1

L'OBJET DE L'ÉTUDE

1

L'OBJET DE L'ÉTUDE : QUEL SYSTÈME ÉLECTRIQUE POUR SORTIR DES ÉNERGIES FOSSILES ET ÊTRE NEUTRE EN CARBONE EN 2050 ?

1.1 Un objectif de neutralité carbone en 2050

Afin de contribuer à l'engagement pour limiter le réchauffement de la planète, la France a pour objectif d'être neutre en carbone d'ici 2050.

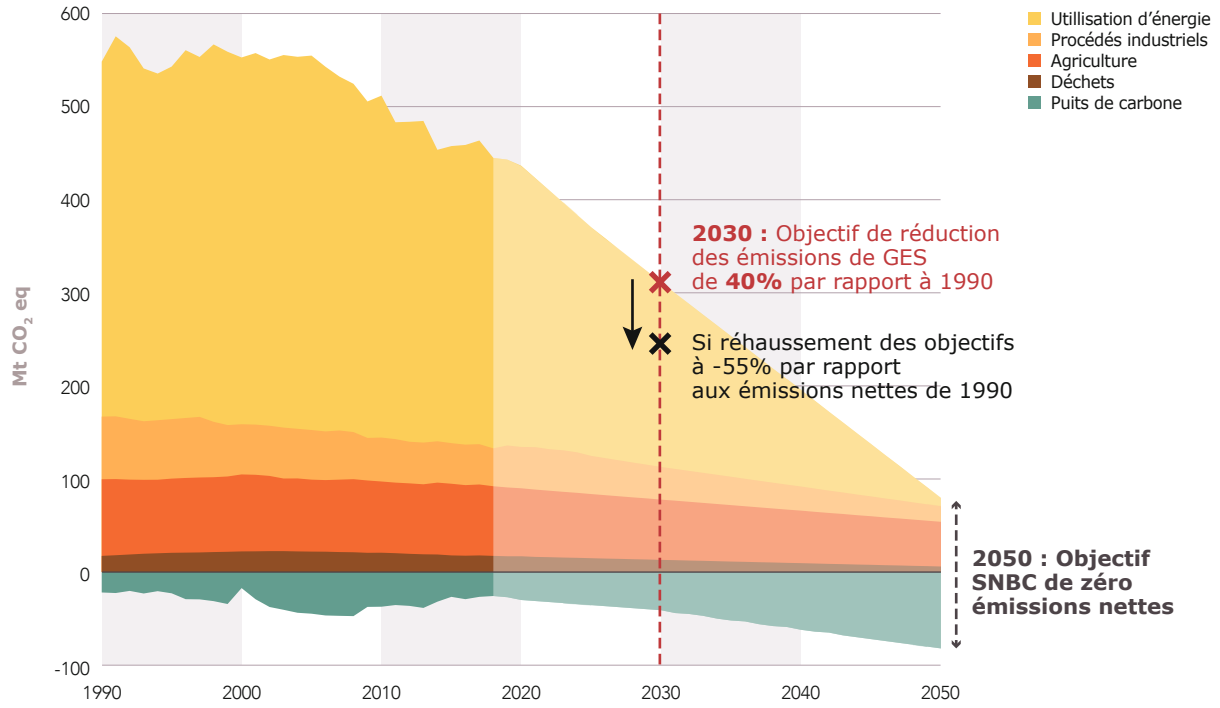
Cet objectif engage la France auprès de l'Union européenne et des Nations-Unies dans le cadre de l'accord de Paris. Il est intégré dans la loi française depuis 2019 (loi climat-énergie).

L'ambition de neutralité carbone en 2050 signifie que les émissions nationales de gaz à effet de serre ne devront alors pas dépasser les quantités 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). Cela nécessite ainsi, d'une part, de réduire considérablement les émissions brutes et de les rapprocher le plus possible de zéro, et d'autre part, de développer les puits de carbone pour parvenir *a minima* à compenser les émissions marginales. Dans tous les cas, il s'agit d'une tâche considérable, qui implique de sortir des énergies fossiles, qui ont alimenté la croissance économique depuis la révolution industrielle.

Les engagements climatiques de la France, et plus généralement de l'Union européenne, ne se réduisent pas à une cible 2050. Ils impliquent qu'une partie de l'effort soit réalisée lors de la décennie 2020-2030, ce qui se traduit à date par un engagement de réduire, d'ici 2030, les émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à leur niveau de 1990.

Cet engagement intermédiaire est lui-même en cours de révision. Dans le cadre de la préparation de la COP 26 à Glasgow, l'Union européenne a adopté une loi climat et fixé un nouvel objectif de réduction de 55 % des émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici 2030. Cet objectif n'est pas encore traduit dans des cibles contraignantes pour chaque État membre, mais il est certain qu'il implique une augmentation de l'effort par rapport à l'objectif des -40 %.

Enseignement n° 18 Évolution des émissions et des puits de gaz à effet de serre (historique et objectifs)



(Source : SNBC)

1.2 Pour respecter les engagements climatiques de la France, il faut sortir des énergies fossiles sur lesquelles notre économie et nos modes de vie sont aujourd'hui assis

En France, environ 60 % de l'énergie utilisée est d'origine fossile : il s'agit principalement des produits pétroliers (de l'ordre de 40 %), du gaz naturel (de l'ordre de 20 %) et du charbon (moins de 1 %).

Cette énergie dépend des importations des pays producteurs (notamment l'Arabie saoudite, le Kazakhstan, la Russie, le Nigeria et l'Algérie pour le pétrole brut, la Norvège, la Russie, les Pays-Bas et le Nigeria pour le gaz). Les crises énergétiques qui se succèdent ont montré combien la France était exposée par ce biais aux variations des cours des produits énergétiques sur les marchés mondiaux, qui dépendent de dynamiques géopolitiques complexes et de l'état de l'économie mondiale.

C'est pourtant bien ce système articulé autour des énergies fossiles qui a été le socle de la croissance économique du pays au cours des Trente Glorieuses. Malgré les chocs pétroliers, il a alimenté la France avec une énergie bon marché, encore abondante et facilement stockable. Les combustibles fossiles satisfont aujourd'hui une consommation finale de plus de 930 TWh par an, contre 430 TWh pour l'électricité.

Le système électrique français, contrairement à celui de la majorité de ses voisins, n'est pas assis sur les énergies fossiles. Sa caractéristique principale est de reposer en majorité sur un parc de 56 réacteurs nucléaires, construits et mis en service de manière très rapprochée entre la fin des années 1970 et le début des années 1990 pour la plupart, et qui se sont ajoutés à une base de production hydraulique déjà importante (60 TWh). Le programme électronucléaire français répondait à un souci d'autonomie énergétique à la suite des chocs pétroliers. Aujourd'hui, il n'est pas contestable qu'il constitue un atout majeur de la France dans la lutte contre le changement climatique en produisant une électricité très largement décarbonée en grandes quantités.

Comme dans toutes les démocraties occidentales, le choix du nucléaire civil suscite en France un débat démocratique. La discussion s'est cristallisée, ces dernières années, autour de la notion de « part » du nucléaire dans le mix électrique, à tel point qu'une partie de la population a pu croire que cette part renvoyait à celle du nucléaire dans la consommation énergétique totale de la France. **Or, si le nucléaire représente bien 70 % de *l'électricité* produite en France, il représente moins de 20 % de *l'énergie finale* utilisée par les français.** La prépondérance du nucléaire dans la production d'électricité ne doit pas occulter la dépendance de la France aux énergies fossiles et importées pour ses besoins en énergie. Dès lors, l'atteinte de la neutralité carbone oblige à renoncer en quasi-totalité à ces énergies fossiles.

1.3 La stratégie française pour l'avenir : une énergie bas-carbone et souveraine, fondée sur l'efficacité énergétique, l'électricité bas-carbone et le développement des usages de la biomasse

La stratégie française pour atteindre la neutralité carbone est fixée par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), réévaluée tous les cinq ans. La dernière version de ce document, publiée en 2020, détermine le cadrage de référence des « Futurs énergétiques 2050 » de RTE. Ceux-ci examinent un grand nombre de variantes, qui respectent toutes le cadre de neutralité carbone en 2050.

