjà observés lors des dernières années (de l’ordre de 10 GW¹²⁵), les marges seraient sensiblement réduites.

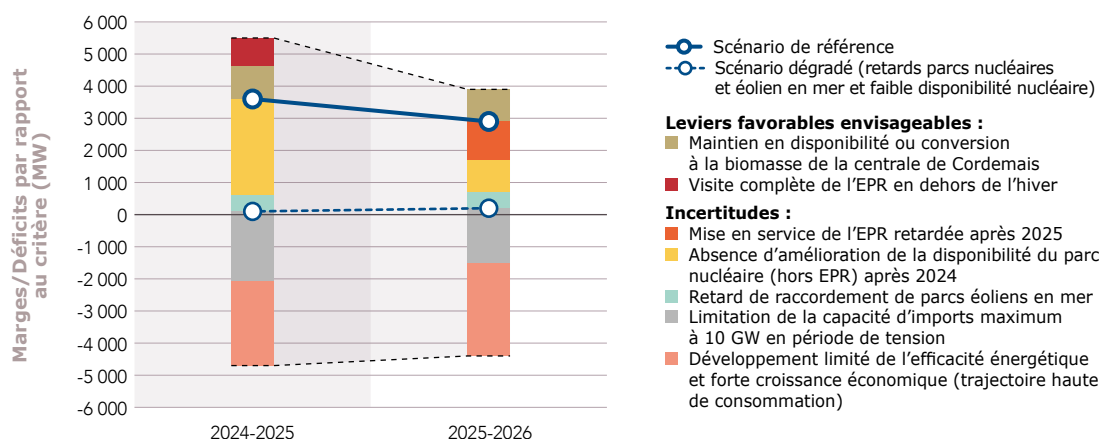
Ainsi, dans un scénario prenant en compte d’une part des retards supplémentaires sur deux parcs éoliens

Figure 5.2 Principales évolutions sur le mix entre les hivers 2023-2024 et 2024-2025, et impact sur les marges



125. Ce niveau d’importations a déjà été dépassé par le passé, le 2 décembre 2017. Des imports sensiblement proches de 10 GW ont aussi été plusieurs fois observés, par exemple le 28 février 2018 ou encore le 8 décembre 2020.

Figure 5.3 Évolution des marges sur l'horizon 2024-2026



en mer et sur le projet d'EPR (scénario dégradé), et d'autre part une disponibilité du parc nucléaire qui resterait au niveau de la disponibilité prévisionnelle de celle de l'hiver 2023-2024, le système électrique serait sans marge. Le niveau de sécurité d'approvisionnement resterait au niveau réglementaire, sans levier pour accroître les transferts d'usages vers l'électricité ou pour fermer des moyens de production. Le maintien pour deux années supplémentaires (2024-2026) de la centrale de Cordemais dans le cadre d'un projet de conversion à la biomasse offrirait un gain de marge estimé à environ 1 GW au niveau national. Ce type de gain apporte une sécurité appréciable dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des trajectoires sur les renouvelables, ainsi que dans l'éventualité d'une mise en service différée de l'EPR de Flamanville. Pour autant, les évolutions engagées sur le réseau et les mises en service prévues (en particulier de parcs éoliens en mer) conduisent progressivement à relâcher le degré de contrainte sur l'équilibre des flux dans l'ouest du pays et la sécurité d'alimentation de la Bretagne.

La baisse des marges observée entre les hivers 2024-2025 et 2025-2026 est due, au premier ordre, à la fermeture des dernières installations des parcs charbon et nucléaire fixée à 2025 dans plusieurs pays européens (Espagne, Italie et Royaume-Uni pour la filière charbon, et Belgique pour la filière nucléaire).

Le maintien des réacteurs nucléaires actuels apparaît nécessaire à l'horizon 2025

La PPE prévoit la possibilité de fermer deux réacteurs nucléaires additionnels à l'horizon 2025-2026. L'activation de cette option est conditionnée à certains critères, qui portent notamment sur la sécurité d'approvisionnement en France et en Europe et sur l'intérêt économique. La décision doit intervenir d'ici fin 2022.

À date, RTE estime que les conditions précitées pourront très difficilement être remplies.

Les marges estimées à l'horizon 2025 sont en effet associées à de nombreuses prérequis, dont l'atteinte fera l'objet d'une attention particulière au cours des prochaines années mais ne peut être considérée comme acquise à ce jour. C'est le cas des hypothèses structurantes sur la production nucléaire (maîtrise du programme du grand carénage et mise en service de l'EPR), la production renouvelables (notamment le rythme de mise en service des parcs éolien en mer et l'inflexion de la trajectoire sur le solaire), les pays européens voisins et la conséquence de la fermeture du nucléaire en Allemagne et en Belgique notamment, etc.

Ainsi, dans un scénario cumulant retards et moindre disponibilité du parc nucléaire, la France

atteindrait le critère réglementaire, mais sans marge. De même, le cumul de configurations défavorables ne peut être exclu, et il conduirait à un déficit de capacité de production à cet horizon.

Enfin, le retour d'expérience d'une gestion du système électrique au plus près du critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement a livré plusieurs enseignements, qui sont discutés dans la partie 4 du Bilan prévisionnel. Les analyses réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel montrent en effet que l'augmentation de la résilience du système à certains aléas nécessite de reconstituer des marges au-delà du respect

strict du critère réglementaire. L'arrêt précoce de réacteurs nucléaires au-delà de la trajectoire de fermeture de réacteurs déjà formalisée dans le scénario central de la PPE, n'est pas de nature à atteindre cet objectif.

Au-delà de la question de la sécurité d'alimentation, la fermeture anticipée des réacteurs nucléaires aurait un effet haussier, toutes choses étant égales par ailleurs, sur les émissions en France et dans les pays voisins, et sur la faculté à atteindre les objectifs sur les émissions de gaz à effet de serre prévus pour 2030.

5.1.3 À l'horizon 2030 : des marges de sécurité d'approvisionnement positives dans les différents scénarios étudiés

Une amélioration sensible des marges est envisageable

À l'horizon 2030, la sécurité d'alimentation, se renforce de manière substantielle par rapport à aujourd'hui. Le critère de sécurité d'approvisionnement serait largement respecté, avec des marges confortables.

Ce niveau de marges à l'horizon 2030 reste néanmoins particulièrement incertain :

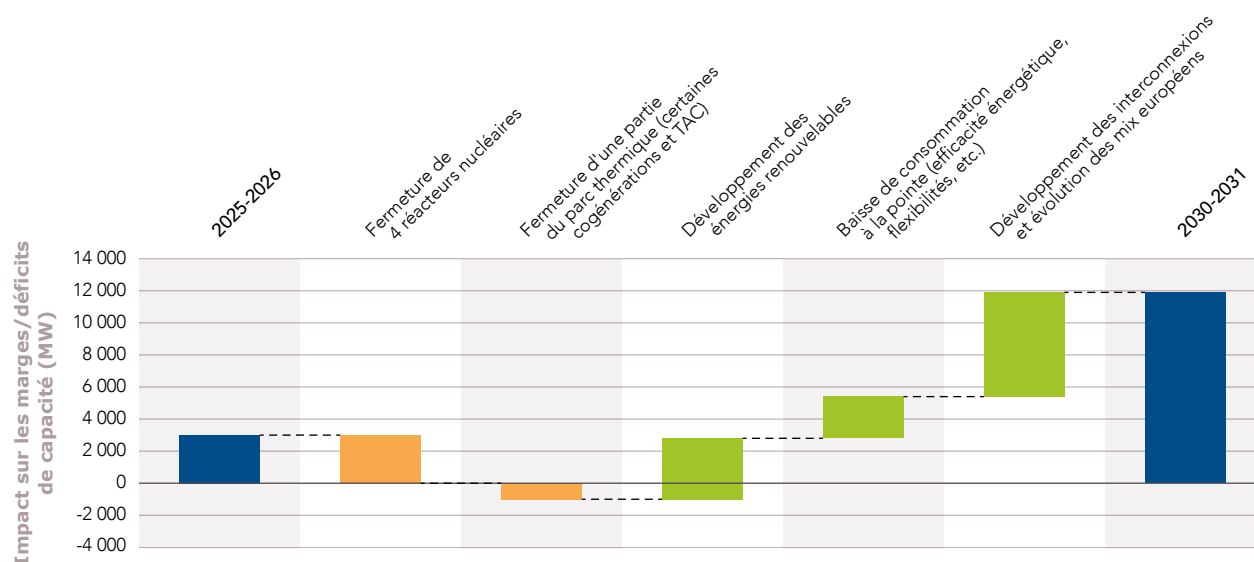
- ▶ la question de la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement est une question centrale. Les évolutions des mix électriques des pays voisins telles qu'annoncées devraient accroître la contribution de ces pays à la sécurité d'approvisionnement de la France. Les niveaux d'imports maximum envisageables à cet horizon pourraient alors être sensiblement plus élevés que ceux déjà observés par le passé.

Néanmoins ces évolutions reposent sur la mise en service de volumes considérables d'énergies renouvelables et d'un très grand nombre de cycles combinés à gaz. Les incertitudes associées à la réalisation de ces projets doivent conduire à une grande prudence dans la prise en compte de leurs contributions, notamment pour des exercices de sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, le niveau de marges est également estimé en limitant les imports maximum lors des périodes de tension à des volumes proches de ceux déjà observés lors des dernières années (par exemple proche de 10 GW¹²⁶). Dans cette hypothèse, les marges seraient sensiblement réduites, mais resteraient néanmoins positives.

- ▶ le niveau de marges est adossé à l'atteinte d'un ensemble d'objectifs ambitieux en France. Les inflexions prévues d'une part sur la consommation (notamment celles liées aux mesures d'efficacité énergétique) et d'autre part sur le développement des énergies renouvelables et des capacités d'effacements peuvent être en-deçà des objectifs publics.

Figure 5.4 Principales évolutions sur le mix entre les hivers 2025-2026 et 2030-2031, et impact sur les marges



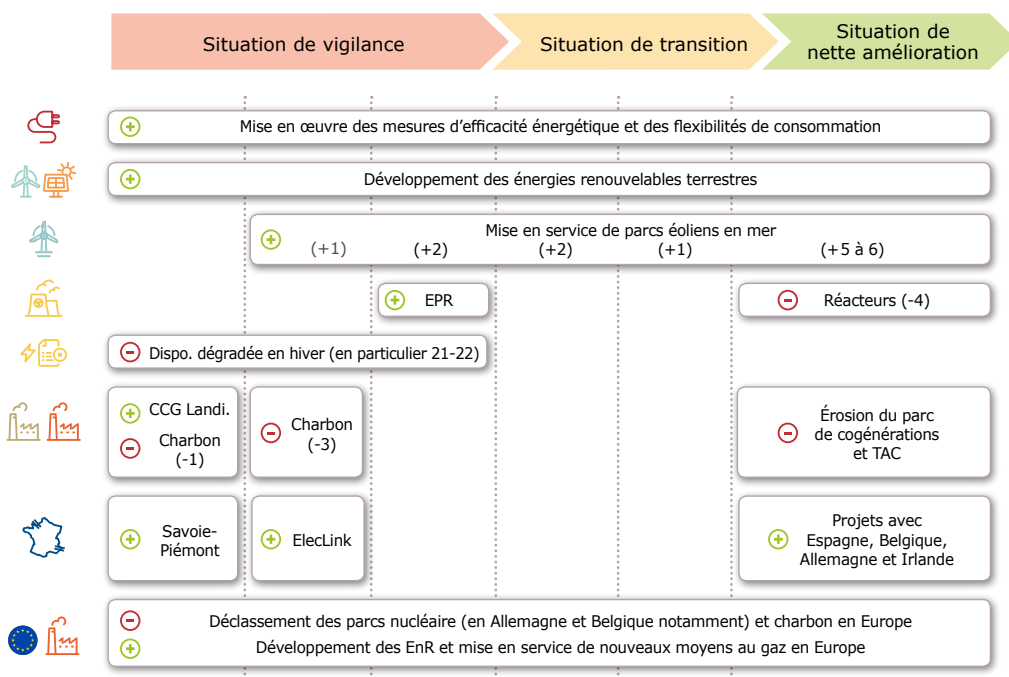
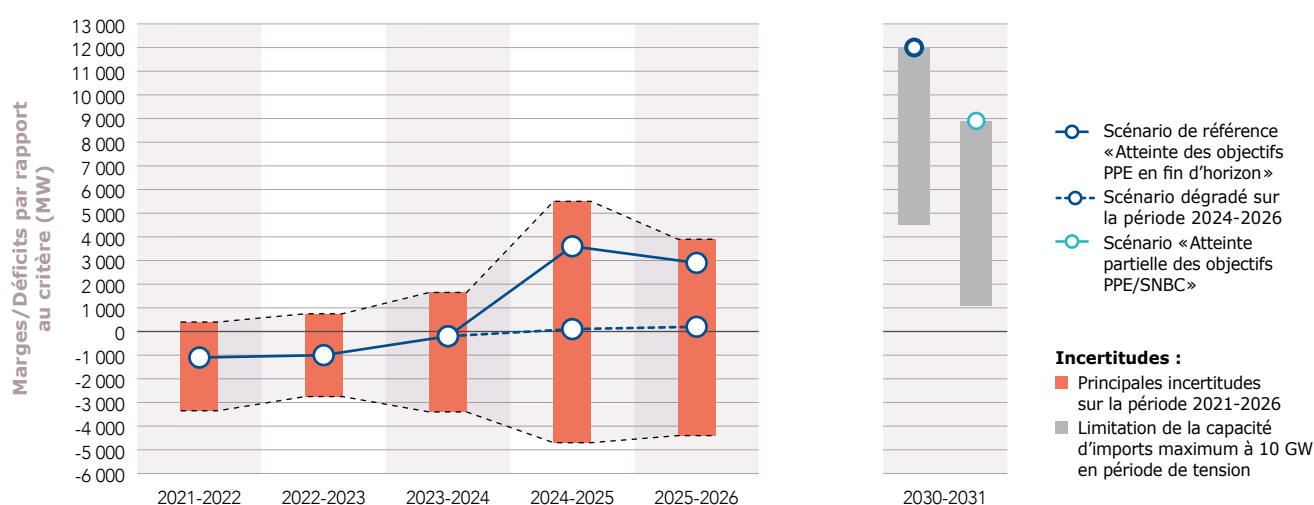
126. Ce niveau d'importations a déjà été dépassé par le passé, le 2 décembre 2017. Des imports sensiblement proches de 10 GW ont aussi été plusieurs fois observés, par exemple le 28 février 2018 ou encore le 8 décembre 2020.

Le diagnostic de marges positives reste néanmoins maintenu dans le scénario d'atteinte partielle des objectifs, y compris sous l'hypothèse d'une limitation de la contribution des pays voisins à 10 GW.

Ces marges importantes à l'horizon 2030 devraient par ailleurs rester transitoires. D'ici 2035, la

poursuite de la croissance de la consommation et l'objectif de déclassement de huit tranches nucléaires supplémentaires ne devraient pas être compensés par le développement des énergies renouvelables (dans l'hypothèse d'une prolongation des trajectoires de la PPE) et le développement des interconnexions.

Figure 5.5 Évolution des marges sur l'horizon 2021-2030



5.2 Une analyse plus approfondie de la sécurité d'approvisionnement et des moyens de la renforcer

5.2.1 La signification de la gestion de la sécurité d'approvisionnement nécessite d'être explicitée

Un critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics

Le critère de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par les pouvoirs publics. Il s'agit d'un critère probabiliste : il fixe l'occurrence maximale des situations de défaillance à une espérance de trois heures par an. Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par le fonctionnement normal des marchés de l'électricité, dans toutes les configurations d'aléas considérées, est inférieure ou égale à trois heures par an.

Le décret du 22 septembre 2006¹²⁷ disposait que le niveau cible de sécurité d'approvisionnement visé était estimé sans prise en compte de l'apport des interconnexions à la pointe de consommation. Le décret du 24 mars 2016¹²⁸ a modifié cette règle, et depuis, l'apport des pays voisins est pris en compte dans l'estimation de la sécurité d'approvisionnement.

La PPE publiée en avril 2020 a introduit un critère complémentaire, portant sur les occurrences de situations de délestages de consommateurs. Ce critère complémentaire des «deux heures de délestage» dispose que la durée moyenne pendant laquelle le délestage de consommateurs est nécessaire pour assurer l'équilibre entre la consommation et la production, est inférieure ou égale à deux heures par an. Les analyses menées par RTE montrent que ces deux critères sont globalement équivalents avec le mix énergétique actuel : lorsque le système électrique est dimensionné sur le critère des «trois heures de défaillance», le critère des «deux heures de délestage» est respecté, et inversement.

Le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être traduit en besoins de capacités pour le système électrique

Résumer le critère de sécurité d'approvisionnement à un unique nombre, exprimé en «nombre d'heures de défaillance», présente une difficulté commune d'interprétation : il n'est pas spontanément possible de le rapprocher des grandeurs habituellement utilisées (capacités de production) dans le débat public.

Pour remédier à ce risque, RTE présente depuis plusieurs années les résultats du Bilan prévisionnel sous la forme d'un volume de capacité en écart par rapport au critère (communément appelé «marge» lorsque le système satisfait le critère et «déficit» lorsque le système ne le respecte pas).

La relation n'est toutefois pas linéaire, et résulte d'un abaque (cf. figure 5.6) représentant la relation entre le nombre d'heures de défaillance et la marge ou le déficit estimé par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement actuel. Ainsi une durée de défaillance de 5 h par an, donc supérieure au critère public actuel des 3 h, correspond à un déficit de puissance ; il conviendrait d'ajouter environ 1,6 GW de puissance parfaite pour revenir au «critère des trois heures».

À l'inverse, une durée de défaillance de l'ordre de 1 h par an correspond à une marge de capacité et permettrait au système électrique français de satisfaire une consommation supplémentaire de 3,5 GW en bande tout en respectant le «critère des trois heures».

En conséquence, le diagnostic présenté au paragraphe 5.1 signifie que le niveau de sécurité d'approvisionnement anticipé dans ce Bilan prévisionnel pour le prochain hiver conduit à une espérance de défaillance d'environ 4 h.

¹²⁷. <https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=MM2ztpKcMsR26WzdZICJRUKMHYQvynO2QRjcUgr2Y2Q=>

¹²⁸. https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000032294016?r=hEntd0buuPond

Une situation de déficit de capacité n'est pas assimilable à un blackout

La sécurité d'alimentation en électricité n'équivaut pas au «risque zéro», par ailleurs inatteignable dans tout secteur industriel. Elle signifie que l'alimentation électrique est garantie, à l'exception de certaines circonstances particulières où RTE est susceptible d'intervenir, en dernier ressort, pour modifier la consommation.

Différents leviers d'exploitation sont en effet aujourd'hui à disposition de RTE en cas de tension du système électrique. Les différents moyens post marché pouvant être activés par RTE préalablement à un délestage ciblé revêtent des caractéristiques très hétérogènes.

Certains leviers présentent déjà une bonne fiabilité :

- ▶ la réduction de la tension sur les réseaux de distribution («-5% Un») se traduit par une baisse de la puissance appelée de l'ordre de 3 à 4%, mais son application se limite à quelques heures consécutives. L'effet de cette mesure est peu perceptible par le consommateur (baisse légère de l'intensité lumineuse, etc.) ;
- ▶ l'interruptibilité contractualisée auprès des gros consommateurs permet une réduction du déséquilibre offre-demande, mais sur une durée limitée. L'efficacité de ce levier est avérée comme l'a montré l'activation de l'interruptibilité au cours du mois de janvier 2019. Il convient toutefois

de préciser que cette activation faisait suite à un besoin d'équilibrage court terme du système électrique (stabilisation de la fréquence sur un délai de quelques secondes), et non au passage d'une pointe de consommation.

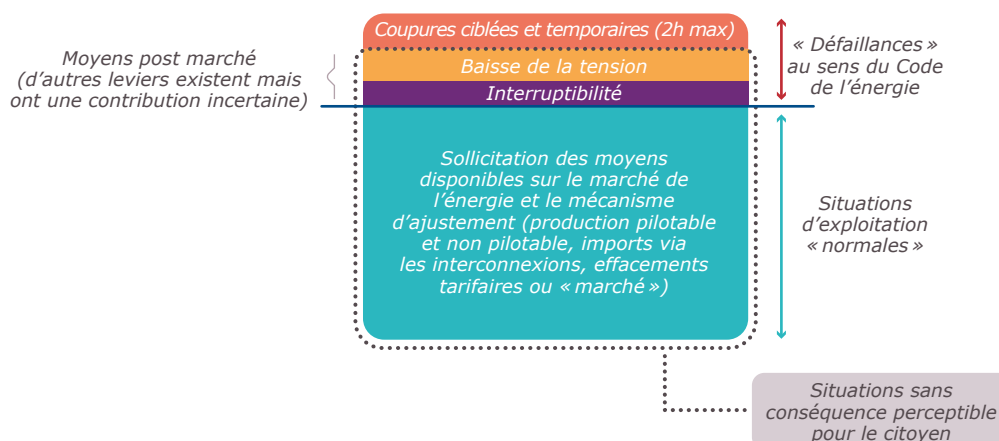
D'autres leviers possèdent des effets plus incertains :

- ▶ l'effet de l'appel aux gestes citoyens est aujourd'hui difficile à anticiper ;
- ▶ de même, les marges dégagées par la sollicitation des gestionnaires de réseau voisins sont incertaines : en effet, en situation de pénurie en France, les interconnexions peuvent par exemple être saturées en import ou bien les pays voisins peuvent être aussi en situation de pénurie.