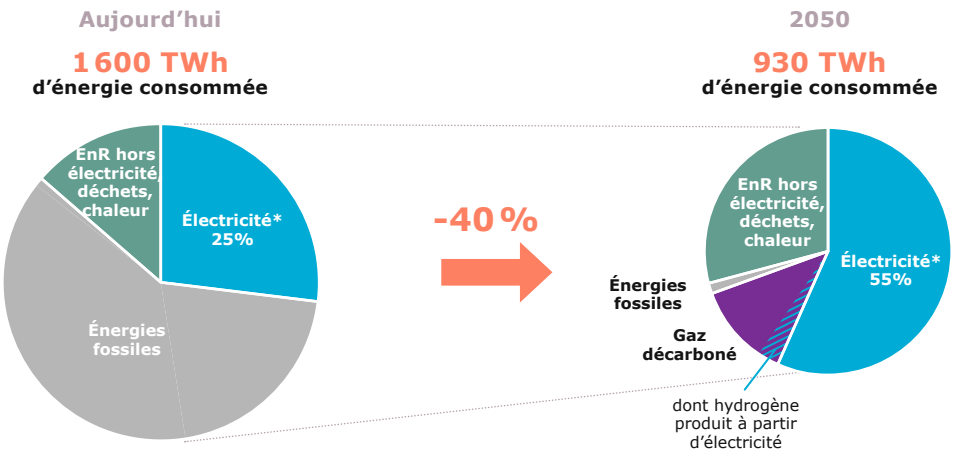
L'étude permet ainsi de tester l'application des principes de la SNBC, d'en mesurer les conséquences, et également de préparer la révision de la stratégie française pour l'énergie et le climat qui aura lieu en 2023 dans le cadre d'une loi de programme.

Côté *demande*, la SNBC repose en premier lieu sur l'efficacité énergétique : elle prévoit que la consommation d'énergie finale de la France diminue de 40 % en trente ans. Il s'agit d'une ambition très forte, dans le haut de la fourchette des stratégies des pays limitrophes, qui conduirait la France à retrouver son niveau de consommation d'énergie de la fin des années 1960.

Côté *offre*, la SNBC est articulée sur deux piliers : l'électricité décarbonée et la biomasse produite sur le territoire. Elle exclut donc les imports massifs de gaz verts, de biomasse non durable ou de combustibles décarbonés, à la différence de ce qui est envisagé dans certains pays européens. La France a donc fait le choix, en 2020, d'un système neutre en carbone et souverain. Les implications en sont très larges.

D'une part, la SNBC implique une mobilisation très poussée de la biomasse, énergie destinée à croître le plus dans la stratégie française. D'autre part, la SNBC prévoit une croissance de la consommation d'électricité, mais dans des proportions généralement inférieures à ce que prévoient les voisins de la France comme l'Allemagne, le Royaume-Uni ou l'Italie. Ces éléments de comparaison doivent être pris en compte dans les « Futurs énergétiques 2050 », alors que les scénarios de neutralité carbone les plus récents convergent pour rehausser l'ambition d'électrification par rapport aux visions d'il y a seulement quelques années. Dans les « Futurs énergétiques 2050 », le cadrage de la SNBC est conservé et légèrement rehaussé pour la consommation d'électricité.

Figure 2 Consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)
Consommation finale d'électricité dans la trajectoire de référence de RTE = 645 TWh

1.4 Un impensé du débat français : la fermeture prévisible du parc de seconde génération au cours des prochaines décennies

Pour alimenter une consommation de 645 TWh d'électricité en 2050, la France dispose d'un atout : sa production d'électricité décarbonée avoisine déjà 500 TWh. Dès lors, la « marche » à franchir est beaucoup moins haute que dans d'autres pays (l'Allemagne produit aujourd'hui environ 300 TWh d'électricité bas-carbone, le Royaume-Uni près de 200 TWh, l'Italie près de 100 TWh, alors que tous ces pays européens envisagent des consommations d'électricité de l'ordre de 600-800 TWh dans trente ans).

S'en tenir à cette vision statique ne suffit pourtant pas à saisir l'ampleur du défi en France : l'âge moyen du parc nucléaire est de 36 années et les réacteurs construits à la fin des années 1970 et au début des années 1980 atteignent progressivement l'échéance de 40 ans qui avait été retenue comme hypothèse de durée de fonctionnement lors de leur conception. Si la durée d'exploitation de ces centrales est en train d'être prolongée dans le cadre des prescriptions édictées par l'Autorité de sûreté nucléaire et sous le contrôle de cette dernière, il est généralement admis que les réacteurs ne pourront probablement pas fonctionner plus de 60 ans, sauf exception et démarche de sûreté spécifique.

Définir une stratégie industrielle intégrant la fermeture prévisible du parc électronucléaire historique, qui contribue aujourd'hui largement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la compétitivité de l'électricité produite en France, apparaît donc indispensable. Les arrêts définitifs seront très rapprochés (effet falaise), en raison de la rapidité exceptionnelle avec laquelle la France a bâti son parc dans les années 1980.

Cette perspective de fermeture constitue parfois un impensé du débat énergétique français au niveau médiatique, où beaucoup de discussions prennent pour fondement la possibilité de pérenniser sur le long terme l'équilibre actuel du parc électrique. Une prospective énergétique sérieuse ne peut faire l'impasse sur cette donnée structurante, qui doit être intégrée à la stratégie française sur l'énergie et le climat.

Deux échéances clés peuvent, sur cette base, être distinguées.

À court/moyen terme (2030-2035), le choix de fermer des réacteurs nucléaires relève de choix politiques. À cette échéance, seules deux options existent pour accroître le potentiel de production d'électricité décarbonée : maintenir en fonctionnement les réacteurs nucléaires (les délais sont en toute hypothèse trop rapprochés pour en construire de nouveaux) et développer les énergies renouvelables. La pondération entre ces solutions a été définie par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2020, et sera amenée à être réajustée lors de sa prochaine révision en 2023. **Ce réajustement devra prendre en compte la nouvelle donne énergétique issue de ces dernières années :** des objectifs climatiques plus contraignants pour 2030, un paysage de sécurité d'approvisionnement plus fragile avec la tension sur les approvisionnements en hydrocarbures, la montée des prix de l'énergie, et la réduction des marges sur le système électrique européen.

À long terme (2050-2060), la fermeture des réacteurs nucléaires de deuxième génération est une contrainte industrielle : en plus de soutenir l'augmentation prévue de la consommation d'électricité, l'appareil de production français devra profondément se renouveler pour remplacer une production annuelle de l'ordre de 380-400 TWh.

C'est dans cette perspective qu'il convient de replacer les choix énergétiques que doit faire la France dans les prochaines années : répondre au double enjeu d'une nécessaire augmentation de la capacité de production d'électricité décarbonée et d'une fermeture programmée de la majorité des installations qui assurent aujourd'hui ce besoin. Ces choix apparaissent d'une ampleur similaire à ceux réalisés lors des chocs pétroliers dans les années 1970.

1.5 Les options sur la table : un système électrique « renouvelable + nucléaire » ou « 100 % renouvelable » à terme

Pour aborder ce défi, les options envisageables ne sont pas les mêmes qu'au lendemain du choc pétrolier. Puisque les énergies fossiles ne sont plus une option, que la solution du captage et stockage du carbone (CCS) n'est pas privilégiée pour des raisons de maturité technologique, d'acceptabilité et de disponibilité technique, et que la France ne souhaite pas faire reposer l'atteinte de la neutralité carbone sur des imports massifs de combustibles verts, le débat sur la production d'électricité décarbonée porte largement sur la répartition entre énergies renouvelables et nouveaux réacteurs nucléaires.

Entre ces deux énergies, les termes de la comparaison économique ont évolué. Alors que le nucléaire historique s'est révélé très compétitif et le demeure aujourd'hui, les réacteurs de troisième génération ont vu leur coût s'accroître tandis que celui des énergies renouvelables a diminué. Pour autant, les caractéristiques mêmes de l'éolien et du solaire ne permettent pas de conclure en comparant leurs seuls coûts de production : la variabilité de la production doit être compensée par des moyens de flexibilité, leur intégration au système nécessite de renforcer les réseaux. La discussion doit donc comparer le coût complet des différentes options (« coût système ») et non le coût individuel de chaque technologie.

La nature du débat de société a également changé. Si le nucléaire suscite toujours une opposition sous l'angle du risque d'accident et des enjeux éthiques associés aux déchets radioactifs, les énergies renouvelables soulèvent également des controverses mêlant considérations sociétales et environnementales : incidence de l'hydraulique sur la biodiversité, bilan carbone du photovoltaïque, emprise paysagère de l'éolien et conséquences de leur variabilité (« que se passe-t-il une nuit sans vent ? »). Les enjeux d'appropriation et de gouvernance jouent également un rôle : intérêt pour l'autoproduction et pour la participation citoyenne aux projets, profondeur du clivage sur le sujet de la sobriété et sur l'évolution des modes de vie, accroissement du rôle des collectivités locales dans la politique énergétique : la France de 2021 n'est plus celle des années 1970.

Les termes du débat technique sont, enfin, évolutifs. Du côté des renouvelables, les systèmes à forte part en énergies renouvelables constituent un objet de recherche dans de nombreux pays dans le monde, et RTE a publié en janvier 2021, conjointement avec l'Agence internationale de l'énergie, un rapport listant les prérequis techniques pour atteindre un système fondé sur une proportion importante de renouvelables, ouvrant donc la voie à la possibilité de systèmes 100 % renouvelables à terme. Ces scénarios s'accompagnent de paris importants, et notamment la maîtrise parfaite de l'intégration de l'« hydrogène ». Du côté du nucléaire, les options apparaissent également plus ouvertes : à côté des grands réacteurs de type EPR 2 se multiplient les projets de petits réacteurs modulaires (SMR) et de nouvelles technologies. La concertation sur les « Futurs énergétiques 2050 » a mis en lumière que la France n'était dans tous les cas pas en capacité, à la date actuelle, de construire des réacteurs nucléaires au même rythme que durant les années 1980.

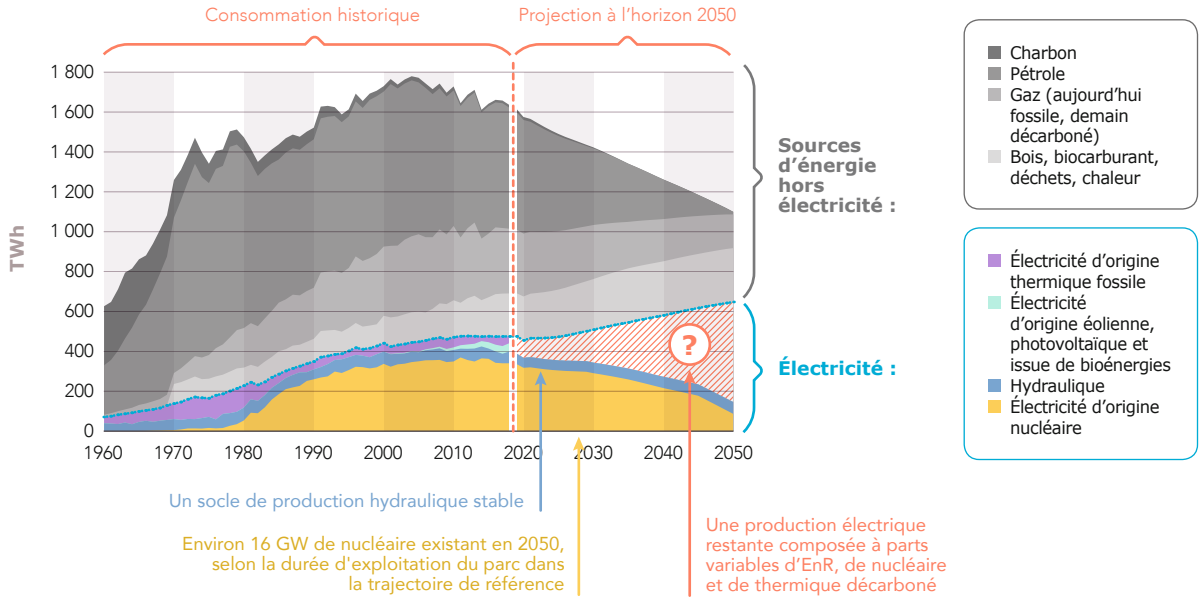
1.6 Le système électrique de demain sera nécessairement différent de celui d'aujourd'hui

Pour débattre de ces choix, RTE a proposé d'emblée un choix méthodologique clair, articulé autour de la distinction entre deux familles de scénarios, qui représentent des tendances de la société française d'aujourd'hui, selon que les nouveaux investissements dans le parc de production se portent exclusivement sur les énergies renouvelables (scénarios «M») ou sur un mix plus diversifié technologiquement, c'est-à-dire une combinaison d'énergies renouvelables et de nouveaux réacteurs nucléaires (scénarios «N»).

Cette représentation met l'accent sur l'importance de la décision de relance ou non d'un parc électronucléaire, qui engagera le pays sur le temps long et résultera d'un choix politique ayant des implications techniques, économiques et sociétales très larges. La méthode a été largement confortée par la concertation. Elle conduit à décrire deux types de systèmes électriques différents de celui d'aujourd'hui, nécessitant tous les deux des investissements massifs. Cependant, **il ne doit pas s'agir de l'unique clé de lecture des scénarios, une distinction trop forte entre scénarios M et N masquerait en effet de grandes proximités techniques** (forte part des énergies renouvelables variables, importance des besoins en flexibilité) **et économiques** (prépondérance des investissements sur les coûts de fonctionnement) entre les scénarios.

Tous les cas de figure impliquent en effet de se projeter sur un système électrique fondamentalement différent. Qu'il soit 100 % renouvelable ou composé durablement de renouvelables et de réacteurs nucléaires fonctionnant de concert, ce

Figure 3 Évolution de la consommation totale d'électricité et de la consommation d'énergie finale pour les autres énergies en France



système ne répondra pas aux principes de fonctionnement que nous connaissons depuis 30 ans et ne peut être pensé à la marge du système actuel.

Décrire ces mondes possibles en se fondant sur une étude technique approfondie, un chiffrage économique, une analyse environnementale et une prise en compte des aspects sociétaux : tel est l'objet des « Futurs énergétiques 2050 ».

2

CADRAGE DE L'ÉTUDE

2

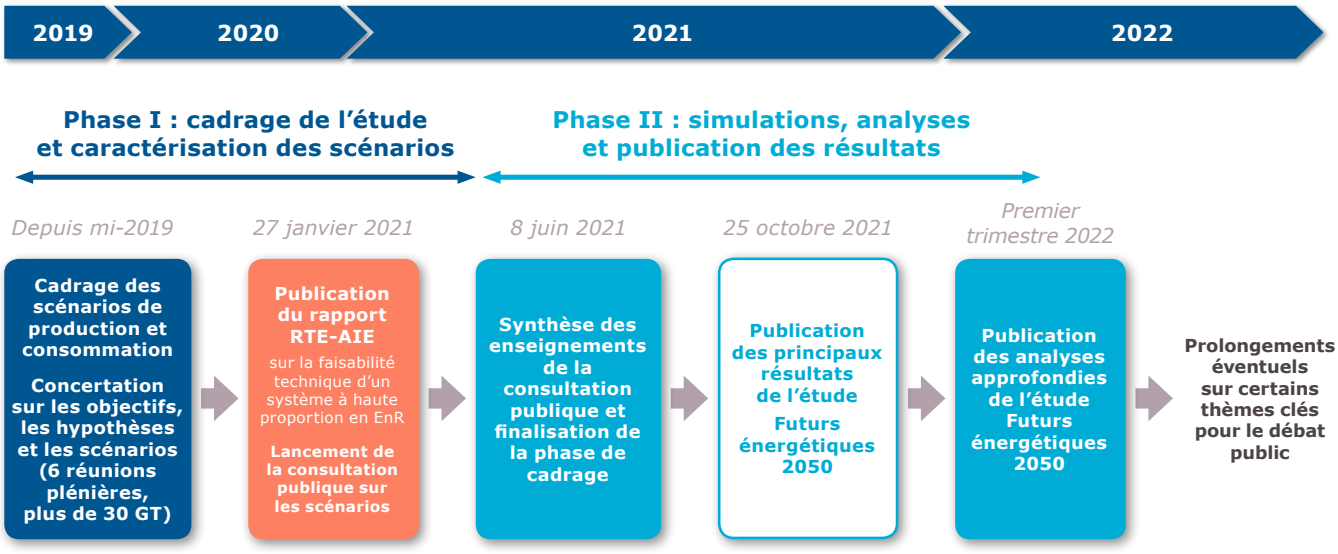
LE CADRAGE DE L'ÉTUDE : UNE DESCRIPTION ET UNE ANALYSE DES OPTIONS DE TRANSITION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE POUR ÉCLAIRER LE DÉBAT PUBLIC

2.1 Une vaste étude réalisée à la demande du Gouvernement et cadencée par plusieurs points d'étape depuis 2019

Dans le cadre de ses missions légales (Bilan prévisionnel) et en réponse à une saisine du Gouvernement, RTE a lancé en 2019 une large étude sur l'évolution du système électrique intitulée « Futurs énergétiques 2050 ».

Ce travail intervient à un moment clé du débat public sur l'énergie et le climat, au cours duquel se décident les stratégies nécessaires pour sortir des énergies fossiles, atteindre la neutralité carbone en 2050 et ainsi respecter les objectifs de l'Accord de Paris. Cela implique une transformation profonde de l'économie et des bouleversements dans le secteur des transports, de l'industrie et du bâtiment aujourd'hui encore très dépendants du pétrole, du gaz d'origine fossile, et parfois même encore du charbon.

Figure 2.1 Séquence de publication de l'étude Futurs énergétiques 2050



Il n'existe plus aucun doute scientifique sur l'urgence à agir. Le récent rapport du GIEC, publié en août 2021, a rappelé s'il en était encore besoin, l'importance de réduire très rapidement les émissions de gaz à effet de serre pour limiter les effets potentiellement catastrophiques du changement climatique. La prochaine COP, organisée à Glasgow à partir de novembre 2021, doit en prendre acte et conduire à des nouveaux engagements chiffrés, pour la décennie qui vient.