L'appel aux moyens post marché précités doit être dédramatisé, dans la mesure où il correspond à des leviers d'exploitation qui sont sans conséquence notablement perceptible sur le citoyen et qui permettent de résorber jusqu'à environ 25% des situations de défaillance sans recourir au délestage.

Il existe donc un enjeu à faciliter son acceptation collective pour dégager des marges de manœuvre sur le mix électrique, en particulier avec la période de vigilance qui s'étend jusqu'à 2024, pendant laquelle la probabilité de recours à ces dispositifs est plus élevée.

Figure 5.6 Illustration des différents leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande



En revanche, l'activation de ces moyens permet de réduire essentiellement les déséquilibres de courte durée : ainsi, près de la moitié des situations de défaillance de moins de trois heures sont résorbées par les leviers post marché. Cette analyse confirme que la mise en œuvre de ces moyens permet le passage de pointes de consommation élevées, mais n'a pas vocation à remédier aux déséquilibres entre l'offre de production et la demande sur de longues durées : parmi les situations de défaillance de plus de trois heures, seulement une sur dix est résolue par l'activation de ces leviers.

Par ailleurs, le délestage intervient alors en dernier recours pour assurer la sauvegarde du système électrique en cas de déficit de marges. Il s'agit en pratique de délestage tournant permettant de « couper » des zones pendant la durée la plus courte possible (2 heures au maximum), le temps de retrouver la stabilité du système électrique.

Ce type d'intervention n'est absolument pas assimilable à un blackout¹²⁹, qui marque une perte de maîtrise de la stabilité du système, des délestages beaucoup plus importants et de durée non prévisible. Il vise au contraire à en empêcher la survenue.

5.2.2 La résilience du système électrique aux événements extrêmes est au cœur des débats

Un enrichissement des analyses de sécurité d'approvisionnement au-delà des dispositions réglementaires

Si aucune rupture d'approvisionnement n'est survenue durant le dernier hiver, les débats ont été nombreux autour du niveau de sécurité d'approvisionnement du système électrique :

- ▶ de par sa nature statistique, le critère actuel n'est pas maîtrisé par le grand public (la métrique probabiliste utilisée de « 3 heures par an de défaillance » ne caractérise pas directement l'impact pour le consommateur) ;

- ▶ le terme de défaillance, utilisé dans la loi, est à l'origine un terme technique issu du registre des études de dimensionnement des systèmes électriques. Ce terme fait référence à une situation choisie de déficit de puissance disponible, acceptée par la collectivité pour éviter que les investissements mis en œuvre pour l'empêcher ne soient plus élevés que le préjudice réel. Or, dans la langue courante, le terme renvoie à une panne ou à une faute. Ceci est source de confusion et ne permet pas de rendre compte des enjeux sous-jacents ;
- ▶ le risque important de recours aux moyens post marché, voire au délestage, lors de situations dégradées (type vague de froid) est aujourd'hui un sujet d'incompréhension, et peut être perçu comme un échec du système mis en place ;
- ▶ enfin, la sécurité d'approvisionnement dépend en partie de choix qui échappent aux politiques publiques nationales (notamment l'évolution des mix énergétiques des pays voisins, qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement de la France via les interconnexions).

Ceci explique que l'analyse du niveau de sécurité d'approvisionnement, qui est probabiliste par nature, ne soit généralement pas comprise. Sur ces questions, le débat médiatique est souvent à partir de la notion de puissance garantie, qui n'a pourtant pas de réalité dans les évaluations réalisées par les gestionnaires de réseau de transport en Europe. Or les estimations en puissance garantie engendrent plusieurs biais : (1) elles surestiment le degré de disponibilité effectif des moyens existants, qui sont eux-aussi sujets à des aléas comme toute installation industrielle, (2) elles sous-estiment la contribution des filières à profil de production variable, qui contribuent de manière effective et croissante à l'alimentation en électricité, (3) elles n'intègrent pas la nature européenne de la gestion des flux, pourtant acceptée par les Etats dans le cadre du marché intérieur de l'énergie.

¹²⁹. Le black-out correspond à une situation où la survenue d'un aléa de grande ampleur en temps réel conduit à une perte de contrôle sur la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation et est le plus souvent associé à des séparation du réseau européen en plusieurs systèmes indépendants. Le risque de blackout (maîtrisé par le dimensionnement des réserves de court-terme et les stratégies de gestion) n'est pas spécifique aux situations où les marges de production sont les plus faibles.

Pour dépasser cette opposition, RTE a enrichi le dispositif d'analyse de la sécurité d'approvisionnement qui figure dans le Bilan prévisionnel.

Celui-ci repose désormais :

- ▶ d'une part, sur l'analyse probabiliste de la durée de défaillance, méthodologie standard désormais utilisée dans le cadre de l'Union européenne
- ▶ d'autre part, sur l'analyse de « stress tests » qui visent à évaluer la résilience du système électrique à des événements extrêmes, certes peu probables mais dont la sévérité serait élevée.

Ce dispositif permet de livrer une interprétation plus complète de la sécurité d'approvisionnement électrique en France.

Des stress tests basés pour l'essentiel sur des situations rencontrées par le passé

Les stress tests étudiés sont construits sur la base d'aléas déjà rencontrés par le passé :



une vague de froid très intense (février 2012, avec des températures moyennes France de 8° sous la normale saisonnière, ayant conduit au plus grand pic de consommation en France, environ 102 GW) ;



l'indisponibilité simultanée et imprévue de plusieurs réacteurs nucléaires (situation vécue au début de l'hiver 2016-2017 au cours de laquelle l'ASN avait demandé l'arrêt de plusieurs réacteurs suite à la découverte d'une anomalie générique sur des générateurs de vapeur) ;



des épisodes de vent très faible ayant occasionné une très faible production éolienne en France (comme par exemple début janvier 2017 avec ponctuellement un facteur de charge du parc éolien de 1%).



À ces différents stress tests est aussi ajoutée l'analyse de sécurité d'approvisionnement sans prise en compte de l'apport des interconnexions à la pointe de consommation.

Ces stress tests sont complétés par des combinaisons d'aléas, non rencontrées par le passé, mais qui ne peuvent être exclues :

- ▶ une vague de froid intense (comme celle de février 2018, ayant amené à un pic de

consommation de près de 97 GW) et une disponibilité du parc nucléaire similaire à celle de décembre 2016 ;

- ▶ une vague de froid intense (février 2018), combinée à une situation de vent très faible (facteur de charge éolien de 1%) ;
- ▶ une vague de froid modérée (conduisant à une consommation de l'ordre de 90 GW dans le mix actuel), un épisode de vent modéré (facteur de charge éolien de 10%) et une faible possibilité d'imports depuis les pays voisins (telle que celle rencontrée le 25 janvier 2017 où des aléas conjoncturels avaient réduit temporairement la capacité d'imports : avarie matérielle sur les câbles sous-marins d'une liaison avec la Grande-Bretagne et contraintes internes sur le réseau allemand).

Une évolution des risques au cours du temps sous l'effet des changements sur le mix

Durant la première décennie des années 2000, le système électrique présentait des caractéristiques très simples :

- ▶ le niveau de sécurité d'approvisionnement, mesuré de manière probabiliste, était très élevé (système surcapacitaire) ;
- ▶ sa sécurité d'approvisionnement dépendait de deux facteurs prépondérants : la température du fait de la forte thermosensibilité de la consommation, et la disponibilité du parc nucléaire de par sa prédominance dans le mix électrique.

Ce niveau était assis sur une très forte disponibilité du parc nucléaire lors de l'hiver. La possibilité d'aléas majeurs sur le parc nucléaire n'était en pratique pas intégrée aux analyses de sécurité d'approvisionnement, et la résilience à des situations de grand froid était assurée par un parc de grandes unités thermiques au charbon et au fioul.

Au cours de la dernière décennie, le niveau de sécurité d'approvisionnement a évolué à la baisse tout en restant largement supérieur au niveau de risque fixé dans la réglementation et donc en théorie consenti par la collectivité :

- ▶ au niveau probabiliste, les marges ont diminué pour se stabiliser au niveau prévu par le « critère des 3 heures » : la perte de disponibilité du parc nucléaire l'hiver et la fermeture importante des moyens de production thermiques pour des

raisons économiques et climatiques (fermeture des petites centrales au charbon, puis des grandes unités au fioul en 2017, puis désormais des dernières grandes centrales au charbon) a été en pratique compensée par une intégration européenne plus étroite, le développement des centrales au gaz et des effacements de consommation, et la croissance des énergies renouvelables quand bien même leur profil de production est variable ;

- ▶ au niveau des stress tests, le système est devenu plus sensible à des indisponibilités simultanées de réacteurs nucléaires et à des vagues de froid.

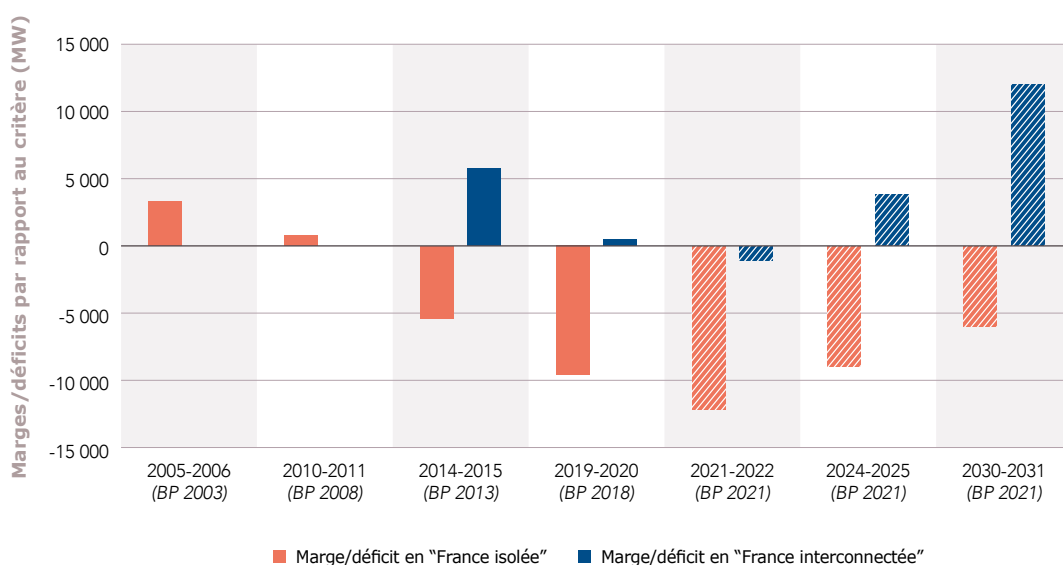
Cette forte réduction des marges s'est traduite concrètement par différents épisodes lors de ces dernières années où RTE a alerté sur des situations présentant des risques éventuels de coupure (notamment le 8 janvier 2021¹³⁰). Bien qu'aucun de ces risques ne se soit matérialisé par une situation proche du délestage, les débats ont été nombreux autour du niveau effectif de sécurité d'approvisionnement du système électrique.

Les analyses de risque montrent que le « point bas » est atteint en 2022, à la fois au niveau probabiliste et au niveau des stress tests. Néanmoins, hors crise COVID, le niveau structurel de sécurité d'approvisionnement n'est jamais devenu inférieur au critère fixé par la réglementation. La première période (2021-2024) étudiée dans le Bilan prévisionnel est donc celle qui concentre le plus de risques, même si ceux-ci demeurent pour l'essentiel de faible probabilité.

Les mesures décidées au cours des dernières années permettent d'envisager une amélioration du niveau de sécurité d'approvisionnement dans les années qui viennent. Cette amélioration est sensible lors de la seconde période (2025) et se renforce à l'horizon 2030. Elle se décline différemment selon l'indicateur (analyses probabilistes vs. stress tests) :

- ▶ au niveau probabiliste, les marges se renforcent de manière continue durant la période ;
- ▶ au niveau des stress tests, le système deviendrait plus résilient à certains (indisponibilités

Figure 5.7 Marges/déficits de capacité évalués dans les précédents Bilans prévisionnels¹³¹ et prévision du scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »



^{130.} Hormis le dispositif interruptibilité, activée pour des besoins de gestion de la fréquence en temps réel, sans lien avec le niveau de sécurité d'approvisionnement.

^{131.} Les marges de capacité par rapport au critère public n'étaient évaluées qu'en « France isolée » en 2005 et 2010.

Figure 5.8 Évolution de la résilience du système électrique à différents stress-tests

		Hiver 2014-2015	Hiver 2021-2022	Hiver 2030-2031		
		Marge ~ 5 GW	Déficit ~ -1 GW	Scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC »	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC »	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC et limitation des imports maximum à 10 GW » ¹³²
		Marge > 10 GW	Marge ~ 9 GW	Marge ~ 1 GW		
Aléas déjà rencontrés par le passé	Vague de froid très intense (fév. 2012), sans autre aléa ¹³³ 134 -8°C	✓	✗	✓	✓	!
	Forte indisponibilité du parc nucléaire (déc. 2016), sans autre aléa 13 réacteurs indispo. au total	✓	✓	✓	✓	✓
	Absence de vent (jan. 2017), sans autre aléa 1%	✓	✓	✓	✓	✓
Aléa sur les imports seuls	Impossibilité d'imports, sans autre aléa 0 GW	✓	✓	✓	✓	✓
Conjonctions d'aléas défavorables	Vague de froid intense (fév. 2018) et forte indisponibilité du parc nucléaire (décembre 2016) -6,5°C 13 réacteurs indispo. au total	✗	✗	✓	✓	!
	Vague de froid intense (fév. 2018) et absence de vent (jan. 2017) -6,5°C 1%	✓	✗	✓	✓	✗
	Vague de froid modérée, vent faible et faibles imports (jan. 2017) -4°C 10% 5 GW	✓	✗	✓	✓	!

✓ Pas d'activation des moyens post marché

! Activation des moyens post marché sans recours au délestage

✗ Activation des moyens post marché et recours au délestage

132. Le scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC et limitation des imports maximum à 10 GW » permet de représenter une configuration prudente de la contribution des pays voisins à la sécurité d'alimentation en France. Le niveau de sécurité d'approvisionnement obtenu est alors proche du critère réglementaire.

133. La dénomination « sans autre aléa » signifie que l'ensemble des paramètres – en dehors de celui caractérisé par le « stress-test » – affectant le système électrique (consommation, production, capacité d'imports) correspondent aux prévisions moyennes anticipées pour un jour ouvré de janvier à 19h.

134. Les valeurs de températures correspondent à l'écart de température lissée (à la maille France) par rapport à celle attendue lors d'un jour moyen de janvier à 19h (i.e. environ 5,5 °C en température lissée). Les différents niveaux d'écart de températures ici présentés (-4°C, -6,5°C et -8°C) amènent à des niveaux de consommation différents selon l'hiver considéré. Actuellement, ces températures amèneraient à des consommations respectivement de l'ordre de 90 GW, 97 GW et 101 GW.

fortes sur le parc nucléaire, telles que celles qui pourraient résulter de décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire) et moins à d'autres (vent très faible sur l'ensemble de la plaque européenne combiné à une situation de froid).

Il en résulte, à l'horizon 2030, un paysage plus contrasté en matière de sécurité d'approvisionnement :

1. La température restera un facteur prépondérant. Le risque devrait toutefois rester similaire à celui entrevu aujourd'hui, notamment du fait de la stabilité de la thermosensibilité de la consommation.
2. La disponibilité du parc nucléaire restera également un paramètre dimensionnant, mais la résilience à une indisponibilité simultanée d'un nombre donné de réacteurs nucléaires s'améliorera dès 2025. Ce type de risque ne se matérialiserait toutefois qu'en cas de conjonction avec des niveaux sensiblement élevés de consommation.
3. Le développement accru de l'énergie éolienne induira une plus forte sensibilité de la production aux épisodes sans vent (le risque est moindre pour les périodes d'ensoleillement réduit, la contribution de l'énergie solaire étant plus réduite à la diminution du risque de défaillance). La survenue de tels épisodes ne présente en revanche pas de risque pour l'équilibre offre-demande pour des niveaux moyens de consommation hivernale.
4. La simultanéité d'aléas météorologiques extrêmes, tels que des épisodes de grand froid et de faible vent, représenterait le risque le plus influent à cet horizon. Cette conjonction est envisageable mais n'est toutefois pas systématique : lors des vagues de froid de 2012 et 2018, la production éolienne était élevée. La caractérisation statistique de ces conjonctions sera analysée plus en détail dans le prochain Bilan prévisionnel à l'horizon 2050.
5. Sans aléa sur le système électrique, et notamment avec une température proche des normales et un facteur de charge moyen, la sécurité d'approvisionnement pourrait être assurée au cœur de l'hiver sans recourir à des imports.

Dans l'ensemble, les scénarios « atteinte des objectifs PPE/SNBC » et « atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC » (y compris dans les configurations intégrant une limitation des imports à 10 GW), permettent à l'horizon 2030 de disposer d'un système électrique plus résilient qu'aujourd'hui aux quatre stress-tests individuels et aux conjonctions d'aléas défavorables simulées.

5.2.3 La politique de diversification du mix apporte un surcroît en matière de sécurité d'alimentation, sous condition qu'elle s'accompagne de marges par rapport au respect du « critère des 3 heures »

Les éléments présentés ci-dessus permettent de mieux caractériser la nature des transformations du mix électrique programmées au cours des prochaines années.

Les discussions issues des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 de RTE qui avaient été utilisés dans le cadre de la préparation de la nouvelle PPE, conduisaient à identifier deux types de trajectoires au cours des prochaines années, qui représentent deux façons différentes d'envisager la politique de diversification du mix électrique.

Les scénarios « d'addition » (tel celui d'atteinte des objectifs de la PPE, mais aussi de *Volt* dans le Bilan prévisionnel 2017) reposent sur un développement des énergies renouvelables plus rapide que le rythme de décroissance de la production nucléaire. L'évolution du parc de production conduit alors à disposer de marges croissantes par rapport au « critère historique ». Ceci aboutit à réduire la dépendance à chacun des moyens de production pris isolément, et à la disponibilité effective du parc nucléaire l'hiver en particulier. Ainsi, les scénarios « d'addition » apparaissent de nature à répondre aux souhaits formulés par l'Autorité de sûreté nucléaire dans son avis de 2013, et exprimés à nouveau par son président dernièrement, de doter le système électrique de marges permettant de procéder à des arrêts de réacteurs nucléaires sans engager de débat entre la sécurité d'alimentation et la sûreté nucléaire.

Dans les scénarios « de substitution » au contraire, la France procéderait au simple remplacement

de réacteurs nucléaires par des énergies renouvelables dans le respect du critère des 3 heures. Des scénarios de type *Ampère* (sur la période 2021-2030) relèvent de cette logique. La politique de diversification s'effectue alors dans le strict respect du critère historique, et l'espérance de défaillance demeure égale à 3 heures par an. Dans ce cas de figure, le système est parfaitement ajusté et il demeure, comme ces dernières années, très dépendant de la performance des réacteurs nucléaires existants. Cette information ne se traduira pas dans l'évaluation probabiliste de la défaillance, car celle-ci ne rend pas compte de la profondeur des « cas extrêmes ».

Le scénario de la PPE/SNBC étudié dans le Bilan prévisionnel relève de la première catégorie. Il est ainsi « additif » : malgré la fermeture de quatre réacteurs nucléaires en fin de période, il conduit à une croissance du productible d'électricité bas-carbone si les objectifs sur les énergies renouvelables sont bien atteints.

Néanmoins, les données publiées par RTE dans le cadre du dernier Bilan électrique national (en mars 2021) ont montré que la progression des énergies renouvelables dans le mix n'avait fait que compenser la diminution structurelle de la production des réacteurs nucléaires existants au cours des quinze dernières années (avant même la crise de la COVID-19, la production annuelle d'électricité bas-carbone demeurait légèrement inférieure à 500 TWh, soit le même niveau qu'en 2004). Cette situation correspond de fait à un scénario « de substitution », dans lequel les caractéristiques attendues d'un scénario additif ne se matérialisent pas.

Le caractère « additif » du scénario de la PPE conditionne le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement formulé dans cette édition du Bilan prévisionnel (et donc l'amélioration de la résilience du système aux différents stress-tests présentés). Il nécessite d'augmenter la production annuelle d'électricité décarbonée, et de dépasser à nouveau 500 TWh dès 2023, puis environ 530 TWh en 2025-2026, puis de l'ordre de 560 TWh en 2030.