La transformation nécessaire pour sortir des énergies fossiles doit être menée à bien en seulement trois décennies et accélérer de manière substantielle d'ici 2030.

Différentes options sont sur la table pour y parvenir. Elles présentent des points communs (baisse de la consommation d'énergie, augmentation de la part de l'électricité, recours aux énergies renouvelables) mais également des différences importantes en ce qui concerne le rythme d'évolution de la consommation et sa répartition par usage, le développement de l'industrie, l'avenir du nucléaire, le rôle de l'hydrogène, etc. Les « Futurs énergétiques 2050 » de RTE répondent au besoin de documenter ces options en décrivant les évolutions du système sur le plan technique, en chiffrant les coûts associés, en détaillant les conséquences environnementales au sens large et en explicitant les implications en matière de modes de vie.

L'étude consiste, en premier lieu, en un travail technique de grande ampleur, qui s'est appuyé sur un important effort de simulation et de calcul pour caractériser de manière rigoureuse une grande variété de systèmes électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

La phase I de l'étude, consacrée au cadrage des objectifs, des méthodes et des hypothèses, s'est achevée au premier trimestre 2021. Elle a fait l'objet d'une large consultation publique, qui a suscité des réponses bien au-delà du cercle des « parties prenantes expertes » habituellement concernées par ce genre d'exercices : près de 4 000 organisations et particuliers ont participé, à travers des contributions spécifiques très détaillées, lettres ouvertes, pétitions et cyberactions. Le bilan résumé de cette phase a été rendu public le 8 juin 2021 dans un rapport préliminaire[1].

La phase II de l'étude est marquée par la publication du présent rapport qui en expose les principaux résultats, rendus publics le 25 octobre 2021 afin de pouvoir éclairer le débat public. Cette phase II s'étale jusqu'à la publication des analyses approfondies au premier trimestre 2022.

1. Futurs énergétiques 2050, Bilan de la Phase I, Synthèse et enseignements issus de la consultation publique : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-09/BP50_Bilan de la consultation publique.pdf

2.2 Des travaux alimentés par un dispositif de concertation renforcé

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » a été réalisée dans le cadre d'une concertation systématique et étroite avec l'ensemble des parties prenantes intéressées.

Cette démarche inédite est désormais une marque de fabrique des scénarios élaborés par RTE. Elle va bien au-delà d'une diffusion d'information descendante et a pour ambition de définir un programme d'étude qui répond aux souhaits des parties prenantes. Les scénarios sont élaborés au grand jour, tous les paramètres de l'étude sont discutés, tracés et débattus dans des groupes de travail et dans le cadre d'une instance plénière de concertation, selon une méthode ouverte et transparente visant à ce que chaque partie intéressée puisse s'exprimer et être entendue. Le planning de l'étude a notamment évolué pour prendre en compte les remarques et enrichir le dispositif en intégrant de nombreux scénarios et variantes qui n'étaient pas initialement prévus.

La discussion avec les parties prenantes a été structurée autour d'une instance plénière rassemblant les parties prenantes au niveau décisionnel (Commission perspectives système et réseau), de neuf groupes de travail thématiques d'experts couvrant le champ d'investigation de l'étude, et d'une vaste consultation publication (voir section précédente).

Figure 2.3 Réunions de concertation tenues dans le cadre de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Groupes de travail	Réunions
GT1 « Référentiel climatique »	● ● ● ●
GT2 « Consommation »	● ● ● ● ● ● ●
GT3 « Cadrage et scénarisation »	● ● ● ●
GT4 « Interfaces électricité et autres vecteurs »	● ● ●
GT5 « Dynamiques sociétales »	● ● ●
GT6 « Environnement »	● ● ●
GT7 « Flexibilités »	● ● ●
GT8 « Fonctionnement du système électrique »	● ● ●
GT9 « Coûts »	● ●
Réunions plénières de la CPSR*	● ● ● ● ● ● ●

*Commission perspectives système et réseau

Au total, une quarantaine de réunions ont été menées et ont rassemblé des experts d'une centaine d'organismes différents (entreprises du secteur de l'énergie, ONG, associations, *think-tanks* et instituts, autorités de régulation, administrations publiques, etc.). Les réunions thématiques ont conduit à la production d'une abondante littérature, qui est intégralement disponible sur le site web de la concertation. À l'issue de chaque réunion, les contributions apportées par les parties prenantes ont été prises en compte pour la suite des travaux.

Dans l'ensemble, le processus de concertation a été très structurant dans l'élaboration des scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ». Il a conduit à :

- repositionner structurellement certains thèmes : par exemple, la réindustrialisation, à l'origine un sujet parmi d'autres, constitue aujourd'hui l'un des principaux sujets d'étude avec une contribution significative des industriels et des organisations syndicales à ces travaux,
- modifier largement certaines trajectoires, sur la sobriété notamment,
- introduire des configurations nouvelles initialement placées hors du champ de l'étude (scénarios de sortie très rapide du nucléaire ou de moratoire sur les énergies renouvelables),
- développer très largement les études sur le thermique décarboné et la place des gaz verts dans le fonctionnement du système électrique,
- introduire des variantes de consommation en rupture (variante hydrogène +),
- affronter des questions complexes (possibilité de prolonger certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans, rôle des SMR) initialement considérées comme fermées.

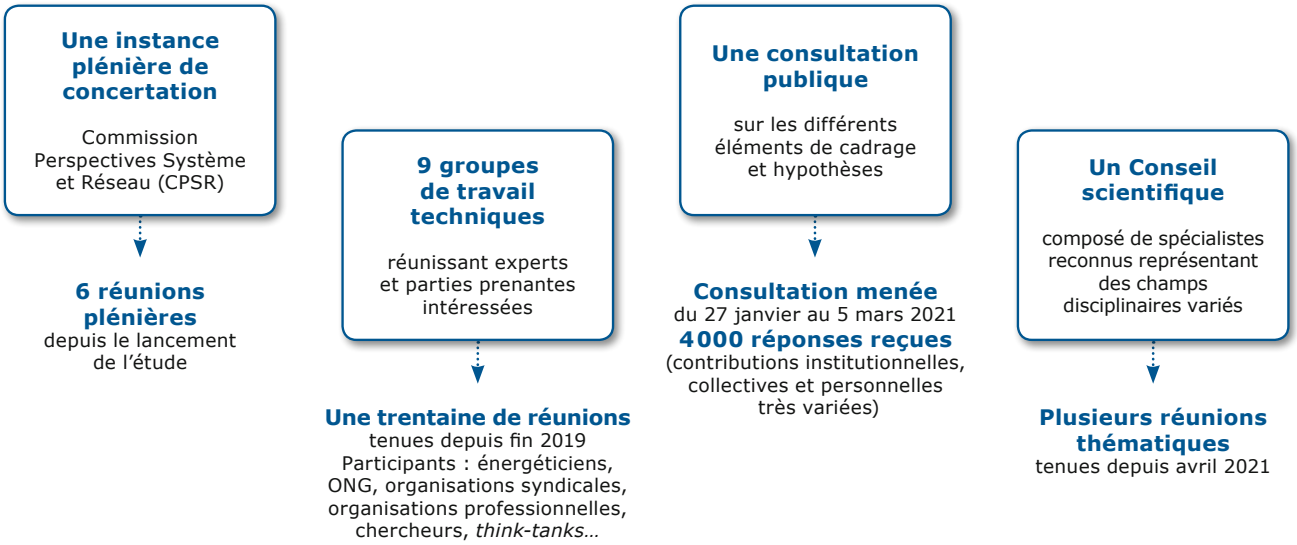
Durant la concertation, RTE a ainsi fait évoluer la trajectoire de consommation de référence, modifié les coûts de référence et cadré les configurations à étudier de manière différente de ce qui était initialement envisagé.

2.3 Une phase II de l'étude supervisée par un conseil scientifique

Le dispositif de concertation a été complété d'un conseil scientifique qui a suivi l'ensemble des travaux depuis le printemps 2021.

Le comité est composé de différentes disciplines universitaires (macroéconomie, économie de l'énergie et de l'environnement, philosophie, climatologie, architecture). Le compte-rendu de ces échanges sera rendu public en même temps que les analyses approfondies prévues pour le premier trimestre 2021.