5.2.4. Le risque zéro n'existe pas : à l'avenir, des solutions seraient possibles pour gérer les rares événements de déficit de puissance par d'autres méthodes que le délestage tournant et aléatoire de consommateurs

La gestion d'une situation de déficit de puissance, lorsque les différents leviers post marché ne suffisent pas à assurer l'équilibre du système électrique, repose aujourd'hui sur du délestage tournant de consommateurs, en évitant les consommateurs les plus sensibles (hôpitaux, personnes ayant un besoin vital d'accès à l'électricité, etc.).

Ces délestages tournants sont limités à deux heures consécutives pour chaque client, mais ont un caractère binaire, les clients étant coupés intégralement, sans mesure de progressivité.

Les progrès technologiques permettent d'envisager des modalités plus progressives, plus ciblées et in fine moins pénalisantes pour les consommateurs que le délestage sans préavis, tout en veillant à se distinguer des effacements gérés dans les marchés d'électricité. De nombreux bâtiments tertiaires disposent par exemple de dispositifs informatiques de gestion technique du bâtiment. Certaines solutions se basant sur les possibilités permises par les compteurs eux-mêmes ont déjà été expérimentées par les distributeurs dans le cadre de démonstrateurs *smart grid* : elles permettent de déclencher une réduction de la puissance délivrée aux consommateurs (voire directement à certains usages) plutôt qu'une coupure et pourraient être ciblées sur des consommateurs volontaires uniquement.

RTE, en charge de la mise en œuvre du plan de délestage en cas de déséquilibre sur le système, a engagé une réflexion sur son adaptation en utilisant les possibilités nouvelles offertes par les technologies du numérique. Cette réflexion vise à terme à permettre une gestion des situations de déséquilibre qui n'affecterait pas les consommateurs non-volontaires.

5.3 Différentes études qui dressent des visions contrastées sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement en Europe à l'horizon 2030

L'évolution de la sécurité d'approvisionnement en Europe constitue un sujet d'attention dans un contexte de fortes ambitions publiques en France et en Europe sur la transformation du système énergétique, qui se traduit par de profondes évolutions du mix de production électrique et des transferts d'usage vers l'électricité.

Différentes études publiées récemment apportent des analyses très contrastées sur l'évolution de la

sécurité d'approvisionnement en France à l'horizon 2030, allant d'un constat d'une très forte dégradation à une très nette amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

Les différences importantes de diagnostic peuvent s'expliquer par des choix méthodologiques et des hypothèses spécifiques considérées.



Étude de France Stratégie « Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ? »¹³⁵, publiée en janvier 2021

L'étude de France Stratégie vise à évaluer l'évolution de la sécurité d'approvisionnement entre 2020 et 2035, en France et dans quelques autres pays européens (Italie, Allemagne, Grande-Bretagne, Espagne, Suisse, Belgique).

Cette étude diffère en premier lieu du Bilan prévisionnel sur le plan méthodologique : d'une part elle est établie en considérant une absence d'imports (alors que la contribution des interconnexions à la sécurité d'alimentation en France est aujourd'hui d'environ 9 GW et pourrait dépasser 15 GW à l'horizon 2030 dans le scénario de référence du Bilan prévisionnel), et d'autre part elle raisonne au travers d'une évaluation statistique de la contribution de chaque filière à la sécurité d'approvisionnement. Ces deux points diffèrent des dispositions réglementaires prévues

dans le Code de l'énergie prévues pour l'élaboration des Bilans prévisionnels.

Par ailleurs, plus spécifiquement sur le deuxième point, l'approche retenue s'appuie sur des hypothèses concernant les facteurs de contribution statistique à la sécurité d'approvisionnement pour les différentes filières en fort écart avec les analyses de RTE :

- D'un côté les hypothèses sur la contribution des capacités nucléaire et hydraulique apparaissent surestimées (i) au regard des historiques de disponibilité, (ii) du caractère fatal d'une partie de la production hydraulique et (iii) en comparaison avec les niveaux de certification sur le mécanisme de capacité. L'effet de ces hypothèses conduit à surestimer d'environ 9 GW la contribution de ces filières à la sécurité d'approvisionnement.

¹³⁵. <https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2021-na-99-approvisionnement-electricite-janvier.pdf>

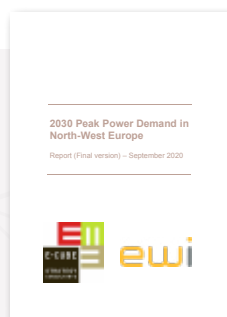
- ▶ D'un autre côté, la contribution des capacités éolienne et photovoltaïque, apparaissent sous-estimées à la fois par (i) une hypothèse de développement non alignée sur les objectifs publics de la PPE (en-deçà d'environ 15 GW à l'horizon 2030) et (ii) une contribution de ces filières à la sécurité d'approvisionnement significativement inférieure à la contribution considérée actuellement dans le mécanisme de capacité et au facteur de charge moyen de l'éolien en hiver. Ces écarts amènent à sous-estimer la contribution de ces filières à la sécurité d'approvisionnement pour environ 6 GW à l'horizon 2030.
- ▶ Enfin, la structure de la demande et sa flexibilisation (notamment la recharge des véhicules électriques et le développement des effacements) n'est pas considérée, conduisant à sous-estimer cet effet d'environ 3 GW à l'horizon 2030.

Avec cette approche, l'étude identifie une forte dégradation de la sécurité d'approvisionnement entre aujourd'hui et 2030.

Plus spécifiquement sur la situation actuelle, l'étude indique que la France serait capable de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement sans recours aux imports, ce qui est très éloigné des diagnostics de RTE depuis plusieurs années qui soulignent l'importance des imports pour atteindre le niveau réglementaire.

À l'horizon 2030, l'étude estime un déficit de capacité de l'ordre de 5 GW pour satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement sans recours aux imports. Bien que les méthodologies soient différentes et que les hypothèses techniques soient soumises aux limites précitées, ce constat semble proche de l'analyse de RTE (qui estime un déficit de capacité du même ordre dans un raisonnement «France isolée»). L'analyse de France Stratégie précise que la contribution des interconnexions pourrait permettre in fine de disposer de marges mais ne présente pas cette configuration comme une référence et tire ses conclusions sur la base de cette configuration qui reste pour autant extrêmement conservatrice. Ce choix de restitution n'est toutefois pas étayé par une analyse du fonctionnement du système électrique européen, alors que la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France représente déjà aujourd'hui de l'ordre de 9 GW et pourrait dépasser 15 GW à l'horizon 2030 dans le scénario de référence du Bilan prévisionnel.

Par ailleurs, au-delà du diagnostic technique sur la sécurité d'approvisionnement, l'étude met en avant les enjeux de coordination des politiques nationales pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Les analyses de RTE présentées dans ce Bilan prévisionnel confortent cette conclusion en montrant le rôle croissant que jouent les interconnexions et les choix des pays voisins dans la sécurité d'approvisionnement de la France.



Étude de E-Cube et EWI « Risques de coupure d'électricité en Europe du Nord-Ouest à l'horizon 2030 »¹³⁶, publiée en septembre 2020

L'étude réalisée par E-Cube et EWI (institut d'économie de l'université de Cologne), pour le compte de Engie, évalue la capacité du système électrique d'une partie de l'Europe de l'ouest (France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Danemark et Luxembourg) à faire face à des vagues de froid intense à l'horizon 2030.

L'étude identifie que les capacités de production ne seraient pas en mesure de faire face à la demande en cas de vague de froid similaire à celles de janvier 1985, janvier 1987 et février 2012 (qui sont les trois vagues de froid les plus intenses vécues en France lors des quarante dernières années), et ce notamment du fait du développement du chauffage électrique en Europe (en particulier des pompes à chaleur).

Ces analyses se concentrent donc sur des situations «extrêmes» et correspondent davantage à des «stress tests» qu'à des études portant sur le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

Ces analyses sont néanmoins plus pessimistes que les stress tests réalisés par RTE dans ce Bilan prévisionnel (qui portent notamment sur une vague de froid de type 2012 ou 2018). Cet écart s'explique par plusieurs facteurs :

- ▶ Les vagues de froid observées avant 1990 correspondent à des situations dont l'impact sur le niveau de consommation serait bien supérieur à celui observé en 2012 en France et n'intègrent pas, dans la modélisation reprise dans cette étude, de correction liée à la prise en compte du changement climatique.

- ▶ Les capacités d'imports sont supposées nulles en dehors du périmètre modélisé. Pour la France, cela signifie une impossibilité d'imports depuis la Grande-Bretagne, l'Espagne l'Italie et la Suisse, alors que la contribution des interconnexions avec ces pays à la sécurité d'alimentation en France est aujourd'hui de plus de 6 GW par exemple.
- ▶ La prise en compte simplifiée de la thermosensibilité de la consommation repose dans cette étude sur l'hypothèse de dépendance du chauffage à la température instantanée, sans prendre en compte les effets de l'inertie thermique des bâtiments. Cette hypothèse conduit à surévaluer le besoin de chauffage lors de vagues de froid, jusqu'à 7 GW supplémentaires à certaines périodes pour la France. Le chapitre n°2 du présente annexe technique fournit par ailleurs une analyse d'impact du développement des pompes à chaleur sur la thermosensibilité de la consommation en France.

Au-delà de ces écarts qui amènent à fournir un diagnostic de résilience plus dégradé que dans le Bilan prévisionnel (qui souligne toutefois les risques pesant sur l'équilibre offre-demande, notamment en cas de conjonctions d'aléas différents en France et en Europe), il convient de noter que l'approche «stress test» reprise dans cette étude apparaît désormais comme essentielle pour décrire plus complètement le niveau de sécurité d'alimentation, au-delà des analyses prévues par le Code de l'énergie.

¹³⁶. <https://www.e-cube.com/post/nouvelle-%C3%A9tude-avec-ewi-risques-de-coupure-d-%C3%A9lectricit%C3%A9-en-europe-du-nord-ouest-%C3%A0-l-horizon-2030>



Étude de ENTSO-E « Mid-Term Adequacy Forecast 2020 »¹³⁷, publiée en décembre 2020

ENTSO-E réalise annuellement une étude de sécurité d’approvisionnement sur l’ensemble du périmètre européen. Cette étude repose sur une analyse probabiliste, simulant le fonctionnement du système électrique européen tout comme le Bilan prévisionnel. La dernière étude réalisée porte sur les horizons 2025 et 2030.

Elle identifie une très forte amélioration de la sécurité d’approvisionnement dans la plupart des pays européens, en 2025 et a fortiori à l’horizon 2030, y compris en France.

Ce résultat repose sur l’hypothèse de l’atteinte des objectifs publics sur l’évolution du mix en Europe, avec notamment le développement massif des énergies renouvelables, la fermeture dans plusieurs pays de centrales nucléaires et de capacité au charbon, en partie compensées par le développement de nouvelles capacités au gaz.

Néanmoins, plusieurs aspects sont sources d’écart avec ce Bilan prévisionnel, notamment :

- ▶ Le référentiel climatique repose sur 35 années historiques non corrigées du changement climatique. Certaines années historiques, notamment celles avant 1990, présentent des vagues de froid très intenses (dont l’impact sur le niveau de consommation serait bien supérieur à celui observé en 2012 en France). Dans un référentiel composé de 35 configurations climatiques, la probabilité d’occurrence de ces situations apparaît surévaluée par la taille de l’échantillon et l’absence de prise en compte du changement climatique.

En comparaison, RTE utilise un référentiel climatique de 200 prévisions fournies par Météo France et modélisant un climat des années 2020-2030.

- ▶ La durée des arrêts programmés du parc nucléaire ne fait pas l’objet d’une modélisation probabiliste des risques d’allongements comme celle reprise dans le Bilan prévisionnel.
- ▶ Les hypothèses pour la France, en particulier sur l’évolution de la consommation, ont été réactualisées pour ce Bilan prévisionnel suite aux diverses consultations publiques, alors que celles pour l’exercice de l’ENTSO-E ont été figées en début d’année 2020.

Spécifiquement pour la consommation, cette différence chronologique a notamment permis à RTE d’intégrer dans ce Bilan prévisionnel les effets prévus de la SNBC adoptée en avril 2020, de la stratégie hydrogène publiée en septembre 2020 ou encore des objectifs de décarbonation accrus du chauffage annoncés en novembre 2020.

Malgré ces écarts, l’étude de l’ENTSO-E amène à un constat relativement proche de celui du Bilan prévisionnel, à savoir la possibilité de disposer de marges fortement positives à l’horizon 2030 en France dans le cas où l’ensemble des objectifs publics seraient atteints et où les trajectoires d’évolution du parc thermique dans les différents pays européens (tant sur les déclassements que les mises en service) seraient effectives. Ce résultat reste néanmoins empreint d’incertitudes et le Bilan prévisionnel permet d’apporter des éclairages sur celles-ci, à partir d’analyses de sensibilités qui ne sont pas étudiées dans l’étude du MAF.

¹³⁷. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf

L'ANALYSE DE VIABILITÉ ÉCONOMIQUE

6

L'ANALYSE DE VIABILITÉ ÉCONOMIQUE

6.1 La viabilité économique des capacités conditionne la trajectoire des capacités exposées aux conditions de marché et permet d'apprécier l'opportunité du maintien d'un mécanisme de capacité

Le diagnostic d'amélioration progressive de la sécurité d'approvisionnement, avec des marges potentielles à partir de 2024-2025, repose sur les hypothèses d'évolution du parc de production, qui sont basées sur des objectifs publics et/ou d'annonces des exploitants de capacités, selon le type de capacités concernées. De nombreuses variantes permettent de tester la robustesse du diagnostic en cas d'écarts par rapport à ces hypothèses.

Néanmoins, la trajectoire de certaines capacités sera conditionnée par leur viabilité économique. Pour la plupart des capacités, les trajectoires d'évolution sont peu sensibles aux niveaux des prix sur les marchés de l'électricité. C'est notamment le cas des installations d'énergies renouvelables et, dans une moindre mesure, du parc nucléaire dont les trajectoires d'évolution sont avant tout le reflet des ambitions publiques (avec un pilotage en volume, via des appels d'offres pour les énergies renouvelables et des décisions administratives pour le nucléaire) et des réalités industrielles.

Cependant, l'évolution de certaines capacités est directement sensible aux conditions de marché. C'est notamment le cas du parc thermique existant

(hormis le parc charbon), mais aussi des capacités de stockage par batterie et de certaines capacités d'effacement (quand elles ne sont pas éligibles au soutien public).

L'analyse de la viabilité économique de ces filières permet notamment d'apprécier les risques de fermeture et/ou de mise sous cocon pour raisons économiques de capacités thermiques existantes et les possibles développement de nouvelles capacités (stockage notamment).

Cette analyse conduit ainsi à identifier l'opportunité ou non du maintien d'un mécanisme de capacité dans la durée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Cette analyse répond par ailleurs à une exigence du règlement électricité 2019/943¹³⁸, qui prévoit que la conclusion de contrats de rémunération au titre du mécanisme de capacité est conditionnée à la démonstration de l'existence du besoin du mécanisme de capacité. En pratique, en l'absence de cette justification, le mécanisme de capacité sera suspendu à partir de l'année de livraison 2023, comme précisé à l'article L. 335-2 du code de l'énergie¹³⁹, qui décline en droit français l'exigence européenne.

138. RÈGLEMENT (UE) 2019/ 943 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL – du 5 juin 2019 – sur le marché intérieur de l'électricité (europa.eu). : L'article 21 – 6 précise que «Lorsqu'un État membre applique un mécanisme de capacité, il l'examine et fait en sorte qu'aucun nouveau contrat ne soit conclu dans le cadre de ce mécanisme lorsque tant l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ou, en l'absence d'une évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, n'ont pas recensé de difficulté d'adéquation des ressources».

139. L'article L. 335-2 du code de l'énergie précise que «Lorsque ni le bilan prévisionnel pluriannuel, ni les études d'adéquations européennes mentionnées à l'article 23 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité n'identifient de difficultés d'adéquation des ressources en l'absence de mécanisme de capacité, pour des années pour lesquelles il n'a pas encore été procédé à la certification des capacités de production ou d'effacement, le ministre chargé de l'énergie suspend par arrêté l'application du mécanisme d'obligation de capacité pour ces mêmes années aussi longtemps qu'aucune difficulté d'adéquation n'est identifiée. Pour les années 2023 et 2024, pour lesquelles il a déjà été procédé à la certification de certaines capacités, le ministre chargé de l'énergie suspend par arrêté l'application du mécanisme d'obligation de capacité pour l'une ou l'autre de ces années lorsque, dans les conditions précisées à l'alinéa précédent, il n'a pas été identifié, avant le 31 décembre de l'année qui précède, de difficulté d'adéquation des ressources pour l'année considérée.»

Dès lors qu'elle sert à justifier la mise en place ou le maintien d'un mécanisme de capacité, l'analyse de la viabilité économique doit reposer sur des principes méthodologiques établis par l'Agence de coopération

des régulateurs de l'énergie (ACER)¹⁴⁰. L'analyse doit notamment proposer un scénario d'évolution des capacités dans une configuration « sans » et une configuration « avec » mécanisme de capacité.

Un cadre méthodologique permettant d'évaluer les revenus tirés sur les marchés de l'électricité et de construire des scénarios « économiquement bouclés »

L'évaluation de la viabilité économique repose sur la simulation des prix de marché et prend en compte les incertitudes liées à la volatilité des prix de marché

Les capacités de production (ou d'effacement de consommation) fournissent différents services au système électrique qui sont valorisés sur les marchés : marché de l'énergie (J-1 et infra-journalier), mécanismes d'équilibrage court-terme (services système fréquence, réserves rapide et complémentaire, activations sur le mécanisme d'ajustement) et mécanisme de capacité.

Les revenus issus des marchés de l'énergie sont estimés sur la base de la simulation du fonctionnement du système électrique européen, qui permet d'identifier les coûts marginaux, fournissant une estimation des prix de marché. Lors des périodes où la consommation ne peut pas être satisfaite en France ou dans des pays voisins avec lesquels l'interconnexion n'est pas saturée, le prix est supposé atteindre le plafond de prix de marché (i.e. le plafond des bourses de l'électricité, aujourd'hui fixé à 3000 €/MWh). Cette

approche est potentiellement de nature à surestimer les revenus lors de ces périodes, rien ne garantissant qu'en de telles situations les prix se fixent réellement à ce niveau. L'approche prend en compte la règle de rehaussement mécanique du plafond de prix chaque fois que le prix de marché dépasse 60% du plafond de prix¹⁴¹.

Les revenus tirés des marchés de l'énergie sont présentés sous forme « nette », c'est-à-dire en retirant des revenus liés à la vente d'électricité, les coûts de combustibles et de CO₂ nécessaires à la production, ainsi que les coûts de démarrage.

Sur l'horizon 2022-2023 sur lequel des cotations de produits à terme existent¹⁴², une seconde approche est mise en œuvre pour évaluer les revenus sur les marchés de l'énergie. Cette approche, préconisée par la méthodologie publiée par l'ACER, se base sur un modèle¹⁴³ de prix spot « exogène » (i.e. ne reposant pas sur la modélisation de la formation des prix par les fondamentaux économiques), dont les niveaux sont calés en espérance sur les cotations constatées de prix sur les marchés à terme¹⁴⁴.

¹⁴⁰. Décision de l'ACER du 2 octobre 2020 : https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf

¹⁴¹. La règle de rehaussement des plafonds de prix a été approuvée par l'ACER. Elle consiste à appliquer un rehaussement du plafond de prix cinq semaines après un pic de prix dépassant 60% du plafond de prix. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES%20NEMOs%20HMMCP%20FOR%20SINGLE%20DAYAHEAD%20COUPLING%20D/Annex%20I_ACER%20DA%20MAX-MIN.pdf

¹⁴². À la date de publication de ce Bilan prévisionnel, des cotations sont aussi disponibles pour l'année 2024 mais ces cotations n'étaient pas disponibles sur la période de cotation considérée pour l'analyse (du 02/11/2019 au 28/02/2020).

¹⁴³. En pratique, plusieurs simulations de prix Spot sont établies de telle sorte que ces simulations reflètent en moyenne les cotations des prix forward et présentent le même profil (*shaping*) que les prix spot réalisés sur la période 2005-2019.

¹⁴⁴. Les prix forward de l'électricité considérés sont cohérents avec les prix forward des combustibles et du CO₂ considérés et correspondent à la moyenne des cotations sur la période allant de novembre 2019 à février 2020.

Cette seconde approche ne permet cependant pas d'identifier l'effet que pourrait avoir la fermeture de certaines capacités sur les prix et donc sur la rentabilité des autres capacités. Pour cette raison, l'analyse sur cette seconde approche ne constitue pas l'analyse de référence de cette étude mais est utilisée pour apporter un éclairage complémentaire.