Figure 2.2 Instances de concertation mises en place pour réaliser l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

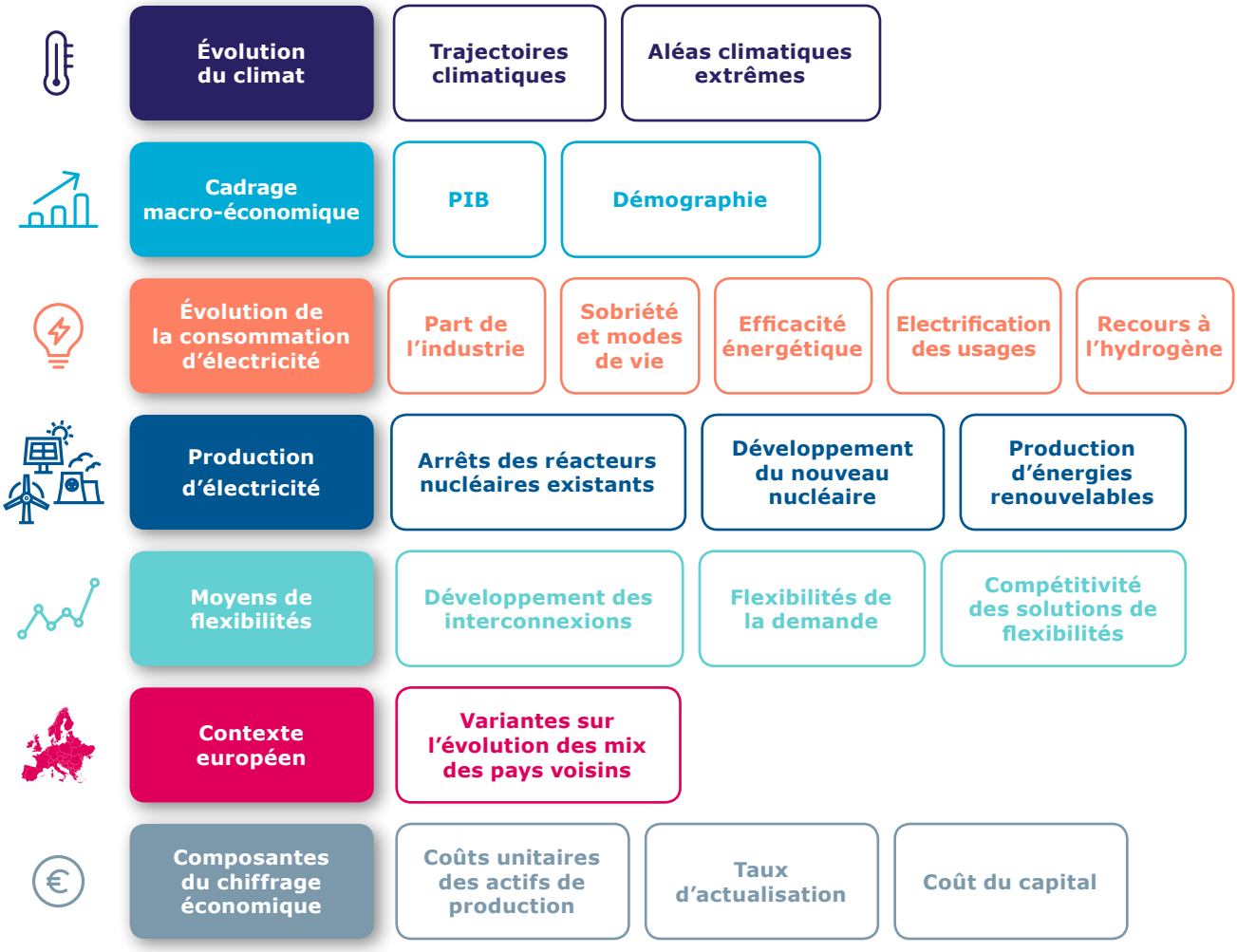


2.4 Une description de scénarios contrastés pour le système électrique, centrés sur l'objectif de neutralité carbone

L'objectif de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » est de construire et d'évaluer plusieurs options possibles pour l'évolution du système électrique en vue d'atteindre la neutralité carbone. **L'approche proposée consiste à présenter plusieurs trajectoires contrastées (notamment sur la part des différentes filières de production), reposant sur des narratifs propres et distincts entre les scénarios.**

Elle ne repose pas sur une optimisation économique qui viserait à calculer un « mix optimal en 2050 », dont les résultats seraient fortement dépendants des hypothèses prises en compte et pourraient

Figure 2.4 Synthèse des principaux paramètres étudiés dans le cadre de l'étude



difficilement refléter les incertitudes économiques, technologiques ou encore sociétales qui existent à ces horizons de long terme.

Par ailleurs, tous les scénarios de l'étude sont par définition construits pour atteindre la neutralité carbone en 2050, cet objectif n'étant pas remis en question dans le cadrage. Les hypothèses considérées pour l'élaboration des scénarios reposent sur les orientations publiques en matière de décarbonation de l'économie, en particulier celles issues de la stratégie nationale bas-carbone ou des politiques publiques énergie-climat les plus récentes (France Relance, stratégie hydrogène, réglementation environnementale des bâtiments…), ainsi que sur les perspectives remontées par les industriels et parties prenantes du secteur. Des variantes autour de la SNBC, élaborées en s'appuyant notamment sur d'autres scénarios d'atteinte de la neutralité carbone publiés en Europe et dans le monde, sont également étudiées pour évaluer la sensibilité des résultats et éclairer de futurs débats sur la planification du mix énergétique. La SNBC publiée en avril 2020 fait en effet partie de la première génération de scénarios d'atteinte de la neutralité carbone et a vocation à être actualisée dès 2023 dans le cadre d'une loi de programme.

Les orientations publiques sur la décarbonation laissent par ailleurs ouvertes de nombreuses possibilités pour l'approvisionnement énergétique de la France à long terme, avec en premier lieu une question ouverte sur le mix de production d'électricité à long terme. La présente étude analyse des options possibles pour le mix électrique de la neutralité carbone, en combinant de très nombreux paramètres d'évolution sur la consommation (efficacité énergétique, sobriété, nouveaux usages), la production (part des énergies renouvelables et du nucléaire), les solutions de flexibilités pour assurer l'équilibre offre-demande du système électrique, la localisation des moyens de production, le réseau, ou encore les coûts des différentes composantes du système électrique.

2.5 Une description temporelle des scénarios sur l'ensemble de la trajectoire 2020-2060

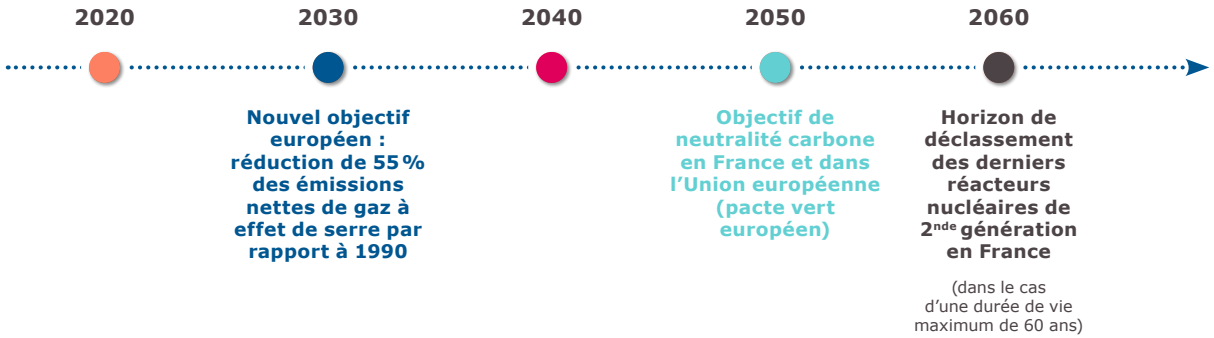
Même si 2050 s'impose comme l'horizon central de l'analyse en raison de l'objectif français et européen d'atteinte de la neutralité carbone à cette date, l'étude «Futurs énergétiques 2050» porte sur une durée de 40 ans (2020-2060) et analyse les trajectoires d'évolution du système et de décarbonation sur l'ensemble de la période.

D'une part, il apparaît indispensable d'analyser les scénarios sur une période longue, jusqu'en 2060 au moins, dans la mesure où c'est à cette échéance que le parc nucléaire actuel de seconde génération devrait être entièrement mis à l'arrêt pour raison d'âge. De ce fait, **les effets complets d'une décision de renouvellement ou de non-renouvellement du parc nucléaire ne peuvent être pleinement appréhendés qu'en poussant l'analyse jusqu'en 2060** (certains participants à la concertation ayant même suggéré d'étendre l'analyse jusqu'en 2100).

En second lieu, l'objectif de l'étude n'est pas uniquement de proposer une cible à long terme pour le système électrique mais de présenter le chemin pour parvenir au mix électrique de la neutralité carbone. **Cela implique d'étudier l'ensemble de la trajectoire** – et notamment les deux premières décennies – afin d'analyser la contribution des scénarios aux objectifs climatiques de la France.

À ce titre, **le point de passage 2030 apparaît comme un jalon majeur dans l'analyse des scénarios.** Les études climatiques alertent en effet de manière récurrente sur l'étroitesse de la fenêtre d'action pour lutter contre le changement climatique et l'importance des dix prochaines années pour infléchir les courbes en direction de l'objectif fixé.

Figure 2.5 Principaux jalons de la trajectoire des scénarios de l'étude

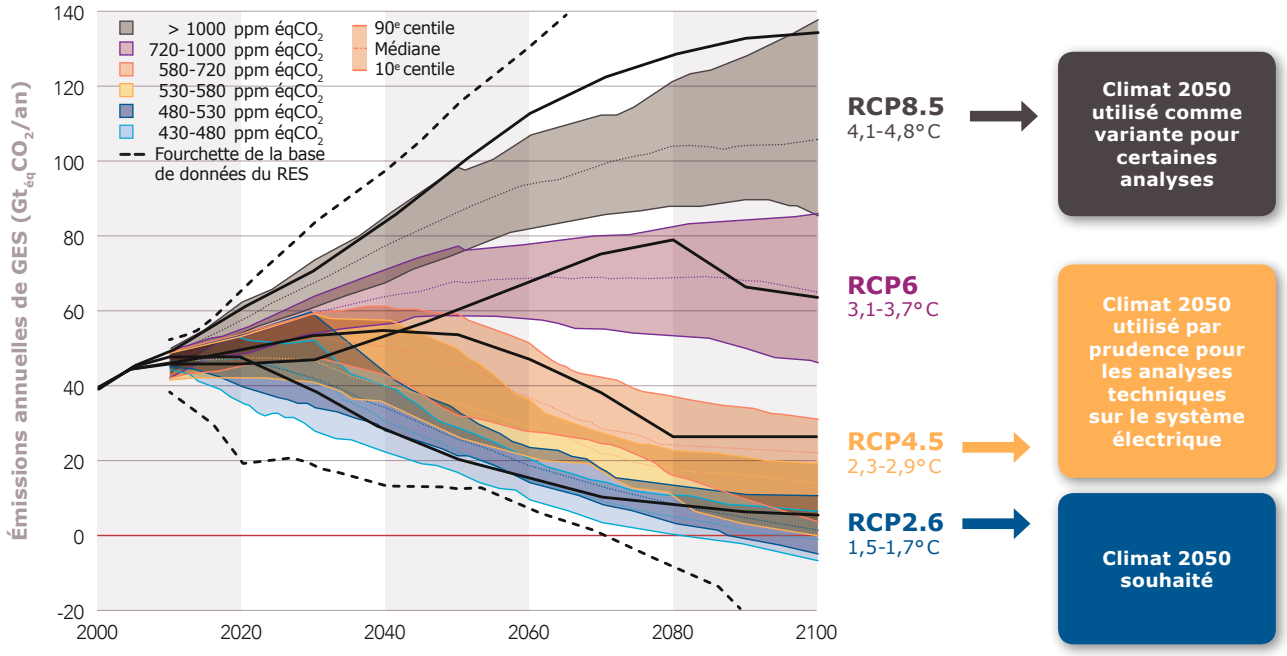


2.6 Une étude qui prend en compte les trajectoires climatiques du GIEC

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » décrit différentes options d'infrastructures de production, d'acheminement, de stockage et de consommation d'électricité ou d'hydrogène. Or ces infrastructures sont elles-mêmes sensibles au changement climatique. **L'analyse du fonctionnement du système électrique s'appuie ainsi sur une description complète du climat, en tenant compte d'une projection de son évolution future.** Ceci constitue une première en Europe pour une étude de ce type, qui permet de mieux prendre en compte l'augmentation de la probabilité d'événements extrêmes.

Le scénario climatique utilisé par RTE pour réaliser les analyses techniques sur le système électrique correspond à la trajectoire RCP 4.5 du 5e rapport du GIEC. Celle-ci conduirait à une augmentation moyenne de la température à la fin du siècle supérieure à l'objectif des accords de Paris sans pour autant représenter une trajectoire tendancielle. Ce choix a été débattu en concertation – il se justifie par **un principe de prudence visant à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique.** Ainsi, les analyses de résilience menées sur les différents scénarios intègrent d'emblée la

Figure 2.6 Trajectoires climatiques du GIEC (AR5) et scénarios retenus pour l'étude à l'horizon 2050-2060



Source : Contribution du Groupe de travail III au cinquième Rapport d'évaluation du GIEC

possibilité que les émissions mondiales ne s'infléchissent pas à la hauteur de ce qui serait nécessaire pour atteindre les accords de Paris.

Des analyses spécifiques portant sur la trajectoire RCP 8.5, c'est-à-dire une trajectoire d'emballement climatique (aujourd'hui jugée peu probable par la plupart des répondants au regard des ambitions climatiques au niveau mondial), ont également été menées de manière à évaluer les effets du réchauffement et la résilience du système dans les situations les plus défavorables, ou qui pourraient correspondre à des horizons plus lointains.

Ainsi, le dispositif d'étude a été, en conscience, articulé autour de l'idée que les transformations du climat impliquaient un effort d'adaptation des infrastructures et que la prospective publique devait se confronter à des scénarios dégradés.

2.7 Un cadrage macro-économique compatible avec une croissance démographique et économique

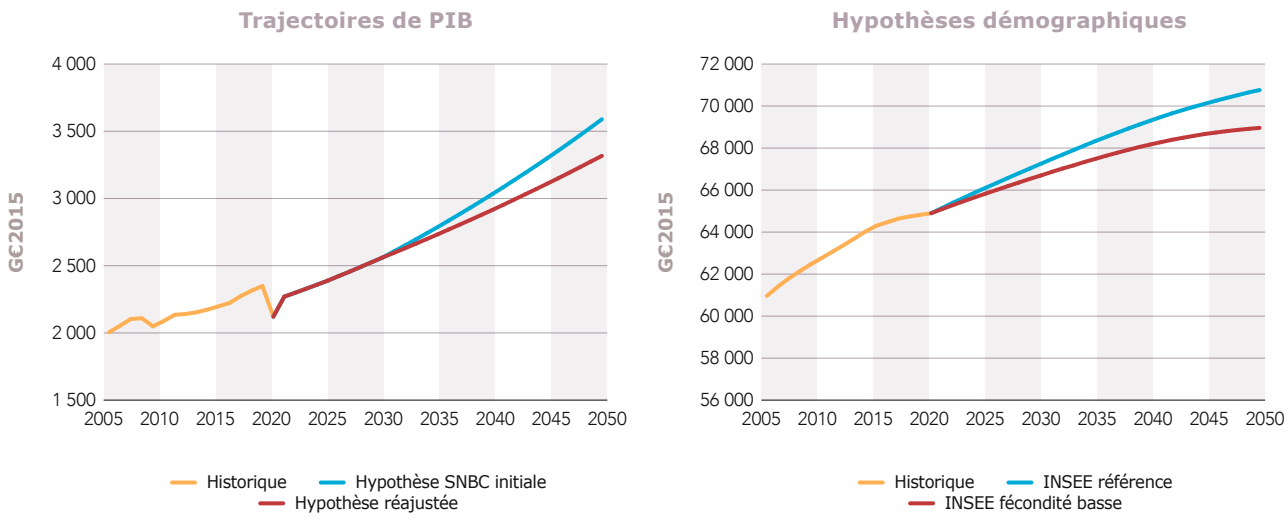
Les scénarios étudiés sont définis par un ensemble d'hypothèses, couvrant les différentes composantes de l'économie (démographie, PIB, activité industrielle...) et du secteur énergétique (consommation, production, interfaces avec les autres vecteurs, flexibilité, évolution du mix dans les pays voisins…).

Dans cet ensemble d'hypothèses, le cadre macro-économique retenu a un impact important sur l'équilibre des scénarios et en particulier sur les besoins d'énergie. En effet, la consommation d'énergie et notamment d'électricité dépend fortement de l'évolution de la population ainsi que de l'activité économique, et plus précisément de l'activité dans chaque secteur.

Le cadrage macro-économique retenu dans l'étude s'inspire du cadre utilisé par les pouvoirs publics pour l'élaboration des politiques énergétiques et plus spécifiquement pour la SNBC. Celui-ci prévoyait en particulier une nette augmentation de la population française suivant la trajectoire centrale de l'INSEE (71 millions d'habitants en 2050 en France métropolitaine continentale contre environ 65 millions aujourd'hui), une croissance du PIB soutenue (croissance annuelle de 1,3 % à 1,4 % par an d'ici 2030 puis de 1,7 % par an à partir de 2030, correspondant aux valeurs recommandées par la Commission européenne dans son scénario de référence en 2016) et enfin une inflexion dans l'activité industrielle en France (maintien d'une part de l'industrie dans le PIB autour de 10 %, à l'opposé des tendances naturelles des dernières décennies).