Les revenus tirés des mécanismes d'équilibrage ont été estimés à partir des historiques de revenus par filière. L'essentiel des revenus provient de la fourniture de services système fréquence (réserve primaire et secondaire), entre 2 et 3 k€/MW/an selon les technologies constituent un majorant. Ce caractère majorant aujourd'hui devrait être confirmé à l'avenir car la rémunération de la réserve primaire est structurellement orientée à la baisse avec le développement de la concurrence sur ce secteur (effacements de consommation, batteries).

Les revenus sur le mécanisme de capacité ne sont pas explicitement modélisés. Les analyses visent en effet à estimer si les revenus « hors mécanisme de capacité » sont suffisants pour couvrir les coûts, ce qui permet ensuite d'évaluer la nécessité ou non d'un mécanisme de capacité.

Les revenus tirés du marché de l'énergie peuvent être très variables, notamment pour les capacités de semi-base et de pointe car ces revenus dépendent des situations vécues d'équilibre offre-demande, et notamment la survenue ou non d'épisodes de tension où les prix sont potentiellement très élevés. Les exploitants de capacité sont susceptibles d'intégrer une aversion au risque dans leurs prises de décisions concernant l'évolution de leurs capacités et de ne consentir aux dépenses pour maintenir les actifs en services (coûts d'exploitation et maintenance) qu'à condition que ces coûts soient couverts par des revenus avec un minimum de certitude. Les revenus sur les marchés sont représentés en espérance

mais en identifiant isolément les revenus « standards » qui ont un caractère relativement garanti et les revenus « exceptionnels ». Les revenus dits « exceptionnels » sont ici définis comme l'espérance des revenus sur les 5 % des scénarios pour lesquels les revenus annuels sont les plus favorables (soit des configurations avec l'atteinte des plafonds de prix sur un nombre d'heures important). Les revenus « standards » sont définis ici comme l'espérance des revenus en ne comptabilisant pas ces revenus « exceptionnels ».

La viabilité économique d'une capacité sera considérée comme non garantie si l'espérance de revenus standards ne permet pas de couvrir la meilleure estimation des coûts fixes (i.e. le milieu de la fourchette de coûts). Cette hypothèse est cohérente avec la décision de l'ACER¹⁴⁵ du 2 octobre 2020.

La construction de scénarios économiquement bouclés sans et avec mécanisme de capacité permet de répondre à une exigence européenne

Conformément à la décision de l'ACER du 2 octobre 2020, RTE a construit deux scénarios « économiquement bouclés » : un « sans mécanisme de capacité » à partir de 2023 et un « avec mécanisme de capacité » sur tout l'horizon. Ce « bouclage économique » consiste à modéliser les décisions économiques de fermeture, mise sous cocon de capacités existantes et les décisions de développement de nouvelles capacités, pour les filières dont l'évolution est conditionnée par les rémunérations sur les marchés. Le choix a été fait d'appliquer ce bouclage économique uniquement sur les capacités installées en France. Dans un contexte où des marges de capacité par rapport aux critères nationaux existent en Europe, comme le montre le Mid-term Adequacy forecast d'ENTSOE, ceci permet d'éviter de surestimer les effets de potentielles fermetures économiques à l'étranger sur le besoin d'un mécanisme

¹⁴⁵. La méthodologie qui précise les principes méthodologiques à respecter pour mener une telle évaluation prévoit, dans son article 6, la possibilité de prendre en compte l'aversion au risque (Article 6, 9, iii, 1 « *Additional approaches (such as "value at risk") may be used to account for the price risk* »). https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf

de capacité en France. Ce choix permet aussi d'éviter une dépendance des résultats à des hypothèses moins maîtrisées sur les coûts dans les pays étrangers, alors que ces hypothèses sur la France ont fait l'objet d'une concertation.

Le scénario «sans mécanisme de capacité» est construit, en considérant les seuls revenus tirés sur les marchés de court-terme et le marché de l'énergie, de façon itérative en ajustant la capacité de TAC et de CCG en service jusqu'à atteindre une situation où chaque capacité peut couvrir ses coûts (en considérant le milieu de la fourchette de coût) sur la base des revenus de marchés (hors revenus «exceptionnels»). Lorsque des capacités ne couvrent pas leurs coûts fixes sur une année donnée mais que cette situation n'est que transitoire, il a été supposé qu'elles restaient en service. C'est le cas d'une partie des capacités sur l'horizon 2024-2025.

Le scénario «avec mécanisme de capacité» diffère du scénario «sans mécanisme de capacité» pour les horizons où ce dernier fait apparaître un déficit de capacité par rapport au critère public et que ce déficit résulte de la fermeture économique de capacités. Pour ces horizons, le scénario «avec mécanisme de capacité» est construit en supposant que le mécanisme de capacité permettra le maintien en service des capacités TAC et CCG strictement nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Ce mode de construction est aligné avec l'architecture du mécanisme de capacité français.

Le bouclage économique réalisé ne porte que sur le maintien en service des capacités TAC (au gaz et au fioul), des CCG et les possibles investissements en batteries. Les autres capacités (parc nucléaire, énergies renouvelables) sont supposées évoluer selon des orientations publiques et industrielles et non selon la présence ou non du

mécanisme de capacité. L'effet de la présence ou non d'un mécanisme de capacité et des niveaux de revenus sur les marchés de l'énergie sur l'évolution des capacités de cogénération et d'effacement n'a pas été représenté par soucis de simplicité et car la viabilité économique de ces capacités est relativement difficile à appréhender¹⁴⁶, ce qui peut avoir tendance à sous-évaluer la contribution du mécanisme de capacité. Les analyses menées dans le cadre du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité apporteront des éclairages sur l'effet d'un mécanisme de capacité sur les effacements de consommation et les cogénérations.

Ces deux scénarios, qui répondent aux exigences de la méthodologie européenne, doivent être considérés avec précaution car la construction d'un scénario économiquement bouclé est par nature très sensible aux hypothèses (notamment sur les coûts considérés, et la prise en compte du risque et des revenus «exceptionnels» dans les décisions de fermeture et/ou de mise sous cocon). Une autre façon d'apporter un éclairage sur la nécessité d'un mécanisme de capacité est proposée. Elle consiste à tester la viabilité économique des capacités dans un scénario ajusté sur le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Ainsi, lorsque le scénario de référence (atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon) fait apparaître des marges en capacité (à partir de l'horizon 2024-2025) et que la viabilité économique des TAC et/ou CCG n'est pas assurée dans ce scénario, l'analyse est complétée par une évaluation de la viabilité économique des capacités CCG et TAC dans une configuration où une partie des capacités sont déclassées de façon à respecter le niveau de sécurité d'approvisionnement sans marge. L'appréciation de la viabilité économique dans ce scénario permet d'identifier si l'absence de mécanisme de capacité est susceptible de conduire à un risque pour le respect du critère public de sécurité d'approvisionnement.

¹⁴⁶. D'une part, certaines cogénérations disposent de soutien public et d'autres de revenus chaleur plus ou moins «captifs». D'autre part, les effacements de consommation bénéficient de dispositifs de soutien public qui conditionnent en partie la trajectoire d'évolution, même si toutes les capacités n'en bénéficient pas (du fait de critères d'éligibilité notamment), et leurs coûts sont moins documentés et dépendent des consommateurs effacés.

6.2 Si les objectifs publics sont atteints, la rémunération des capacités exposées aux prix de marché devrait baisser significativement par rapport au niveau actuel et fragiliser leur viabilité économique

Des hypothèses sur les prix des combustibles, du CO₂ et les coûts des capacités qui se basent sur des prix observés, une revue de littérature et la concertation avec les acteurs

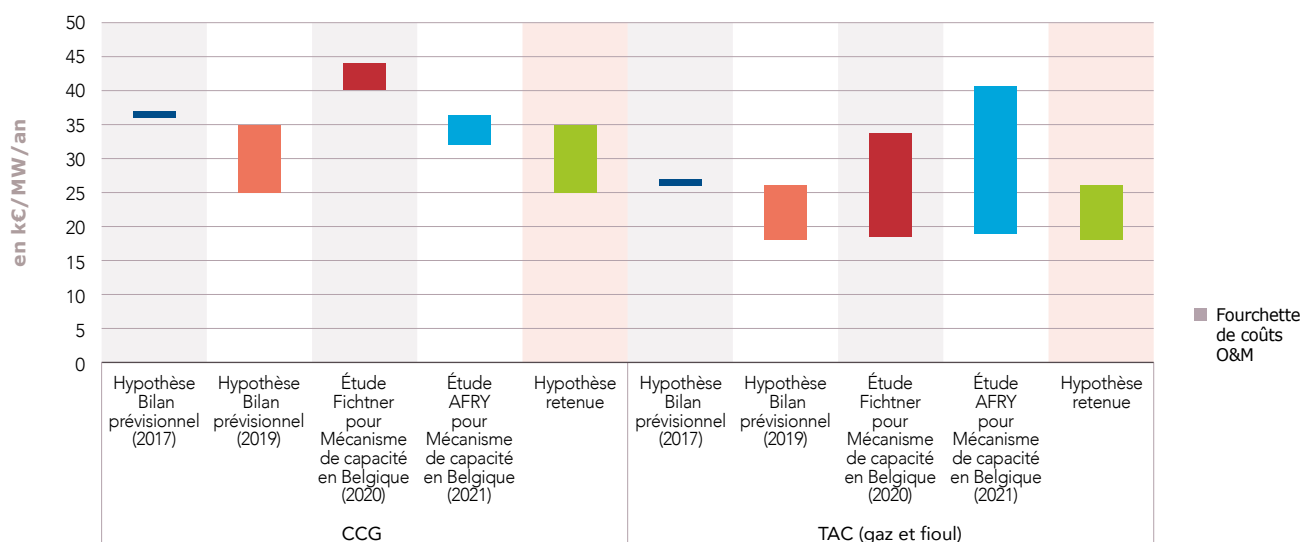
L'analyse de la viabilité économique repose sur des hypothèses concernant les (i) les coûts des capacités (coûts fixes d'exploitation et maintenance et, pour les capacités susceptibles de se développer, coûts d'investissements) et (ii) les prix des combustibles et du CO₂, qui conditionnent le coût variable des capacités. Ces hypothèses structurantes ont été établies en concertation avec les acteurs (pour les coûts et les prix), sur la base d'une revue de littérature (pour les coûts et les prix) ainsi que d'observations sur les prix de marché (pour la construction de l'évolution des prix).

Coûts fixes d'exploitation et maintenance des capacités et coûts d'investissements

Les hypothèses de coûts fixes considérées pour la comparaison avec les revenus, prennent en compte les coûts fixes d'exploitation et maintenance pour les capacités existantes et, pour les potentielles nouvelles capacités, y ajoutent les coûts d'investissements.

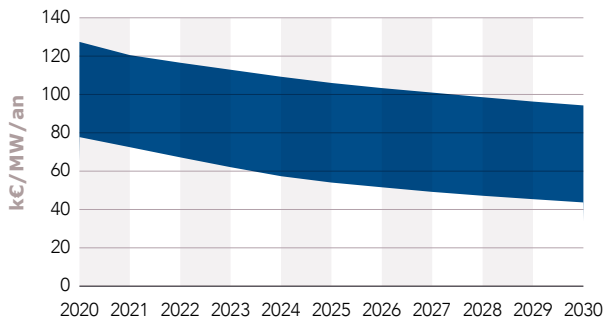
Les hypothèses de coûts fixes pour les CCG et les TAC gaz et fioul reposent sur les hypothèses utilisées dans le Bilan prévisionnel 2019, qui sont relativement optimistes au regard (i) des hypothèses établies en concertation pour la publication du Bilan prévisionnel 2017¹⁴⁷, et (ii) des publications récentes et détaillées de cabinets de consultants, dans le cadre de mise en place du mécanisme de

Figure 6.1 Hypothèses de coûts fixes d'exploitation et de maintenance des CCG et TAC



147. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017_complet_vf_compressed.pdf, page 83

Figure 6.2 Hypothèses de coûts complet d'un projet de batterie stationnaire (1 MW/2 MWh), intégrant les coûts d'investissement annualisés et les coûts fixes d'exploitation et de maintenance



capacité belge¹⁴⁸. Ceci permet d'éviter de surévaluer la contribution d'un mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement.

Les hypothèses de coûts d'un projet de stockage stationnaire avec une capacité de stock de 2 heures sont établies sur la base des hypothèses contrastées issues des analyses de Bloomberg New Energy Finance et du National Renewable Energy Laboratory aux USA. Ces hypothèses représentent le coût complet d'un projet de stockage stationnaire, à l'exception du coût de raccordement (selon le projet, ces coûts peuvent être évités dans certains cas). Sont inclus dans le périmètre de coût : (i) les cellules et le contrôle des batteries (BMS battery management system) comptant pour 55% du CAPEX, (ii) le module de gestion et d'équilibrage du système (BOS) pour 10%, (iii) la conversion de puissance (PCS power conversion system) pour 15%, (iv) les coûts d'ingénierie, de fourniture des équipements et de construction pour 20%.

Les coûts d'opération et maintenance considérés sont estimés à 3,5% des CAPEX complets. Le coût annualisé est calculé avec deux hypothèses de coût du capital (5% pour l'hypothèse basse et 9% pour l'hypothèse haute) et une durée de vie de 15 ans.

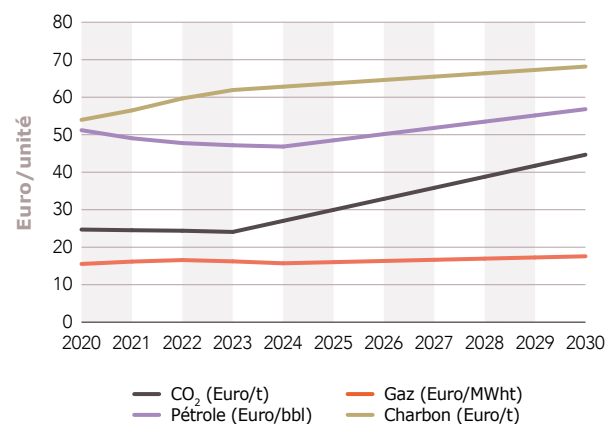
Sur la base des hypothèses de BNEF et de NREL, une hypothèse de baisse de coût se situant entre 25% et 45% est considérée à l'horizon 2030.

Prix des combustibles et du CO₂

Les hypothèses de prix des combustibles concernent l'ensemble des combustibles utilisés dans le mix de production européen et notamment du charbon même si les groupes au charbon sont fermés en France à partir de 2022.

Pour l'ensemble des combustibles et pour le CO₂, les prix considérés pour les années 2021 à 2024 sont issus des cotations de produits à terme. Dans un contexte de forte fluctuation des prix à terme depuis le début de la crise sanitaire, la moyenne sur la période allant de début novembre 2019 à fin février 2020 (i.e. avant le début de la crise sanitaire) est considérée. À l'horizon 2030, les hypothèses de prix de combustibles et du CO₂ sont basées sur les projections d'institutions publiques : le Commodity Market Outlook publié par la World Bank (pour le gaz), le Energy and Metals Consensus Forecasts publié par Consensus Economics (pour le charbon et les produits pétroliers) et le European Carbon Price Outlook publié par Bloomberg (pour le CO₂).

Figure 6.3 Hypothèses d'évolution des prix des combustibles et du CO₂



¹⁴⁸. https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201214_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf et <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/ug/crm/2020/20201030afryreview-of-annual-om-costs-for-belgian-crmv100.pdf>

Ces travaux sont basés sur des analyses centrale par centrale qui intègrent l'ensemble des coûts réellement portés par les exploitants de capacités (coûts d'opération incluant les coûts de personnel, coûts administratifs, tarif de réseau gaz et électricité, coûts d'assurance, coûts de maintenance, taxes), même s'ils doivent être pris avec précautions car adhérents au cadre en vigueur en Belgique (sur les taxes, les coûts d'accès au réseau de gaz et d'électricité, etc.).

Les prix de l'électricité et le clean spark spread devraient baisser au cours de la décennie.

Les prix sur le marché de l'électricité devraient connaître une baisse significative sur la première moitié de la décennie, sous l'effet de deux facteurs :

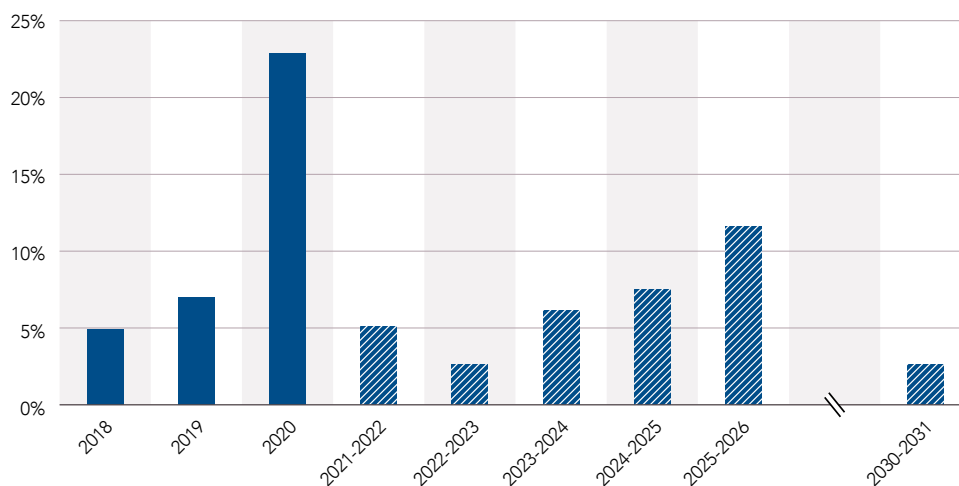
- ▶ Le développement important de la production d'électricité à faible coût variable, notamment renouvelable, conduira à une augmentation des périodes de prix faible. Les durées annuelles où le prix de marché en France serait inférieur à 20 €/MWh passeraient ainsi de 5% du temps à 12% du temps en 5 ans, si les objectifs publics en matière de développement des capacités d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique (qui permettent de limiter la hausse de la consommation d'électricité) sont tenus en France et en Europe.
- ▶ L'amélioration progressive de la sécurité d'approvisionnement devrait réduire fortement les occurrences de pics de prix (correspondant aux

situations où les capacités disponibles sur les marchés ne sont pas suffisantes pour assurer la couverture de la demande en France ou dans d'autres pays européens avec lesquels l'interconnexion n'est pas saturée) et avoir ainsi un effet baissier sur le prix du ruban annuel.

Le *clean spark spread* représente le différentiel entre le prix moyen de l'électricité et le coût de fonctionnement d'un CCG typique¹⁴⁹. La valeur du *clean spark spread* ne constitue pas en soi un élément permettant de tirer une conclusion sur la viabilité économique mais son évolution fournit un bon indicateur¹⁵⁰ sur les variations des revenus sur les marchés énergie pour des centrales au gaz.

Le *clean spark spread* sera amené à baisser nettement au cours de la première partie de la décennie, pour les mêmes raisons que celles conduisant à la baisse du prix de l'électricité (le prix du gaz et du CO₂ étant relativement stable sur la première moitié de la décennie).

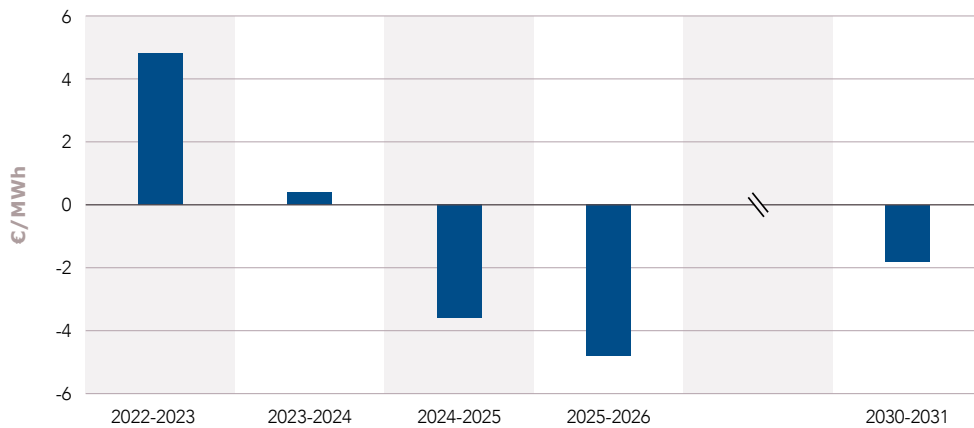
Figure 6.4 Périodes de prix faibles (< 20 €/MWh) – scénario «Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»¹⁵¹



¹⁴⁹. Le calcul du *Clean Spark Spread* est effectué en considérant l'hypothèse d'un CCG de rendement de 50% et émettant 0,352 tCO₂/MWh.