Toutefois, à l'issue de la consultation publique, les hypothèses macro-économiques ont été ajustées pour tenir compte des perspectives les plus récentes et des retours des parties prenantes. Tout d'abord, l'hypothèse d'évolution du PIB sur le début de la décennie 2020-2030 a été adaptée pour prendre en compte l'effet de la crise sanitaire

Figure 2.7 Hypothèses de croissance du PIB et d'évolution démographique



en 2020. En outre, la projection de croissance économique au-delà de 2030 a été revue significativement à la baisse (+1,3 % par an contre +1,7 % par an dans le cadrage initial).

Dans l'ensemble, le cadrage macro-économique de l'étude reste néanmoins fondé sur une croissance importante de la population et du PIB. Celui-ci constitue le cadrage de base pour les principaux scénarios étudiés – ceux-ci étant tous basés sur les mêmes hypothèses macro-économiques afin de les rendre comparables *(voir section 5.1)*. Sans préjuger des évolutions probables ou souhaitables de la démographie et de l'activité économique à ces horizons-là, cette hypothèse conduit à étudier des scénarios de mix énergétique plus « contraints » et compatibles avec un contexte de croissance forte.

En complément de ce cadrage de base, plusieurs autres scénarios et tests de sensibilité ont été analysés. En particulier, l'étude intègre un scénario spécifique de réindustrialisation profonde *(voir chapitre 3),* dans lequel l'activité industrielle française serait amenée à augmenter de manière très importante afin de répondre à différents objectifs socio-économiques : souveraineté stratégique, création d'emplois, réduction de l'empreinte carbone, etc.

En outre, certains participants à la consultation publique ont également proposé à RTE d'étudier des scénarios de transition énergétique dans un contexte de croissance économique nulle. En effet, ceux-ci suggèrent qu'il sera très difficile de maintenir une croissance de long terme dans un contexte où les ressources planétaires ont un caractère fini et où les objectifs de décarbonation impliquent des efforts financiers importants.

Historiquement, la consommation d'énergie a été marquée par une forte corrélation à la croissance démographique et économique, avec des taux de croissance annuels élevés sur la fin du XX^{e} siècle. Si la demande d'énergie s'est stabilisée voire a légèrement baissé au cours des dernières années en France, cette inflexion est en partie liée aux effets de la crise économique de la fin des années 2000 et de la croissance atone qui en a suivi. Si les efforts d'efficacité énergétique et de sobriété jouent également un rôle pour maîtriser la demande d'énergie, il existe aujourd'hui un débat important sur la capacité à découpler totalement la croissance économique et l'évolution de la demande en énergie à long terme.

Dans les configurations proposées, de telles perspectives d'absence de croissance du PIB tendraient d'un côté à favoriser la maîtrise de la demande énergétique mais pourraient de l'autre susciter des difficultés sur le financement de la transition énergétique. En effet, une telle situation serait susceptible de conduire à une forme de rareté des finances publiques et donc à des phénomènes d'éviction des investissements, rendant plus difficile le financement des infrastructures nécessaires à la décarbonation.

Ce type de configuration n'a pu être analysé de manière détaillée dans les délais de l'étude mais pourra cependant faire l'objet de prolongements.

2.8 Une modélisation approfondie du système électrique interconnecté à l'échelle européenne

Quand bien même les États membres de l'Union européenne demeurent responsables du choix de leur mix énergétique, la réalité opérationnelle du fonctionnement du système électrique est, dès aujourd'hui, très largement européenne.

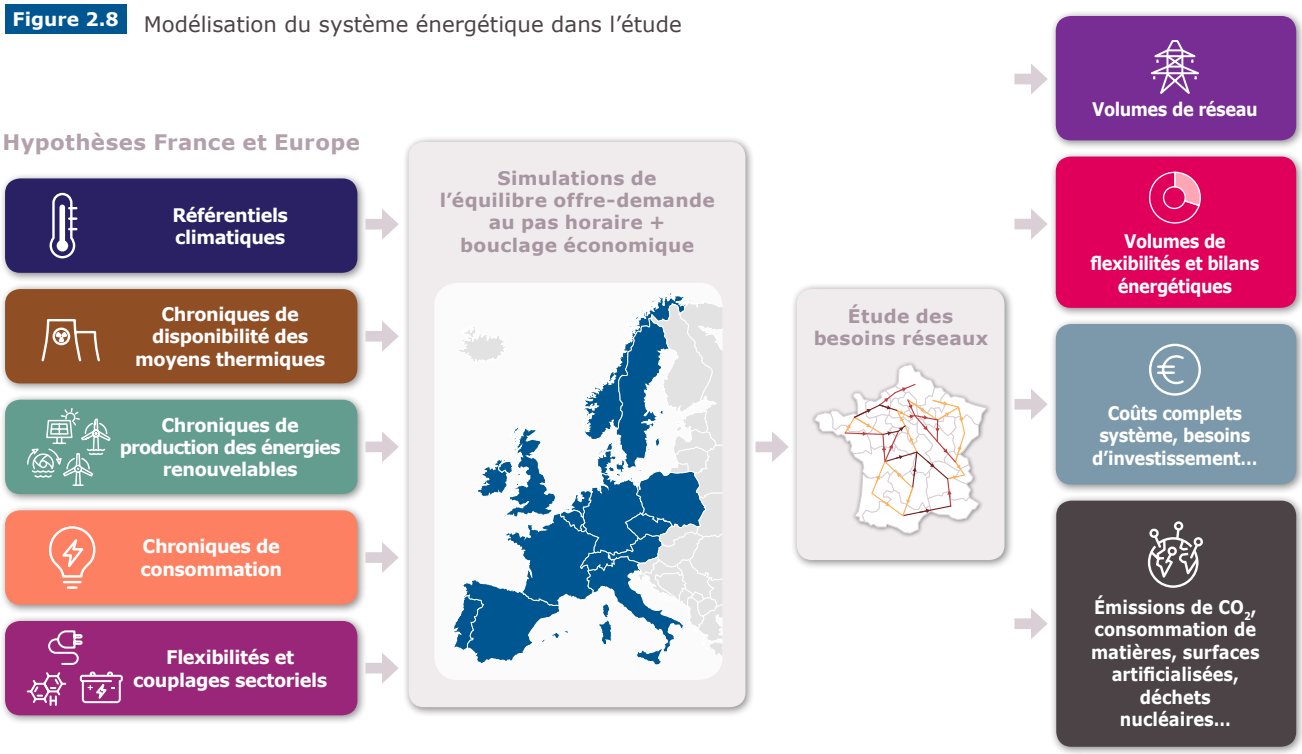
Ce caractère européen s'opère sur le plan physique via les nombreuses interconnexions reliant l'ensemble des pays, et sur le plan réglementaire par un ensemble de règles communes et de mécanismes qui organisent, en pratique, le fonctionnement d'un système intégré.

Dans ce système, ce ne sont pas les États qui décident d'importer, d'exporter, mais des acteurs de marché qui échangent sur des marchés, la traduction physique de ces échanges étant assurée par les gestionnaires de réseau de transport dans le respect des textes européens.

En conséquence, le fonctionnement du système électrique dans son ensemble (équilibre offre-demande, stabilité du système, besoins de réseau…), en particulier dans des scénarios très différents du mix actuel avec une intégration forte des énergies renouvelables, doit nécessairement s'étudier à la maille européenne.

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » remplit cet objectif en modélisant de manière détaillée l'intégralité du système électrique européen. Le modèle utilisé par RTE, Antares, décrit ainsi le parc de

Figure 2.8 Modélisation du système énergétique dans l'étude



production, le réseau, et les sources de consommation dans tous les États européens, afin de pouvoir restituer la production, la consommation et les échanges par pays au pas horaire dans toutes les configurations étudiées.

Ce dispositif d'étude s'oppose à une analyse « en France isolée », qui est manifestement tellement éloignée du fonctionnement réel du système électrique européen qu'elle ne peut servir de base à une prospective énergétique sérieuse.

L'interconnexion des systèmes électriques européens permet de mutualiser les moyens pour gérer l'équilibre entre l'offre et la demande et ainsi d'optimiser les coûts totaux de fonctionnement du système électrique. Les effets d'optimisation peuvent être importants, notamment dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables variables sur l'ensemble de l'Europe.

À titre d'exemple, les besoins de flexibilité et de capacité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en France pourront être de nature très différente selon que les pays voisins (Allemagne, Royaume-Uni, Italie, Espagne, Benelux…) s'appuient sur un mix reposant quasi-exclusivement sur les énergies renouvelables variables ou sur un mix intégrant des moyens de production thermiques ou nucléaires pilotables. De même, les besoins de flexibilité en France pourront dépendre de manière importante de la flexibilité des usages électriques développée dans le reste des pays européens.

De ce fait, l'analyse de la cohérence des choix français avec ceux de voisins, et notamment l'identification des situations de dépendance technique, fait partie intégrante de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».

Les hypothèses de mix pour les pays voisins s'appuient sur les objectifs définis à l'échelle de l'Union européenne et précisés par les États dans leurs feuilles de route climatique et énergétique respectives.