¹⁵⁰. Cependant cet indicateur, qui permet d'apprécier certaines tendances ne permet pas d'expliquer toutes les tendances. Etant calculés sur la base de prix baseload, il ne peut refléter parfaitement les prix moyens lors des périodes de fonctionnement des capacités. En particulier, alors que le *clean spark spread* augmente entre 2025 et 2030, les revenus des CCG diminuent du fait d'une déformation de la structure des prix de l'électricité. Ils sont plus importants en moyenne mais du fait de leur rehaussement lors des périodes de forte production EnR et nucléaire.

¹⁵¹. L'année 2020 est atypique en termes de prix, du fait des effets de la crise sanitaire sur la consommation (avec notamment une baisse de l'ordre de 15% de la consommation pendant le premier confinement)

Figure 6.5 Évolution du *clean spark spread*¹⁵²

Sur la seconde moitié de la décennie, le *clean spark spread* devrait se stabiliser, voire se relever légèrement. En effet, malgré la poursuite du développement de production à faible coût de production (+70 TWh entre 2025 et 2030), l'augmentation des capacités d'export (+10 GW d'ici 2030) et le développement des consommations d'électricité (véhicules électriques, production d'hydrogène par électrolyse) soutirées lors des périodes d'excédents de production à faible coût de production (énergies renouvelables et nucléaire) conduira à réduire les périodes de prix faibles en France et soutiendra légèrement le niveau du *clean spark spread* dont le niveau restera très bas.

Les revenus des capacités de production de semi-base et de pointe se dégradent sur la décennie

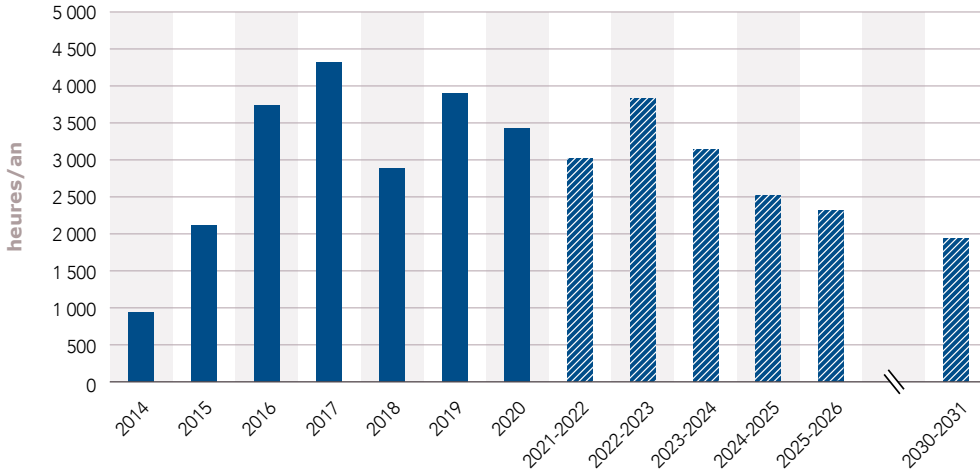
La baisse du *clean spark spread* permet d'anticiper une baisse des revenus des capacités de production sur le marché de l'énergie : les occurrences de prix suffisants pour rentabiliser le démarrage des CCG se raréfieront et dès 2024-2025, le nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance pourrait être inférieur à 2 500 heures soit un niveau

inférieur aux niveaux atteints depuis 2016. Du fait de la baisse des durées de fonctionnement et des prix lors des périodes de fonctionnement, les revenus des CCG pourraient être divisés par trois entre 2022-2023 et 2024-2025.

Les revenus sur les marchés de l'énergie des capacités de pointe devraient quant à eux subir une baisse encore plus marquée sur la décennie, du fait de l'amélioration progressive de la sécurité d'approvisionnement qui conduira à réduire les occurrences de pics de prix. Cependant, malgré des marges importantes à l'horizon 2030 dans le scénario d'atteinte des objectifs publics, les occurrences de pics de prix (qui conditionnent la rémunération des capacités de pointe) ne sont pas nulles. En effet, ces pics de prix ne résultent pas des seules situations de tension en France : le fonctionnement européen du marché de l'électricité peut conduire à des pics de prix en France lors d'épisodes de tension dans d'autres pays européens (et sous condition que les interconnexions ne soient pas saturées). Cela signifie que des moyens de pointe en France tirent une rémunération associée à leur contribution lors d'épisodes de tension dans des pays voisins. La part de cette rémunération a vocation à augmenter avec le développement des interconnexions ce qui est cohérent avec la logique

¹⁵². Le calcul du *Clean Spark Spread* est effectué en considérant l'hypothèse d'un CCG de rendement de 50% et émettant 0,352 tCO₂/MWh.

Figure 6.6 Nombre d'heures de fonctionnement des CCG (en équivalent pleine puissance) – scénario «Atteinte des objectifs publics en fin d'horizon»

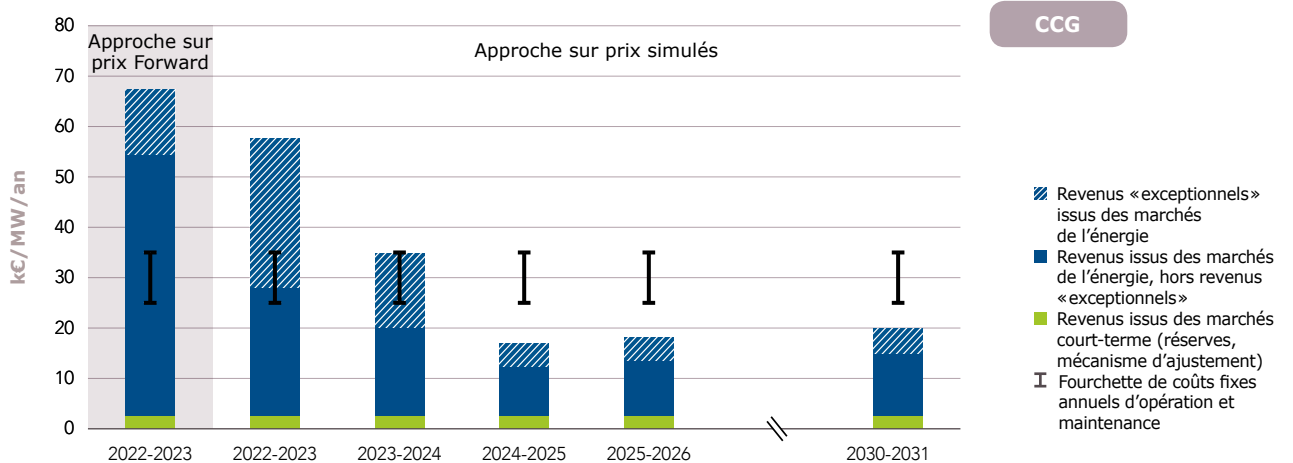


de mutualisation européenne du «backup» grâce au développement des interconnexions. Ceci signifie néanmoins que de très fortes incertitudes pèsent sur la rémunération des moyens de pointe, notamment à horizon 2030, car celles-ci sont fortement

dépendantes du niveau de sécurité d'approvisionnement dans les pays voisins.

L'analyse basée sur les prix forward, menée sur l'horizon 2022-2023, en cohérence avec la recommandation

Figure 6.7 Revenus annuels nets (i.e. revenus diminués des coûts variables de production), hors revenus capacitaires, prévisionnels des CCG et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes¹⁵³ – scénario «Atteinte des objectifs publics en fin d'horizon»



¹⁵³. L'approche basée sur prix de cotation des marchés forward n'est applicable que pour l'horizon 2022-2023, compte tenu de la disponibilité des cotations sur la période de référence considérée (nov 2019-fév 2020).

de l'ACER, fournit une vision des revenus que peuvent tirer les capacités sur les marchés de l'énergie, qui peut apparaître significativement différente de celle fournie par l'approche de référence, basée sur la simulation explicite du fonctionnement du système électrique et la formation des prix. Cet écart est particulièrement patent pour les moyens de pointe (les TAC en général et les TAC fioul en particulier) pour lesquels l'approche basée sur les prix forward fournit des revenus significativement plus faibles que l'approche

de référence. En effet, l'approche sur prix forward se base sur des prix spot historiques réalisés, qui sont recalés en espérance sur les cotations forward disponibles. Dans la mesure où les épisodes de pics de prix sont très rares dans les prix spot réalisés et que les cotations forward ne reflètent que des prix en espérance, cette approche est mal adaptée pour représenter les occurrences de pics de prix, si on considère que les situations où la production ne peut satisfaire la demande conduiraient à de tels pics de prix.

Figure 6.8 Revenus annuels nets (i.e. revenus diminués des coûts variables de production), hors revenus capacitaires, prévisionnels des TAC au gaz et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes – scénario « Atteinte des objectifs publics en fin d'horizon »

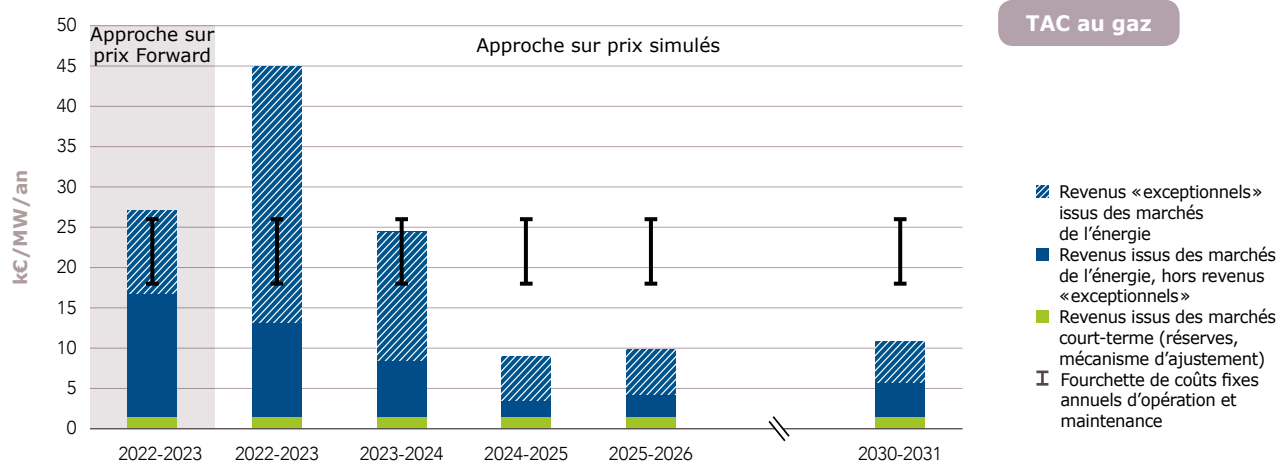
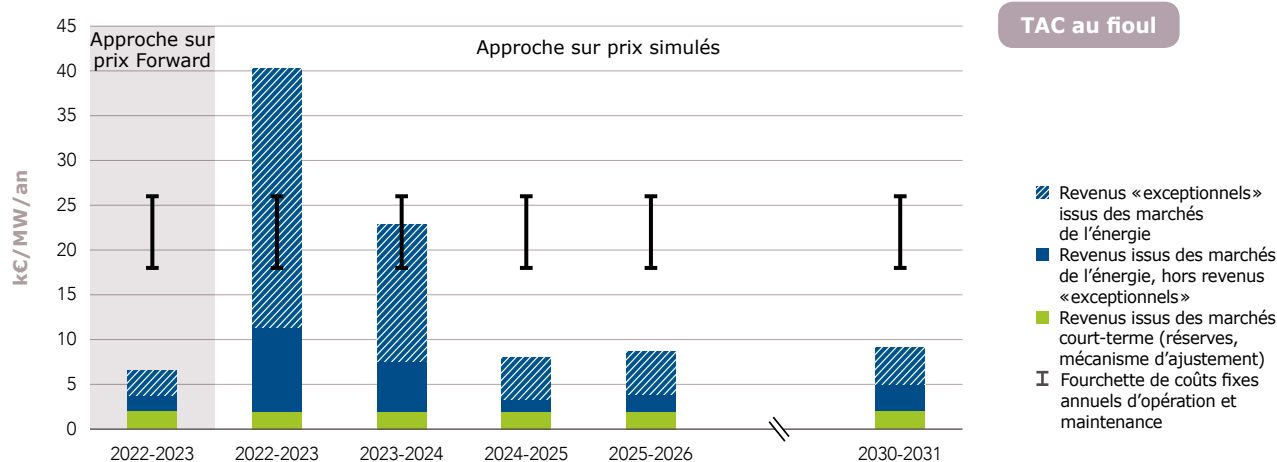


Figure 6.9 Revenus annuels nets (i.e. revenus diminués des coûts variables de production), hors revenus capacitaires, prévisionnels des TAC au fioul et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes – scénario « Atteinte des objectifs publics en fin d'horizon »



Le stockage par batterie ne trouve pas d'espace économique à l'horizon 2030 en dehors des capacités émergeant actuellement pour la fourniture de services système

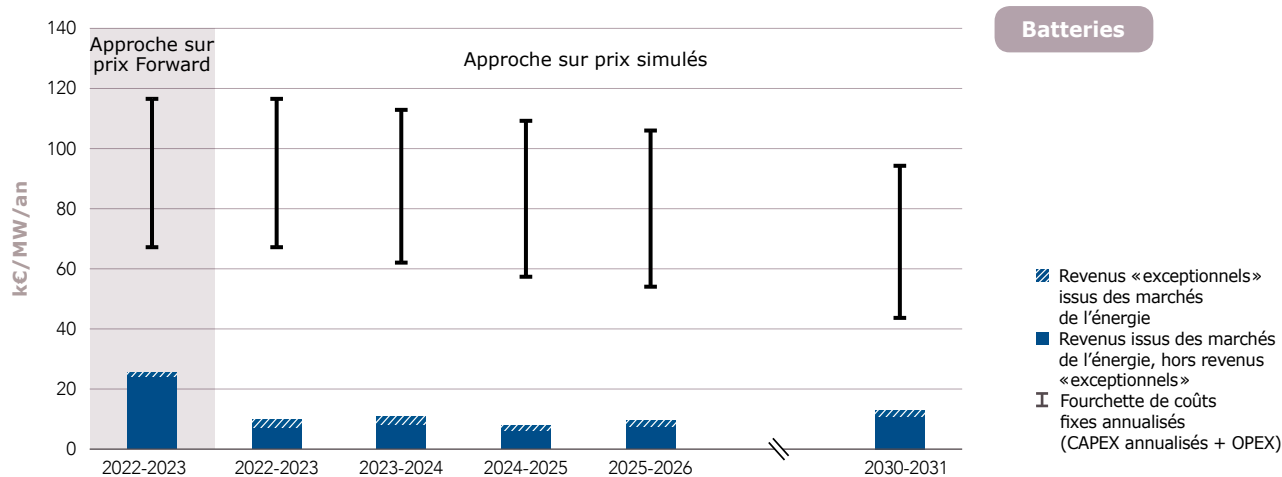
Comme dans de nombreux pays européens, le développement des batteries est désormais amorcé en France à un niveau industriel. Ce développement repose principalement sur la fourniture de réglage de fréquence, dont la rémunération est élevée, ainsi que sur la rémunération au titre du mécanisme de capacité. L'hypothèse considérée d'une capacité installée de l'ordre de 500 MW fin 2022 (issue d'un recensement des projets par RTE et les GRD) est compatible avec des modèles d'affaires reposant sur la fourniture de services système.

Compte-tenu des besoins limités en services système, le gisement sur ce modèle de valorisation pourrait rapidement saturer autour de ce niveau, en cohérence avec différentes études économiques publiées par RTE sur le stockage¹⁵⁴.

L'émergence plus massive de capacités reposera nécessairement sur l'existence d'un modèle d'affaires basé sur la valorisation sur les marchés de l'énergie, sous forme d'arbitrages entre les prix spot sur différentes périodes, complétée par la rémunération au titre du mécanisme de capacité. Des services complémentaires pour contribuer à la résorption de congestions réseau sont également envisageable, mais le modèle d'affaire reste à confirmer¹⁵⁵.

Malgré une importante baisse des coûts attendue à l'horizon 2030¹⁵⁶, les projets de batteries se

Figure 6.10 Coûts¹⁵⁷ et revenus annuels prévisionnels (hors revenus capacitaires) des batteries se valorisant sur des arbitrages entre différentiels de prix sur le marché de l'énergie et comparaison avec les hypothèses de batteries 1 MW/2 MWh – scénario « Atteinte des objectifs publics en fin d'horizon »



¹⁵⁴. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Reseaux%20electriques%20intelligents%202017%20-%20rapport%20complet.pdf>

¹⁵⁵. RTE a lancé début 2021 un appel à manifestation d'intérêt sur 4 zones du réseau français afin d'évaluer la capacité de solutions de flexibilité, essentiellement à base de stockage, de repousser certains investissements réseau.

¹⁵⁶. Les hypothèses de coûts d'un projet de stockage stationnaire avec une capacité de stock de 2h sont établies sur la base des hypothèses contrastées issues des analyses de Bloomberg New Energy Finance et du National Renewable Energy Laboratory aux USA. Ces hypothèses représentent le coût complet d'un projet de stockage stationnaire, à l'exception du coût de raccordement (selon le projet, ces coûts peuvent être évités dans certains cas). Sont inclus dans le périmètre de coût : (i) les cellules et le contrôle des batteries (BMS battery management system) comptant pour 55% du CAPEX, (ii) le module de gestion et d'équilibrage du système (BOS) pour 10%, (iii) la conversion de puissance (PCS power conversion system) pour 15%, (iv) les coûts d'ingénierie, de fourniture des équipements et de construction pour 20%.

Les coûts d'opération et maintenance considérés sont estimés à 3,5% des CAPEX complets. Le coût annualisé est calculé avec deux hypothèses de coût du capital (5% pour l'hypothèse basse et 9% pour l'hypothèse haute) et une durée de vie de 15 ans. Sur la base des hypothèses de BNEF et de NREL, une hypothèse de baisse de coût se situant entre 25% et 45% est considérée à l'horizon 2030.

¹⁵⁷. Coûts fixes annualisés, intégrant les coûts d'investissements et les coûts fixes d'opération et maintenance

valorisant à partir d'arbitrages sur le marché de l'énergie n'apparaissent pas viables économiquement sur la décennie 2020-2030. L'écart entre le

coût des batteries et les revenus des marchés de l'énergie reste trop important.

1.3. Un mécanisme de capacité nécessaire *a minima* sur l'horizon 2023-2026 pour que le système électrique respecte le critère de sécurité d'approvisionnement

Une partie importante des TAC et certains CCG ne sont pas en mesure de couvrir leurs coûts fixes sans maintien du mécanisme de capacité dès 2023

Les turbines à combustion (TAC) sont des capacités d'appoint (ou d'«extrême pointe»), qui ont vocation à être utilisées quelques dizaines à quelques centaines d'heures par an. Leur conception, visant à minimiser les coûts d'investissement, conduit à des rendements faibles (35% pour les TAC au fioul et 42% pour les TAC au gaz) et donc des coûts variables élevés. Les revenus des TAC sur

les marchés de l'énergie sont très variables (car ils dépendent fortement de l'occurrence ou non de situations de tension sur l'équilibre offre-demande) et il est raisonnable de considérer que l'exploitant de capacités de TAC ne décide leur maintien en service qu'à condition que les coûts de fonctionnement soient couverts par les revenus avec un certain niveau de certitude. Ainsi, en tenant compte de l'aversion des exploitants de capacité au risque, c'est en dire en considérant les revenus en espérance hors revenus «exceptionnels», correspondant aux 5% des scénarios les plus favorables, les capacités TAC au gaz et surtout au fioul

Figure 6.11 Synthèse des analyses sur la viabilité économique des CCG et TAC existantes et des projets de batteries (hors modèle se valorisant sur la fourniture de services systèmes), sans rémunération capacitaire – scénario «Atteinte des objectifs publics en fin d'horizon»

Filière	Coûts à couvrir par les revenus de marché pour assurer la viabilité économique	Capacité installée à fin 2020	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2030-2031
CCG	Coûts fixes d'opération et maintenance	6,2 GW					
TAC au gaz		0,6 GW					
TAC au fioul		1,4 GW					
Potentielles nouvelles batteries se valorisant sur le marché de l'énergie (arbitrages)	Coûts d'investissement et coûts fixes d'opération et maintenance						

- Viabilité économique assurée (hors revenus capacitaires)
- Viabilité économique non assurée, sauf si les revenus «exceptionnels» sont comptabilisés (hors revenus capacitaires)
- Viabilité économique non assurée, y compris en tenant compte des revenus «exceptionnels» (hors revenus capacitaires)

n'apparaissent pas économiquement viables dès 2023 sans rémunération capacitaire¹⁵⁷. La prise en compte d'une prudence et d'une aversion au risque apparaît nécessaire dans l'analyse compte tenu du fait qu'une partie importante des revenus (typiquement supérieure à 50% pour les premières années) est issue de pics de prix, que le modèle reproduit mais dont la réalité n'est pas garantie. L'analyse à partir des prix de marché forward montre de façon encore plus nette la nécessité d'une rémunération capacitaire pour les TAC fonctionnant au fioul dont les coûts variables sont les plus élevés.

L'analyse du bouclage économique montre que la fermeture de capacité pourrait concerner toutes les TAC actuelles (2 GW) et 1,4 GW de CCG dès 2023-2024 et accroître le déficit de capacité par rapport au critère public sur l'horizon 2023-2024. Compte-tenu de ces éléments, il apparaît ainsi nécessaire d'«ouvrir» les années de livraison 2023 et 2024 du mécanisme de capacité afin d'éviter un possible risque de fermeture ou de mise sous cocon de capacités TAC et CCG qui conduirait à une

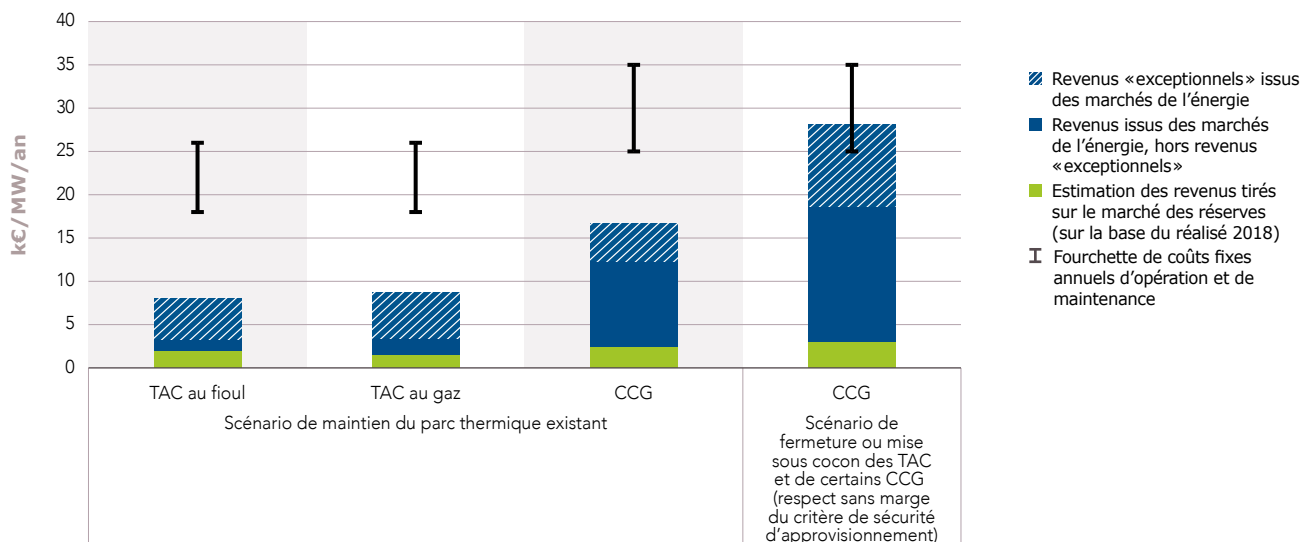
sécurité d'approvisionnement fortement dégradée sur ces années.

À partir de l'hiver 2024-2025, les marges théoriques associées à un maintien en service du parc thermique ne sont pas compatibles avec la viabilité économique des TAC et des CCG

L'amélioration de la sécurité d'approvisionnement à partir de 2024-2025, précédemment constatée, repose notamment sur le maintien en service des moyens thermiques existants (CCG, TAC et l'essentiel des cogénérations), qui représenteront à cet horizon de l'ordre de 14 GW de capacité installée.

Cependant, la baisse des prix affectera la viabilité économique des moyens thermiques. Dans ce contexte, l'ensemble des moyens thermiques, CCG et turbines à combustion, ne seraient plus en mesure de couvrir leurs coûts fixes dès 2023-2024, ce qui pourrait conduire à la fermeture ou la mise sous

Figure 6.12 Revenus annuels nets (i.e. revenus de marché diminués des coûts variables de production) prévisionnels des unités au gaz et fioul à l'horizon 2025 et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes – scénarios de référence et de retour à un système «sans marge»



¹⁵⁷. L'analyse menée sur l'horizon 2022-2023 considère que la rémunération capacitaire s'interrompt à fin 2022.

cocon d'une partie de ces capacités, même si ces dynamiques de mises à l'arrêt d'installations de production ne peuvent être anticipées avec précision, car les décisions des exploitants intègrent d'autres considérations (enjeux industriels, sociaux, etc.).

La fermeture ou mise sous cocon d'une partie des capacités thermiques améliorerait la rentabilité des autres unités au gaz qui resteraient en service. Cependant, il n'existe aucune garantie que la viabilité économique des capacités strictement nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement soit assurée sur la base des seuls revenus sur les marchés de l'énergie et des marchés court terme. Une configuration où toutes les TAC et plusieurs CCG seraient fermés, conduisant au respect – sans marges – du critère de sécurité d'approvisionnement, a été testée et montre que la viabilité économique des capacités CCG restantes n'est pas assurée sans rémunération capacitaire. C'est dans la seule configuration où à la fois les coûts fixes d'opération et maintenance seraient dans le bas de la fourchette (alors même que les hypothèses de coûts retenues sont plutôt optimistes) et où les exploitants de capacité ne seraient pas avertis au risque, c'est-à-dire qu'ils tiendraient compte des revenus « exceptionnels » incertains dans leur décision de maintien en service des capacités, que le risque de fermeture des capacités pourrait être écarté.

Ainsi, aux horizons 2024-2025 et 2025-2026, le mécanisme de capacité apparaît nécessaire pour éviter que la fermeture de capacités de semi-base et de pointe puisse conduire à un niveau de sécurité d'approvisionnement inférieur au critère public.

À l'horizon 2030, le maintien de tout ou partie du parc de CCG et TAC constitue un levier pour améliorer la sécurité d'approvisionnement, mais n'est pas économiquement viable sans évolution de l'architecture du marché

À l'horizon 2030, dans le scénario d'atteinte des ambitions publiques, l'absence de viabilité économique pour les CCG et les TAC pourrait théoriquement conduire à la fermeture de l'ensemble du parc thermique, même avec le maintien du mécanisme de capacité actuel. D'une part, l'intégralité du parc CCG et TAC se trouve « en excédent » par rapport

au critère de sécurité d'approvisionnement, de sorte que ces capacités pourraient ne pas pouvoir valoriser leurs certificats de capacité. D'autre part, le rehaussement des prix sur le marché de l'énergie qui résulterait de la fermeture d'une partie des capacités thermiques n'est pas suffisant pour assurer des revenus suffisants pour les capacités résiduelles.

Néanmoins, il pourrait être pertinent de profiter de l'existence de capacités TAC et CCG, dont le coût d'investissement a déjà été consenti, pour rehausser le critère de sécurité d'approvisionnement et, à travers l'adaptation du dimensionnement du mécanisme de capacité, de sécuriser le maintien en service d'une partie significative du parc thermique. Ceci permettrait de rendre le système électrique plus robuste à certains événements (disponibilité dégradée du parc nucléaire, retards sur la trajectoire de développement des énergies renouvelables, etc.), réduirait la dépendance de la sécurité d'approvisionnement de la France aux choix d'évolution du mix dans les pays voisins et permettrait d'envisager un rythme plus soutenu des transferts d'usage, qui apparaît utile pour rehausser les objectifs de décarbonation, comme le prévoit la Commission européenne.

Le niveau actuel du critère de sécurité d'approvisionnement repose sur un fondement économique, consistant en un arbitrage entre le coût socio-économique de la défaillance et les coûts complets de développement de nouveaux moyens contribuant à la sécurité d'approvisionnement. À partir de l'horizon 2024-2025, les termes de ce raisonnement économique évoluent : un rehaussement du niveau de sécurité d'approvisionnement est atteignable sans développer de nouvelles capacités mais seulement en maintenant les capacités thermiques existantes et donc pour un coût significativement inférieur. RTE mènera au cours de l'année 2021 une analyse sur l'opportunité économique d'un rehaussement du critère de sécurité d'approvisionnement, en cohérence avec l'exigence du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les citoyens européens » (règlement électricité 2019/943). Cette analyse pourra conduire à des propositions d'évolution du critère de sécurité d'approvisionnement.

L'analyse économique montre que si les pouvoirs publics souhaitaient un rehaussement du niveau de

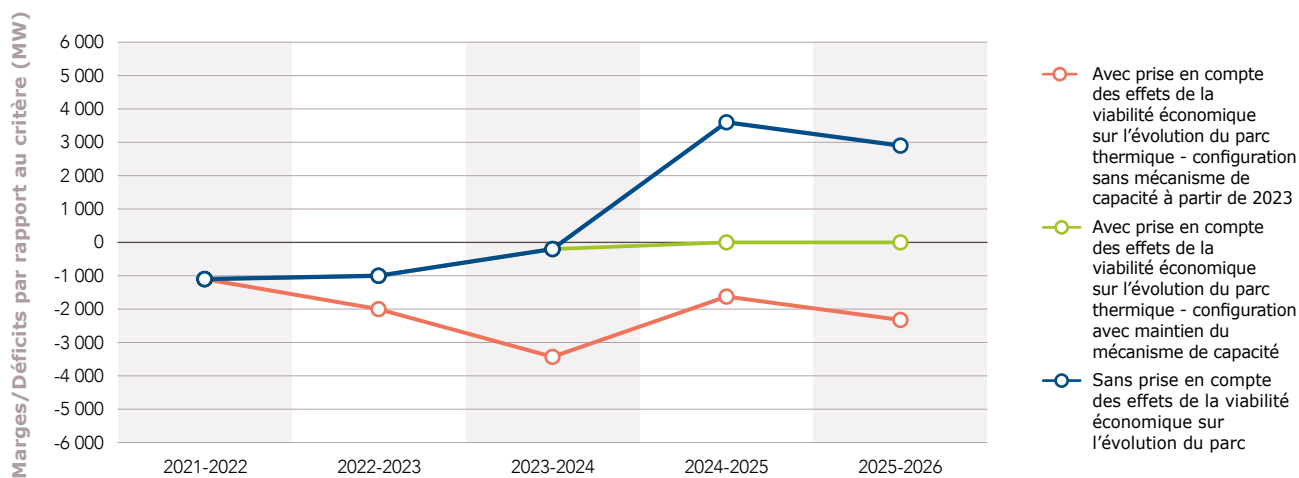
sécurité d’approvisionnement, pour les raisons citées ci-dessus, il serait nécessaire d’adapter l’architecture de marché, qui ne permet aujourd’hui que de sécuriser les capacités nécessaires au respect du critère actuel. Ceci peut notamment passer par une évolution du paramétrage du mécanisme de capacité en cohérence avec une évolution du critère.

L’analyse économique permet d’établir des trajectoires d’évolution du parc dans des configurations sans et avec mécanisme de capacité, conformément aux exigences du cadre européen

Le bouclage économique permet de construire des trajectoires d’évolution du parc sans et avec

mécanisme de capacité. Elles doivent néanmoins être considérées avec précaution, compte tenu de la forte influence que peuvent avoir certaines hypothèses (sur les coûts fixes, la prise en compte de l’aversion au risque des exploitants de capacité) et l’absence de prise en compte d’autres considérations dans la décision de fermeture ou de mise sous cocon. La réalité est plus complexe mais ces trajectoires permettent d’établir un ordre de grandeur du risque de fermeture possible, si aucun dispositif de rémunération capacitaire n’est en place. Elles montrent que la sécurité d’approvisionnement serait plus fortement dégradée dès l’hiver 2022-2023 sans ouverture de l’année de livraison 2023 du mécanisme de capacité.

Figure 6.13 Trajectoires de marges dans le scénario de référence et ses variantes prenant en compte les possibilités de fermeture économique des capacités thermiques, avec et sans mécanisme de capacité (à partir de 2023)



LES CARACTÉRISTIQUES D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN TRANSITION

7

LES CARACTÉRISTIQUES D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN TRANSITION

7.1 Une production d'électricité sur le territoire national plus abondante et plus diversifiée en 2030 qu'aujourd'hui

7.1.1 La production renouvelable devrait se rapprocher des 40 % de la production française d'ici 2030

Des trajectoires très ambitieuses de développement des énergies renouvelables sont fixées dans la PPE, avec un quadruplement de la capacité photovoltaïque (48 GW à l'horizon 2030, via en majorité de grands parcs au sol), un doublement de la capacité installée actuelle de la filière éolienne terrestre (38 GW), et l'installation de près de 6 GW de parcs éoliens en mer (sur un peu plus d'une dizaine de parcs). L'atteinte des cibles affichées dans la PPE nécessitera une inflexion forte dans le développement de ces filières, que l'on n'observe pas encore aujourd'hui, notamment pour la filière photovoltaïque.

Des trajectoires de développement plus mesurées sont intégrées dans le scénario « atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC », basées notamment sur une capacité installée de 37 GW pour le photovoltaïque, de 35 GW pour l'éolien terrestre et de 4,4 GW pour le parc offshore à ce même horizon.

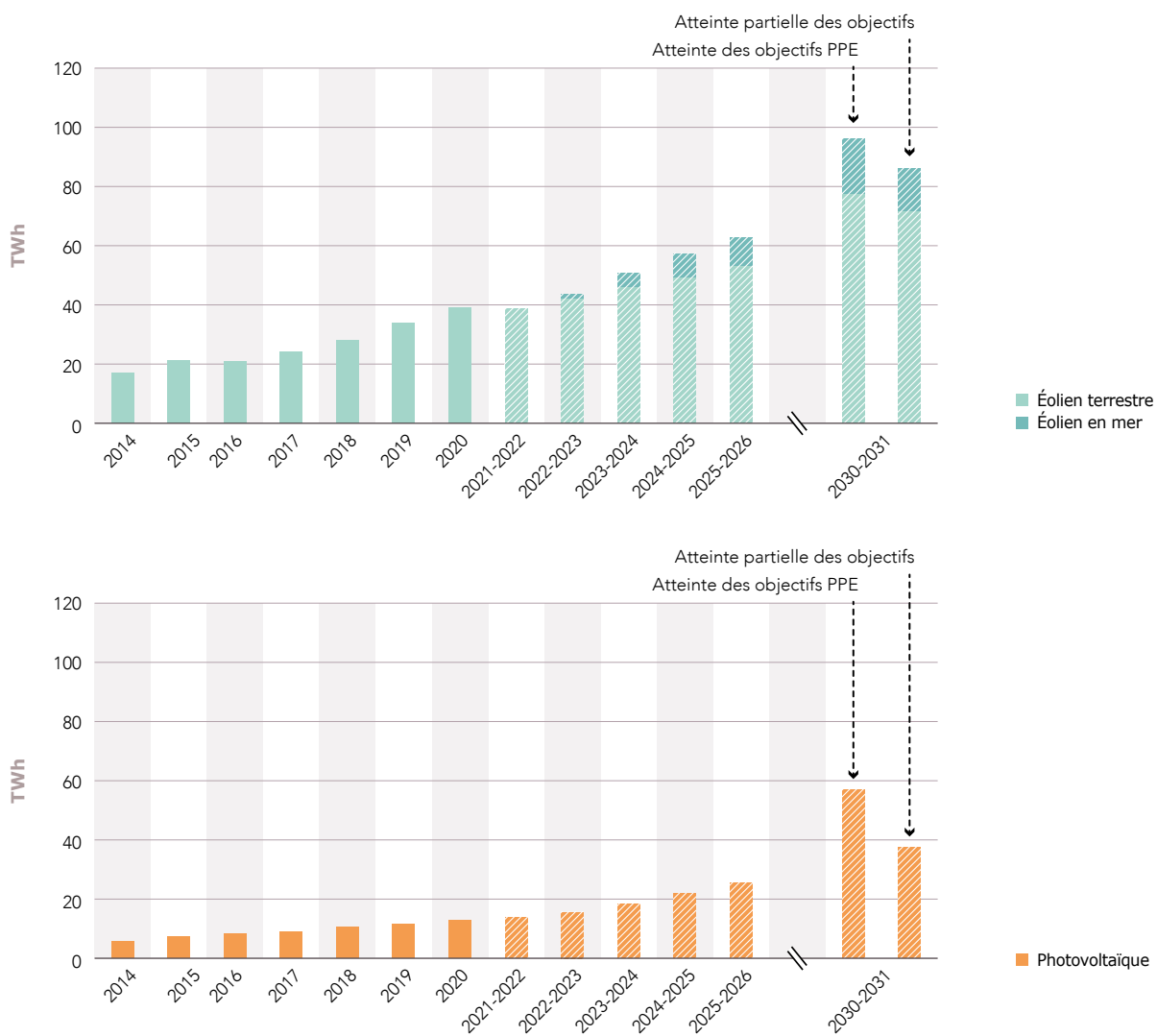
La production issue des énergies renouvelables devrait ainsi augmenter significativement pour atteindre près de 230 TWh à l'horizon 2030 dans le scénario d'atteinte des objectifs de la PPE et 200 TWh dans le scénario d'atteinte partielle (contre moins de 130 TWh en 2019). La part de ces énergies dans la production totale d'électricité devrait ainsi s'établir entre 35 et 40 % à cet horizon.

Dans l'hypothèse du scénario de référence, la production éolienne devrait par ailleurs devenir la première source renouvelable de production d'électricité en France aux alentours de 2026.

La croissance de la production renouvelable conduira :

- ▶ à une augmentation du solde exportateur ;
- ▶ à accompagner des politiques de décarbonation nécessitant la croissance de l'utilisation de l'électricité, notamment dans le secteur des transports (avec le véhicule électrique), de la production d'hydrogène (avec le développement de l'électrolyse) ou du bâtiment (chauffage électrique notamment).

Figure 7.1 Évolution de la production des filières éolienne et solaire en France



7.1.2 L'évolution du mix électrique conduit la part du nucléaire dans la production à atteindre environ 60%

Grâce à des coûts de combustibles plus bas que ceux des moyens thermiques fossiles dans le reste de l'Europe, la production nucléaire en France restera compétitive sur les marchés européens de l'électricité. Par ailleurs, les épisodes de modulation de production du parc ne devraient pas augmenter notablement d'ici 2030, d'une part du fait de l'augmentation de la consommation et de sa flexibilité, qui permet de placer davantage de consommation lors des périodes d'excédents de production nucléaire (recharge des véhicules électriques, électrolyse, etc.), et d'autre part du fait du développement des interconnexions.

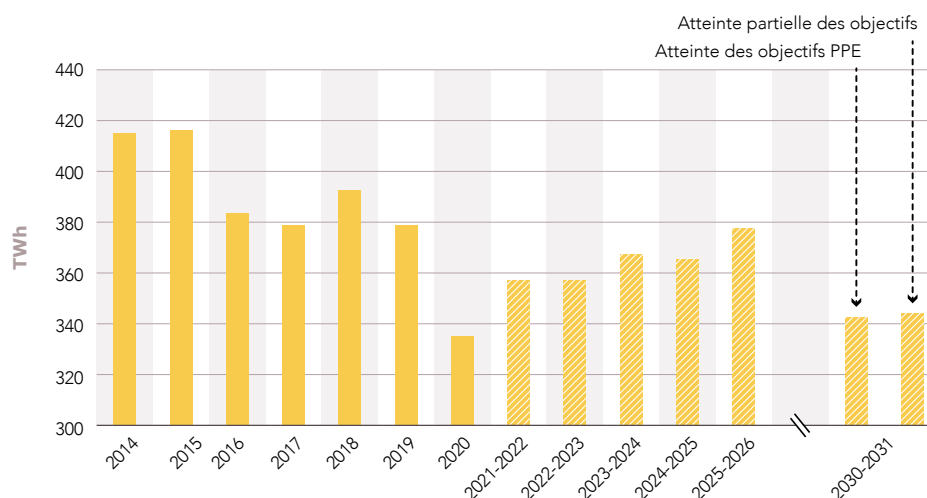
Cette conclusion est en ligne avec les analyses précédemment publiées par RTE, notamment dans le rapport d'octobre 2018 sur les échanges d'électricité aux interconnexions, qui abordait spécifiquement la question des débouchés (physiques et économiques) de la production décarbonée française dans des scénarios de croissance forte de l'éolien et du solaire.

Une perspective baissière sur la part de la production d'origine nucléaire est toutefois à prévoir

pour les prochaines années, décomposable en trois temps :

- ▶ sur les deux prochaines années, les effets de la crise sanitaire sont encore prégnants sur la densité et la durée des arrêts programmés, amenant à une production de l'ordre de 350 TWh sur l'année ;
- ▶ jusqu'à la fermeture de nouveaux réacteurs entre 2027 et 2030, un retour à des niveaux de production légèrement plus élevés est à prévoir, entre 360 et 375 TWh, notamment grâce aux plannings d'arrêts sensiblement moins denses que sur les trois années précédentes et au fonctionnement à pleine puissance de l'EPR de Flamanville. Ils resteront néanmoins nettement en-deçà des niveaux observés historiquement, conséquence d'une dégradation structurelle de la disponibilité du parc en particulier pour faire face aux enjeux de vieillissement des réacteurs ;
- ▶ en 2030, après la fermeture de quatre nouveaux réacteurs, la production nucléaire devrait alors se rapprocher de 340 TWh. La part du nucléaire dans la production globale d'électricité s'établirait alors en dessous de 60% (contre 71% en 2019), sous l'effet de la baisse de la capacité et la disponibilité tendancielle baissière du parc, conjugué au développement des énergies renouvelables.

Figure 7.2 Évolution de la production nucléaire en France



7.1.3 La production thermique diminue fortement, conséquence de l'érosion du parc et du développement des énergies renouvelables

La production des centrales thermiques en France est très dépendante de celle du parc nucléaire et des conditions météorologiques : les moyens thermiques constituent en effet des moyens de semi-base ou de pointe, qui sont appelés sur les marchés après les moyens de production renouvelable et nucléaire.

Les analyses de RTE conduisent à mettre en avant une perspective de diminution de la production thermique fossile, en-dessous des 25 TWh en 2030 (soit moins de 5% de la production française), contre près de 40 TWh aujourd'hui. Ce constat est néanmoins différent pour le charbon, le fioul et le gaz.

Un arrêt de la production d'électricité à base de charbon en 2022 et une disparition progressive de celle au fioul

La production d'électricité à base de charbon, déjà faible en France, devrait dans un premier temps décroître du fait des conditions de marché, puis disparaître au fur et à mesure de la fermeture des dernières centrales prévues d'ici fin 2022.

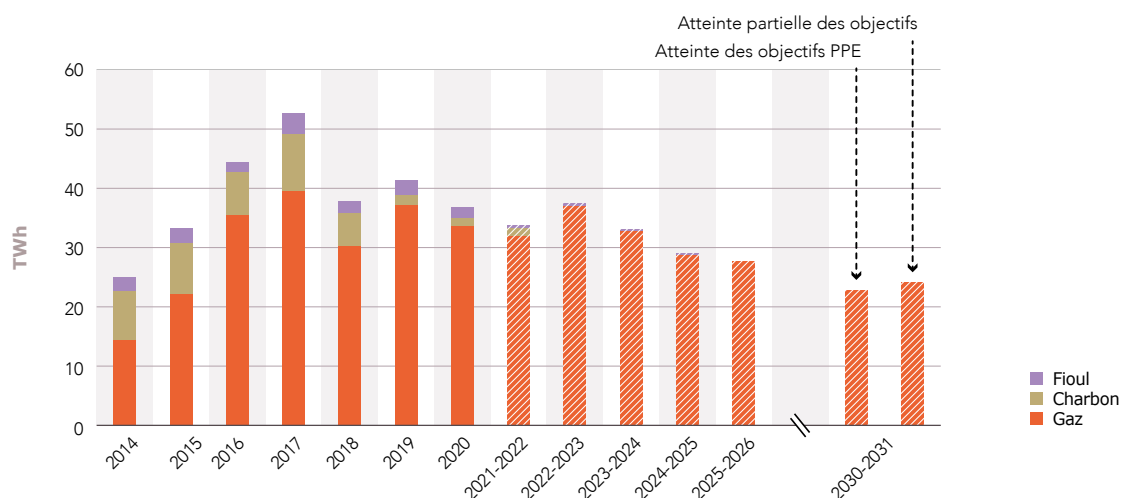
La production d'électricité à partir du combustible fioul devrait quant à elle être quasi-nulle à l'horizon 2030, dans l'hypothèse de fermeture progressive des cogénérations et moyens de production de faible puissance unitaire au fioul, ainsi que des turbines à combustion bretonnes les plus anciennes. De manière générale, les turbines à combustion au fioul restantes en 2030 ne fonctionneraient qu'un nombre très limité d'heures par an lors des épisodes de tension et de prix élevés, et ne représenteraient donc pas un enjeu pour la baisse des émissions de gaz à effet de serre.

La production des centrales au gaz est amenée à se maintenir jusqu'à la mise en service de l'EPR, avant de baisser légèrement

À l'inverse, plusieurs facteurs concourent à prévoir une dynamique en baisse de la production des centrales à cycle combiné au gaz, et plus largement de la filière au gaz, sur la prochaine décennie.

D'ici à la mise en service de l'EPR de Flamanville, une perspective de stabilité voire de très légère hausse pourrait toutefois être entrevue, notamment due à l'importance du programme de travaux sur les réacteurs nucléaires entraînant une moindre disponibilité du parc nucléaire.

Figure 7.3 Évolution de la production thermique fossile en France



Ensuite, la mise en service de l'EPR et l'augmentation conséquente de la production renouvelable en France et à l'étranger devraient conduire à des durées de fonctionnement sensiblement plus faibles et donc à des niveaux de production plus bas (moins de 25 TWh pour la filière gaz en 2030), en dépit de la fermeture de quatre réacteurs nucléaires entre 2027 et 2030.

Ces perspectives sont établies à température de référence et doivent être considérées avec prudence, la production effective des centrales au gaz étant susceptible de varier largement d'une année sur l'autre, notamment selon le climat ou encore selon l'évolution de la compétitivité des CCG en France par rapport à ceux des pays voisins (et

notamment ceux dont la construction est prévue dans la décennie).

7.1.4 Une production d'électricité décarbonée en hausse

Les objectifs de la PPE entraînent une hausse conséquente de la production décarbonée, de 48 à 77 TWh par rapport à 2019.

La part de la production décarbonée dans le mix devrait ainsi continuer à augmenter, dépassant 95% en 2030, y compris dans le scénario où les objectifs de la PPE ne seraient pas pleinement atteints.

Figure 7.4 Évolution des bilans énergétiques en France (en TWh)

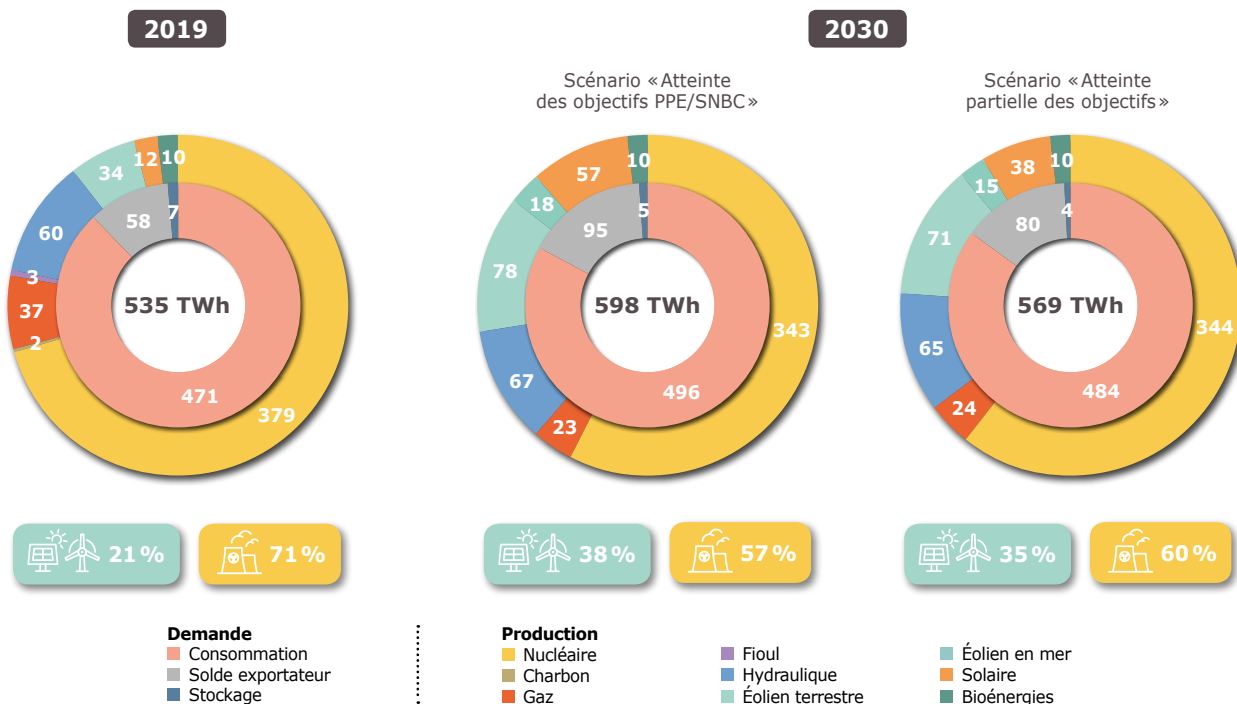
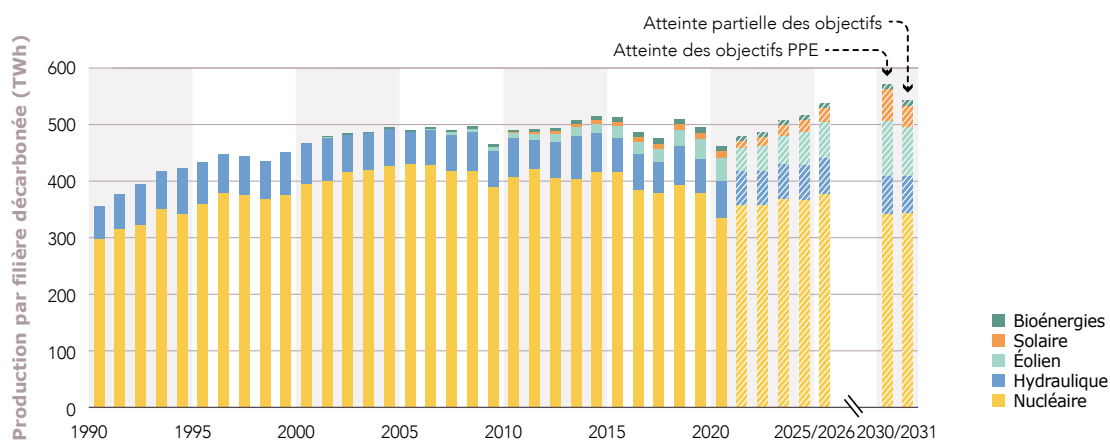


Figure 7.5 Évolution de la production décarbonée en France



7.1.5 La transformation du mix se poursuit à l'échelle européenne

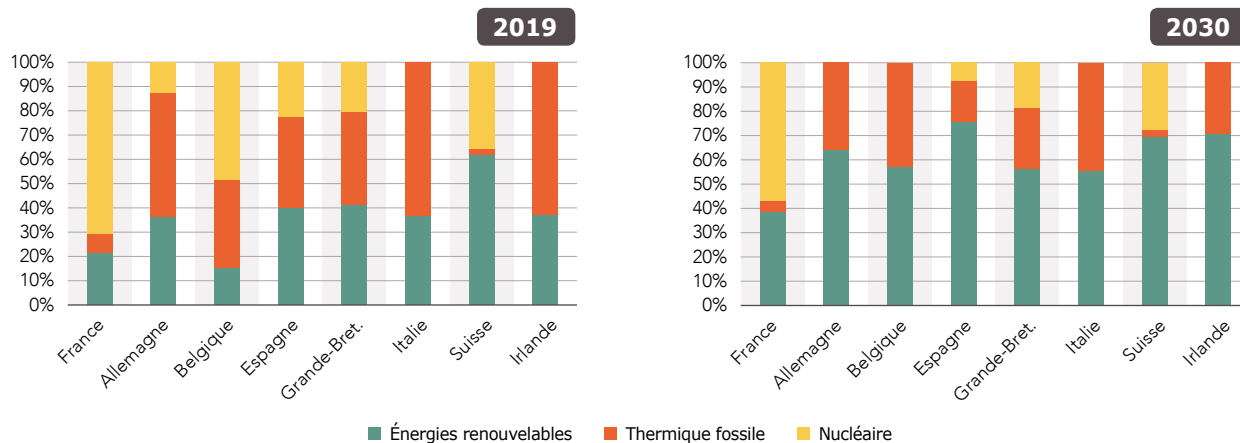
La transition énergétique engagée dans l'ensemble des pays européens modifie considérablement le paysage électrique, avec une augmentation sensible de la part de la production décarbonée dans les différents mix.

À l'étranger, la part des énergies renouvelables dans le mix de production devrait être majoritaire

dans l'ensemble des pays voisins de la France dans l'hypothèse du scénario de référence. Cette part progresse, d'une part grâce à l'augmentation des capacités de production renouvelable, et d'autre part du fait de la diminution des parcs thermiques fossiles et nucléaires.

Seule la France conserve une production nucléaire majoritaire. La Grande-Bretagne, la Suisse et l'Espagne seront par ailleurs les seuls autres pays voisins à disposer encore d'un parc de production nucléaire.

Figure 7.6 Évolution de la répartition de la production d'électricité en France et dans les pays interconnectés



7.2 Un système électrique toujours largement exportateur, mais des échanges encore plus volatils

Le système électrique français largement exportateur aujourd’hui devrait le rester fortement, voire accroître son niveau d’export d’ici 2030, avec un solde de 95 TWh en 2030 dans le scénario d’atteinte des objectifs PPE/SNBC et de 80 TWh dans le scénario d’atteinte partielle (contre 60 TWh en 2019).

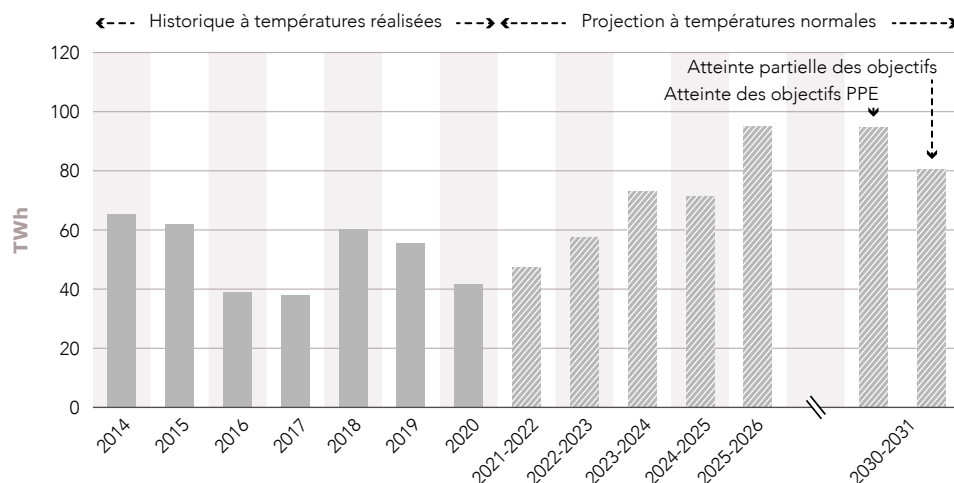
La progression du solde exportateur résulte de plusieurs effets :

- ▶ en premier lieu, le développement de la production renouvelable, associé au maintien d’une grande partie de la capacité nucléaire en France, accroît la quantité d’énergie compétitive disponible en France ;
- ▶ dans le même temps, la fermeture de réacteurs nucléaires en Europe et le déclassement des parcs charbon, favorise la compétitivité des moyens de production en France ;
- ▶ enfin, le développement des interconnexions favorise les échanges.

Cette énergie décarbonée compétitive disponible en France pourrait alternativement servir des politiques plus ambitieuses de décarbonation de secteurs de l’économie française recourant aujourd’hui à des énergies fossiles.

Malgré cette tendance globalement exportatrice, le volume des importations pourrait néanmoins croître dans certaines situations d’exploitation, en lien avec l’augmentation des capacités d’échanges transfrontaliers. Cette évolution se traduirait alors par une augmentation de la contribution des interconnexions à la sécurité d’alimentation en France. Ces situations d’imports ne doivent néanmoins pas être considérées comme un échec du fonctionnement du système, mais comme une conséquence normale de la mutualisation des capacités et d’optimisation de la gestion de la production au niveau européen.

Figure 7.7 Évolution du solde exportateur



7.3 Une contribution importante du système électrique à la décarbonation de l'économie française

À l'horizon 2030, la transformation du système électrique s'inscrit dans un contexte de renforcement de la lutte contre le changement climatique. Les discussions législatives et réglementaires en cours à différents niveaux témoignent en effet d'une volonté d'accélérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre :

- ▶ à l'échelle européenne, les Etats membres de l'Union européenne se sont récemment accordés sur un rehaussement de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, fixé à au moins -55% par rapport aux niveaux de 1990 (contre -40% dans l'objectif précédemment fixé)¹⁵⁸.
- ▶ à l'échelle nationale, le projet de loi « Climat et résilience » reprenant les propositions de la Convention citoyenne pour le climat, et actuellement en discussion au Parlement, vise à apporter de nouvelles mesures pour lutter contre le changement climatique. Celles-ci doivent permettre d'atteindre l'objectif fixé par la LTECV de réduire les émissions de gaz à effet de serre de -40% d'ici 2030 par rapport à 1990 (objectif susceptible d'être revu en conséquence du rehaussement de l'objectif européen).

En marge de ces discussions, plusieurs publications récentes analysant les mesures existantes ou prévues dans le projet de loi « Climat et résilience » montrent la difficulté d'atteindre les ambitions de réduction des émissions à l'horizon 2030 (étude du BCG¹⁵⁹, avis du Haut conseil pour le climat¹⁶⁰, étude de Carbone 4¹⁶¹). Les études du BCG et de Carbone 4 soulignent ainsi l'effet positif des mesures engagées par le Gouvernement mais également le caractère probablement insuffisant de ces mesures pour atteindre l'objectif de -40% sur les émissions en 2030. Le Haut conseil pour

le climat, ne se prononce pas sur l'impact global des mesures envisagées, mais recommande pour sa part d'évaluer plus systématiquement la contribution des politiques publiques à l'aune des trajectoires de la stratégie nationale bas-carbone.

Dans ce contexte, le débat public sur les politiques énergie-climat porte régulièrement sur les mesures supplémentaires à mettre en place pour renforcer la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Parmi les mesures engagées ou envisagées, l'électrification de certains usages est amenée à jouer un rôle important pour l'atteinte des objectifs climatiques. La capacité à produire de l'électricité à partir de sources bas-carbone permet en effet d'envisager des transferts d'usages vers l'électricité pour décarboner un grand nombre d'usages énergétiques, dans le transport, le secteur des bâtiments ou encore l'industrie. Dans tous les scénarios prospectifs visant l'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle mondiale ou européenne, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie doit ainsi augmenter fortement et ce, dès les prochaines années. L'électrification des usages apparaît d'autant plus favorable pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre en France, où le mix électrique s'appuie dès aujourd'hui très largement sur des moyens de production bas-carbone.

Ces transferts d'usage suscitent régulièrement des interrogations sur les volumes d'électricité supplémentaires associés, sur la capacité réelle du système électrique à absorber, sur le bilan carbone global ou encore sur le coût pour la collectivité et le consommateur. Pour apporter des éléments d'éclairage sur ces questions, RTE a engagé au cours des trois dernières années un programme de travail spécifique

¹⁵⁸. La déclinaison précise de cet objectif (périmètre, degré prise en compte des émissions négatives, déclinaison par pays...) n'est toutefois pas encore connue et fait l'objet de discussions entre les différentes institutions européennes

¹⁵⁹. BCG, 2021, Évaluation d'impact des mesures prises depuis 2017 sur la réduction des gaz à effet de serre en France à horizon 2030, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021.03.01.Etude_BCG_Evaluation.climat.des_mesures.du_quinquennat.pdf

¹⁶⁰. Haut conseil pour le climat, 2021, Avis portant sur le projet de loi climat et résilience, <https://www.hautconseilclimat.fr/actualites/le-hcc-presente-un-avis-portant-sur-le-projet-de-loi-climat-et-resilience/>

¹⁶¹. Carbone 4, 2021, L'État français se donne-t-il les moyens de son ambition climat ?, <http://www.carbone4.com/publication-letat-francais-se-donne-t-moyens-de-ambition-climat/>

sur les enjeux associés à l'intégration des nouveaux usages électriques. Ceci a donné lieu à la publication de trois rapports thématiques («trilogie des usages») : rapport sur la mobilité électrique (mai 2019), rapport sur l'hydrogène bas-carbone (janvier 2020), rapport sur le secteur des bâtiments et le chauffage (décembre 2020). Ceux-ci ont apporté une évaluation précise de l'impact de chacun de ces transferts d'usages vers l'électricité, d'une part en termes de consommation et d'autre part en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

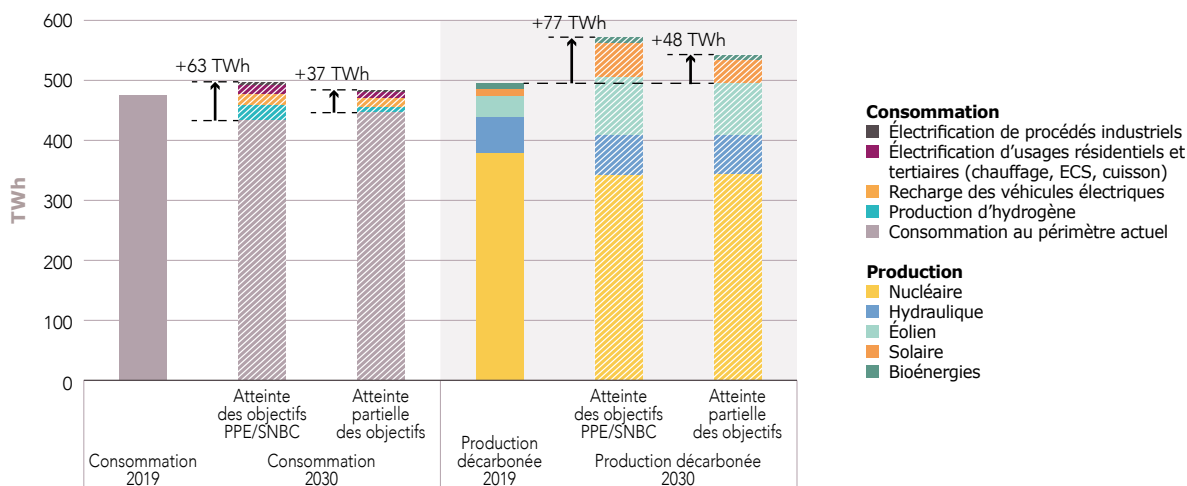
Pour la première fois, le Bilan prévisionnel consolide l'ensemble de ces analyses approfondies, qui sont intégrées dans l'étude du scénario d'atteinte des objectifs PPE/SNBC. Celui-ci cumule ainsi ces différents transferts, et les complète par des transferts dans le domaine de l'industrie et d'autres usages dans les bâtiments (ECS, cuisson).

7.3.1 À l'horizon 2030, une croissance de la consommation associée aux transferts d'usages vers l'électricité du même ordre que la croissance de la production décarbonée

Dans le scénario de référence fondé sur les orientations de la PPE et de la SNBC, l'ensemble des transferts d'usages génère une consommation d'électricité d'environ 63 TWh en 2030, en sus de la croissance liée à d'autres facteurs (évolution de l'activité économique, population, évolution de taux d'équipements...). La hausse résultante est toutefois partiellement compensée par une baisse de consommation associée aux mesures d'efficacité énergétique.

L'effet sur la consommation de ces transferts d'usages est du même ordre que la progression de la production décarbonée dans ce même scénario (77 TWh).

Figure 7.8 Évolution de la consommation et de la production décarbonée en France



7.3.2 Les transferts d'usage vers le secteur électrique contribuent fortement à l'objectif de réduction des émissions de CO₂ de la SNBC

À l'horizon 2030, l'objectif public sur les émissions de gaz à effet de serre correspond à une réduction de 40% par rapport au niveau de 1990 (objectif inscrit dans le code de l'énergie depuis la loi de transition énergétique de 2015). Par rapport à 2019, la baisse d'émissions attendue est de 111 Mt/an.

Les transferts d'usage vers l'électricité (véhicules électriques, production d'hydrogène décarbonée, électrification des procédés et des besoins de chaleur dans l'industrie, électrification des usages thermiques dans le bâtiment, notamment pour le chauffage) constituent un levier essentiel pour l'atteinte de cet objectif. La réduction du recours à des combustibles fossiles dans ces secteurs amène en effet à réduire les émissions annuelles de CO₂ de près de 28 Mt d'ici 2030 dans le scénario cohérent avec les objectifs de la PPE et de la SNBC (dont 13 Mt pour les véhicules

légers¹⁶², 6 Mt dans les usages thermiques résidentiels et tertiaires¹⁶³, 5 Mt pour la production d'hydrogène et 3 Mt dans le secteur de l'industrie).

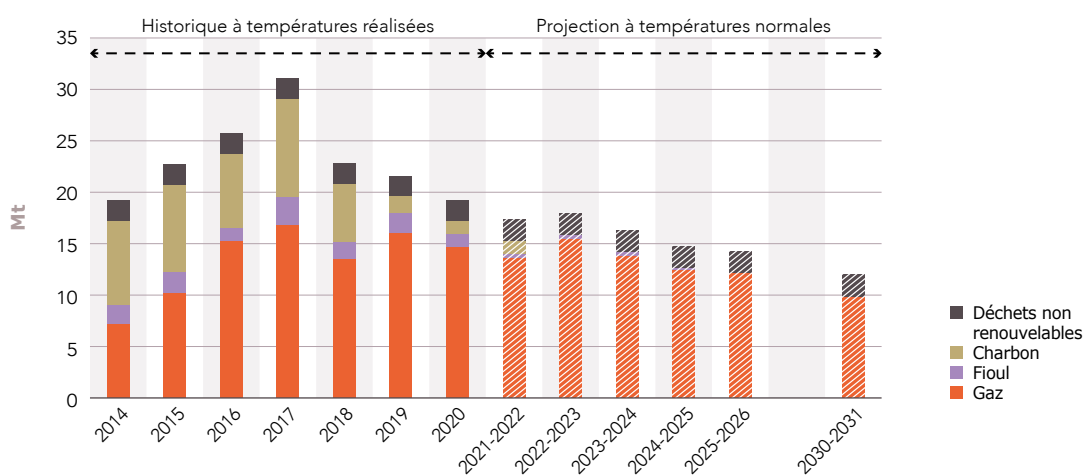
Dans le scénario d'atteinte partielle de ces objectifs, la baisse d'émissions permise par l'ensemble de ces transferts serait de l'ordre de 19 Mt par an.

7.3.3 Une baisse d'environ 10 Mt des émissions liées à la production d'électricité d'ici 2030

Du fait de la fermeture des dernières centrales au charbon d'ici fin 2022 et du développement accru des énergies renouvelables, et ce malgré la fermeture de quatre nouveaux réacteurs nucléaires et la hausse de consommation, le parc thermique sera en moyenne moins sollicité qu'en 2019.

La baisse d'émissions de CO₂ attendue à l'horizon 2030 par rapport à 2019 devrait être d'un peu moins de 10 Mt par an.

Figure 7.9 Évolution des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité¹⁶⁴



162. L'estimation des émissions évitées pour les véhicules légers en 2030 intègre les progrès technologiques de la filière et la baisse d'un peu moins de 25% de la consommation des véhicules thermiques à cet horizon.

163. L'estimation de la consommation évitée sur le chauffage prend en compte une baisse de près de 50% des émissions du chauffage dans le secteur du bâtiment non chauffé à l'électricité d'ici à 2030.

164. Le périmètre considéré diffère légèrement de celui du Bilan électrique de RTE. Ce périmètre intègre les autoconsommations des sites industriels, et n'intègre pas la Corse.

En toute rigueur, les émissions de CO₂, telles qu'elles seront mesurées chaque année, dépendront d'éléments conjoncturels (conditions météorologiques, notamment température, ou la disponibilité effective du parc nucléaire) : il ne s'agit plus alors d'un traitement statistique. La comparaison des valeurs du passé et d'une projection issue d'un traitement statistique doit ainsi être considérée avec prudence.

7.3.4 Le secteur électrique permettra d'atteindre 24 % à 34 % de l'objectif global actuel à 2030 sur la réduction des émissions de CO₂

Ces différents leviers sur les usages énergétiques et sur le mix de production permettront alors au secteur électrique de contribuer à l'objectif global de baisse des émissions de CO₂, selon les deux scénarios évalués, à hauteur de -27 Mt et -37 Mt de CO₂. Cette baisse représente 24 % à 34 % de l'objectif de baisse de -40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.

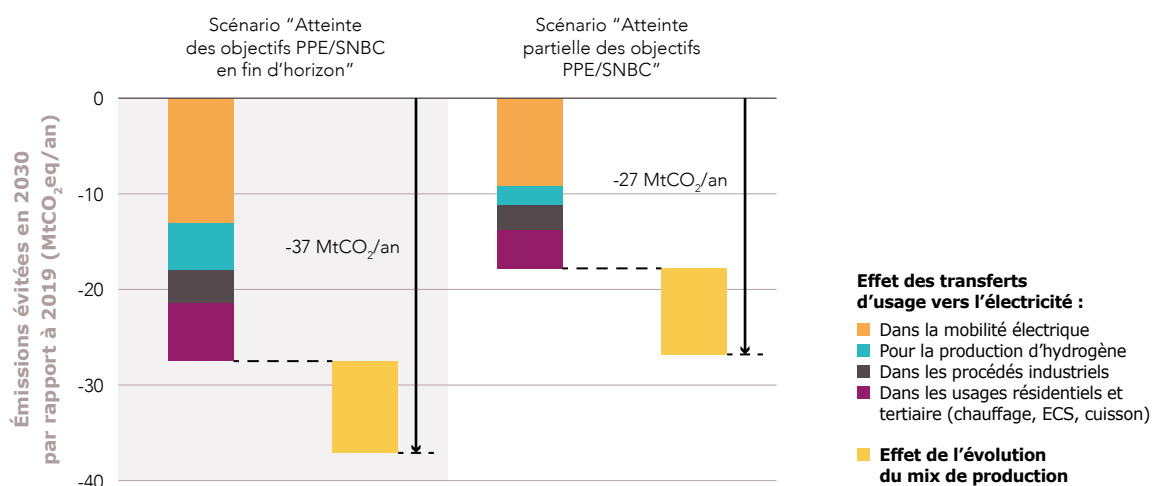
Cette contribution du secteur électrique à la décarbonation pourrait être revue à la hausse dans un scénario plus ambitieux, tel que celui qui pourrait découler des ambitions de décarbonation récemment renforcées par la Commission européenne (cf. *infra*).

7.3.5 Le système électrique français contribue à la décarbonation de l'Europe

Grâce au caractère très largement décarboné de son parc électrique, la France joue un rôle prépondérant dans la réduction des émissions à l'échelle européenne. Ce constat est à mettre en relation avec le solde exportateur du système électrique français qui contribue à mettre à disposition des pays voisins de la production décarbonée et évite à cette occasion la production d'électricité carbonée à l'étranger.

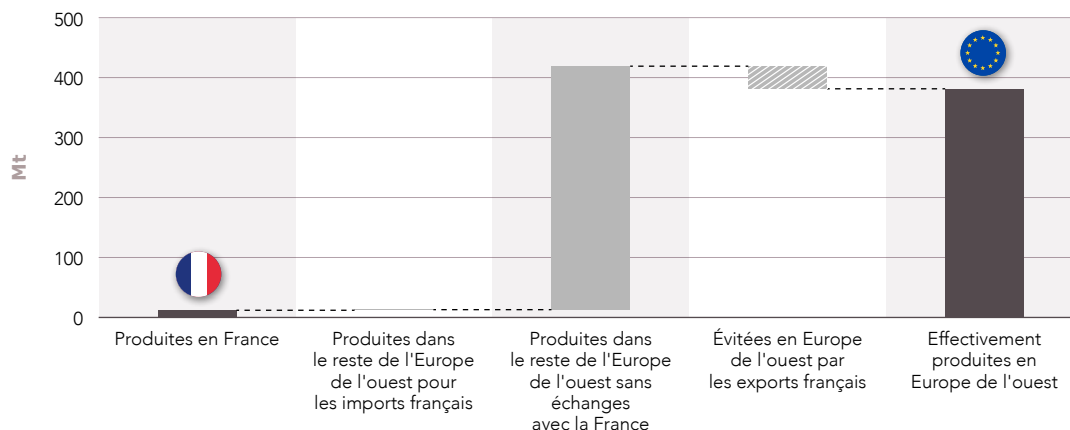
Les exports depuis la France conduisent ainsi à réduire la production de moyens polluants en Europe (notamment des groupes charbon). Malgré la réduction des capacités thermiques en Europe, le bénéfice de ces exports⁸ en termes de réduction

Figure 7.10 Contribution du secteur électrique à la réduction des émissions de CO₂ (objectif de -40 % d'émissions à l'horizon 2030)



165. Les valeurs indiquées correspondent à l'effet net, c'est-à-dire après prise en compte des émissions induites par les imports.

Figure 7.11 Effets du système électrique français sur les émissions annuelles de CO₂ du mix électrique dans les pays voisins dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC » en 2030



des émissions de CO₂ dans les pays voisins augmente dans le scénario d'atteinte des objectifs de la PPE par rapport à la situation actuelle et atteint à l'horizon 2030 environ 37 MtCO₂/an, soit environ 10% du total des émissions du secteur électrique dans les autres pays de l'Europe de l'Ouest. Ce bénéfice reste stable à 32 MtCO₂/an dans le cas où ces objectifs ne seraient pas pleinement atteints.

7.3.6 Le système électrique prévu par la PPE permettrait d'accélérer les transferts d'usage pour atteindre de meilleures performances carbone en 2030

Les nouveaux objectifs de décarbonation de l'Union européenne annoncés mi-décembre visent désormais des émissions en 2030 en baisse de 55% par rapport à 1990, contre 40% précédemment. Spécifiquement pour la France, le renforcement de l'objectif de décarbonation à 55% (en considérant que cet objectif serait interprété sans prise en compte des émissions négatives) amènerait à une réduction supplémentaire d'émissions de 65 millions de tonnes par rapport à l'objectif de la SNBC.

Dès lors, la question est d'identifier les transferts d'usages supplémentaires qui pourraient être réalisés, en complément de ceux retenus dans un

scénario d'atteinte des différents objectifs de la PPE et de la SNBC, et sans fragiliser la sécurité d'approvisionnement. Ce scénario ne présuppose donc ni effort d'efficacité énergétique supplémentaire, ni développement supplémentaire d'énergies renouvelables.

À défaut de connaître d'ores et déjà la déclinai-son de ces ambitions pour chacun des États, une approche prudente est retenue pour estimer l'impact des politiques des pays voisins sur la sécurité d'approvisionnement en France. L'étude est ainsi basée sur une hypothèse de très forte limitation de la contribution des pays voisins (en maintenant la capacité d'imports maximum de la France à 10 GW, en dépit du développement de nouvelles interconnexions), pour refléter le déclassement des moyens pilotables les plus polluants dans les pays voisins et/ou une électrification forte des usages.

Dans cette configuration où la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement est ramenée à un niveau bas, les marges en France sont alors d'environ 4 GW en 2030 si l'ensemble des objectifs déjà prévus par la PPE et la SNBC se réalisent.

Ces marges offrent la possibilité d'un recours accru à l'électricité en France tout en respectant le critère de sécurité d'alimentation. Dans l'hypothèse d'une

accélération homogène des différents transferts d'usages vers l'électricité, l'analyse montre que le système électrique français serait en mesure d'absorber une avance d'environ deux à trois ans sur les ambitions de transferts vers l'électricité prévus dans la SNBC, ce qui conduirait suivant ce scénario à :

- ▶ plus de 12 millions de véhicules électriques en 2030 (contre 7,1 millions dans la trajectoire de référence) ;
- ▶ une part de l'électricité de 51% dans le chauffage résidentiel (contre 50% dans la trajectoire de référence) ;
- ▶ près de 27 TWh de consommation pour la production d'hydrogène par électrolyse (contre 25 TWh dans la trajectoire de référence) ;
- ▶ plus de 7 TWh de transferts d'usages supplémentaires dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel (eau chaude sanitaire, cuisson, processus industriels électriques).

Cette accélération des transferts d'usages, sans accélération des mesures d'efficacité énergétique ou du développement d'énergies renouvelables, permettrait une réduction supplémentaire des émissions de CO₂ en France de l'ordre de 9 Mt par an par rapport au scénario calé sur les objectifs de la PPE et la SNBC, tout en permettant le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Dans ce scénario, près de 12% de la réduction supplémentaire associée à la nouvelle ambition de l'Union européenne pourrait être apportée par le secteur électrique (sous l'hypothèse que le nouvel objectif serait interprété sans prise en compte des émissions négatives).

Cette contribution supplémentaire pourrait néanmoins être plus faible dès lors que le parc thermique en France serait partiellement déclassé, ou que la trajectoire de déclassement du parc nucléaire serait plus ambitieuse que celle retenue. *A contrario*, des mesures supplémentaires d'efficacité énergétique ou de développement d'énergies renouvelables pourraient apporter des leviers supplémentaires.

Accélérer les transferts d'usages de 2 à 3 ans à l'horizon 2030 par rapport aux ambitions de la SNBC conduirait à réduire le volume de marge du système électrique. Pour autant, le solde exportateur resterait très significatif, en passant d'environ 95 TWh à 76 TWh. Ce volume d'exports est un gisement

permettant d'accroître les transferts d'usages vers l'électricité en France, mais en l'absence de marges sur le système électrique, toute consommation supplémentaire ne pourrait être acceptée qu'à condition de faire l'objet d'un pilotage lui permettant d'être sans effet sur la pointe de consommation.

Les principaux transferts d'usages pouvant être pilotés sont la consommation associée à la production d'hydrogène, et de manière partielle, la consommation associée à la recharge des véhicules électriques :

- ▶ Accroître la production d'hydrogène décarbonée est un levier pour réduire les émissions nettes en France. Ces électrolyseurs devraient fonctionner en dehors des périodes de tension sur le système électrique, et ne devraient donc pas conduire à une augmentation de la production des centrales thermiques fossiles. Des analyses complémentaires seraient néanmoins nécessaires pour assurer que le nombre d'heures de fonctionnement de ces électrolyseurs serait suffisant à leur équilibre économique. De même, si cette utilisation correspondait à un fonctionnement très intermittent de l'électrolyse, il conviendrait de s'assurer que des dispositifs permettant d'assurer la continuité d'alimentation des usages de l'hydrogène peuvent être mis en place (par exemple stockage de l'hydrogène ou redondance avec de la production par vaporeformage de gaz naturel pouvant prendre le relais).

Il est important de noter que la production d'hydrogène supplémentaire en substitution du vaporeformage sans l'associer à un développement d'énergie renouvelable conduira à réduire les exports et aura un effet négatif sur les bilans de CO₂ en Europe, à moins que les électrolyseurs ne fonctionnent que lors des périodes où le système électrique dispose d'excédents de production renouvelable ou nucléaire (production qui ne serait sinon pas valorisée). La dégradation du bilan CO₂ en Europe serait supérieure au bénéfice sur les émissions de CO₂ de la France. Ce point est analysé dans le rapport sur l'hydrogène bas-carbone publié par RTE en 2020.

- ▶ Le recours à l'électromobilité peut être accru dès lors que des mesures incitatives conduisent à augmenter la part de recharge pilotée afin de ne pas peser sur les marges du système électrique.






Le volume de 76 TWh d'export peut suffire pour achever le transfert à l'électricité de l'intégralité du parc de véhicules légers, et d'une partie du parc de véhicules lourds. Dans un scénario de progression accélérée de l'électromobilité, l'enjeu sera avant tout celui du déploiement de mesures permettant le pilotage de la recharge.

Contrairement à la problématique spécifique posée par la production d'hydrogène par électrolyse en substitution du vaporeformage, le gain d'émissions de CO₂ de la France serait supérieur à l'augmentation des émissions de CO₂ en Europe liée à la réduction des exports. Ce sujet est analysé dans le rapport sur l'électromobilité publiée par RTE.

Des transferts d'usages supplémentaires sont donc possibles par rapport à la trajectoire prévue par la SNBC, sans fragiliser la sûreté de fonctionnement du système électrique à l'horizon 2030.

Ces accélérations des transferts d'usages doivent néanmoins s'analyser sur un temps long, allant au-delà de l'horizon 2030. En application de la PPE, huit autres tranches nucléaires doivent être fermées entre 2030 et 2035, et la capacité à développer les transferts d'usages en parallèle à la fermeture de ces tranches dépendra du rythme de développement des énergies renouvelables à cet horizon.

Figure 7.12 Contribution du secteur électrique à la réduction des émissions de CO₂ à l'horizon 2030 dans les principaux scénarios du Bilan prévisionnel 2021

	Scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC » -37 Mt	Scénario « Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC » -27 Mt	Avance de 2 à 3 ans sur les transferts d'usages prévus par la SNBC -46 Mt	Leviers supplémentaires envisageables
Transferts d'usages				
 Véhicules électriques	19 TWh (7,1 M de VE) -13 Mt	14 TWh (6 M de VE) -9,1 Mt	31 TWh (12 M de VE) -20,3 Mt	Oui, sous condition du pilotage de la recharge
 Usages résidentiels et tertiaires (chauffage, ECS, cuisson)	14 TWh -6,1 Mt	10 TWh -4 Mt	18 TWh -7,6 Mt	Oui, sous condition de marges suffisantes
 Production d'hydrogène par électrolyse	25 TWh -5 Mt	10 TWh -2 Mt	27 TWh -5,3 Mt	Oui, sous condition de rentabilité suffisante
 Procédés industriels	5,2 TWh -3,4 Mt	3,4 TWh -2,7 Mt	11 TWh -4,3 Mt	Oui, sous condition de marges suffisantes
 Mix électrique	Consommation 498 TWh Production 598 TWh Solde exportateur 94 TWh -9,6 Mt	Consommation 484 TWh Production 569 TWh Solde exportateur 80 TWh -9 Mt	Consommation 522 TWh Production 602 TWh Solde exportateur 76 TWh -8,8 Mt	



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com





Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2021

ANNEXES TECHNIQUES