2.9 Des scénarios analysés de manière systématique selon quatre volets principaux : techniques, économiques, environnementaux et sociétaux

L'analyse prospective des scénarios de transition énergétique implique des enjeux multiples. Le travail engagé en concertation par RTE a fait émerger une grille d'analyse des scénarios fondée sur quatre axes principaux.

Le volet technique consiste à décrire le fonctionnement du système électrique dans les différents scénarios, sur les différentes échéances temporelles étudiées. Ce volet comprend notamment l'analyse de l'équilibre du système et des besoins de flexibilité dans un contexte de développement massif des énergies renouvelables, une description des besoins de réseau associés à chaque mix énergétique, et une analyse de sensibilité à différentes hypothèses de réchauffement climatique fondées sur les trajectoires du GIEC (notamment RCP 4.5 et RCP 8.5).

Le volet économique ressort comme une attente importante, étant donné les différentes appréciations sur la compétitivité relative des différents mix de production. Il consiste à chiffrer le coût des différents scénarios étudiés. La méthode retenue s'appuie sur une analyse des coûts complets des scénarios à l'échelle de la collectivité (production – réseau – stockage – flexibilité), qui constitue la méthode pertinente pour éclairer les décisions publiques en matière d'énergie. Il ne se base pas sur une analyse en LCOE *(Levelized Cost Of Electricity)* qui comporte un certain nombre de biais (facteur de charge exogène, non-prise en compte des différences de services apportés par les différentes technologies…) et ne permet pas de se prononcer sur les coûts complets associés à certaines décisions.

Le volet environnemental vise à apporter des éléments quantifiés sur les différents scénarios étudiés pour apporter un éclairage sur les principaux enjeux remontés dans le cadre de la concertation (changement climatique, protection de la biodiversité, épuisement des ressources naturelles, santé humaine…). Ce volet est articulé autour d'un bilan des émissions territoriales de gaz à effet de serre et de l'empreinte carbone des scénarios, d'une quantification de la consommation de ressources minérales associée à chaque scénario, d'une analyse de l'emprise sur le territoire et d'une analyse des enjeux portant sur les matières et les déchets radioactifs.

Le volet **sociétal** a pour objectif de clarifier les implications des différents scénarios sur les modes de vie, afin que leur « périmètre de validité » soit bien compris. Les conditions évaluées dans ce volet portent sur l'acceptabilité des infrastructures, le degré de diffusion des moyens de flexibilité de la consommation. Ce volet a fait l'objet de plusieurs réunions de concertation[2] et est restitué de manière transverse dans les principaux résultats de l'étude. Il donnera également lieu à une restitution spécifique dans la publication des analyses approfondies, au premier trimestre 2022.

Ce dispositif complet a été plébiscité lors de la concertation, et largement enrichi par les demandes des différentes parties prenantes. Il pourra faire l'objet de compléments, s'agissant notamment de demandes très structurelles comme l'ajout d'un volet emploi (fortes demandes des organisations syndicales, qui n'entrait pas dans le champ initial de l'étude et ne pouvait être mené dans les délais impartis) ou d'une analyse générale de l'incidence des scénarios sur la biodiversité (qui nécessiterait une déclinaison géographique très fine, là encore incompatible avec les délais de production de l'étude).

2. RTE, 2019, document de cadrage sur la prise en compte et l'intégration des aspirations et des modes de vie de la société française dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 », disponible ici
RTE, 2020, document de cadrage sur l'acceptabilité des moyens de production et de transport d'électricité dans les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050é, disponible ici
RTE, 2021, document de cadrage sur la sobriété dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 », disponible ici

Figure 2.8 Principaux axes d'analyse des scénarios

1 Technique

- Description complète du système (production – réseau – consommation), en énergie et en puissance, en 2030, 40, 50, 60
- Projections avec les scénarios RCP 4.5 et 8.5 du GIEC et analyse de résilience avec stress-tests climatiques (canicule – sécheresse – grand froid – absence de vent en Europe continentale)

2 Économique

- Coût complet pour la collectivité
- Analyses de sensibilité aux différents paramètres, notamment le coût du capital
- Volet spécifique sur la faculté de chaque scénario à intégrer des perspectives de relocalisation/ réindustrialisation

3 Environnemental

- Empreinte carbone le long de la trajectoire, en intégrant le cycle de vie des matériels
- «Bilan matières» pour chaque scénario (en lien avec les enjeux de criticité)
- Occupation des sols (réseau + production)
- Volume de déchets et polluants

4 Sociétal

- Problématisation des implications sur les modes de vie et conditions de validité des scénarios (télétravail *vs* mobilité, consommation d'électricité, niveau de sobriété souhaité *vs* requis, niveau de flexibilité des usages)

Les Futurs énergétiques 2050 ne se prononcent pas sur la désirabilité de ces dimensions

3

LA CONSOMMATION

3

LA CONSOMMATION :
DES ÉVOLUTIONS STRUCTURELLES DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN VUE DE DÉCARBONER L'ÉCONOMIE

3.1 La trajectoire de référence pour la consommation d'énergie repose sur des progrès substantiels d'efficacité énergétique et le remplacement des énergies fossiles par des alternatives bas-carbone (électricité et biomasse)

3.1.1 Le cadre général de la SNBC : efficacité énergétique, électrification et mobilisation poussée du gisement de biomasse dans une France globalement autosuffisante en énergie

Les « Futurs énergétiques 2050 » élaborés par RTE s'inscrivent dans le cadre de la stratégie énergie-climat décidée par la France pour atteindre la neutralité carbone. Ils reprennent ainsi les orientations définies dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) adoptée en 2020.

La SNBC est en premier lieu fondée sur une perspective de forte diminution de la consommation énergétique totale, qui s'établirait pour la France à environ 930 TWh en 2050, contre près de 1600 TWh aujourd'hui.

La seconde caractéristique de la SNBC est de prévoir une évolution structurelle du bouquet énergétique en faveur des énergies bas-carbone, notamment l'électricité (55 % de la consommation d'énergie finale en 2050, contre 27 % aujourd'hui) et la biomasse (24 % en 2050, contre 11 % aujourd'hui), en misant très largement sur les énergies renouvelables.

Dans leurs principes, ces grandes lignes ne sont pas singulières au regard des stratégies retenues ou discutées dans les autres parties du monde adoptant un agenda de neutralité carbone. Ainsi, la perspective d'une baisse marquée de la consommation d'énergie finale, un haut degré d'électrification de l'économie ou encore un recours très poussé aux énergies renouvelables sont communs à de très nombreux exercices, menés à l'échelle internationale (comme le rapport de référence « *Net zero by 2050* » publié en mai 2021 par l'Agence internationale de l'énergie) ou européenne (scénarios de la Commission européenne et stratégies nationales des pays européens).

La pondération des différents vecteurs bas-carbone varie selon les stratégies considérées, mais comprend systématiquement une volonté d'électrification et d'utilisation accrue de la biomasse.

3.1.1.1 La demande d'énergie finale : une réduction de 40 % en 30 ans

La SNBC projette que la consommation d'énergie finale de la France se réduira de 40 % d'ici 2050 par rapport à aujourd'hui.

Cette évolution se décompose entre un effet haussier (« effet volume ») résultant de la croissance projetée de la population (qui atteindrait près de 72 millions d'habitants en 2050, contre 65 millions aujourd'hui) et de l'économie (la SNBC postule une croissance continue du PIB à un rythme moyen de près de 1,6 % par an) et un effet baissier très important du fait de l'efficacité énergétique. Celui-ci se subdivise lui-même en plusieurs postes :

- un accroissement de l'efficacité énergétique dans les différents secteurs (rénovation des bâtiments, consommation des appareils énergétiques, efficacité des procédés industriels…), à la fois en raison d'une progression mécanique (équipements électroménagers) et de politiques publiques spécifiques soutenues par l'État (avec notamment la rénovation thermique des bâtiments visant à porter en 2050 le parc immobilier français au niveau moyen du standard BBC – bâtiment basse consommation) ;
- un renforcement mécanique de l'efficacité énergétique lors de l'électrification : ainsi, les moteurs électriques pour les voitures affichent un rendement deux à trois fois plus élevé que les moteurs thermiques, et les pompes à chaleur ont une efficacité de l'ordre de trois fois plus importante que les chaudières traditionnelles ;
- dans une moindre mesure, une réduction de certains besoins énergétiques du fait d'évolutions comportementales permettant de tendre vers des modes de vie plus sobres.

Une baisse prolongée de la consommation d'énergie finale ne constituerait pas une rupture par rapport à la tendance actuelle : la consommation française diminue de manière régulière depuis une vingtaine d'années sous l'effet d'une plus faible croissance économique, de la désindustrialisation et des progrès réguliers dans l'efficacité des matériels. En revanche, réduire la consommation de 40 % en 30 ans, pour se situer en dessous de 1000 TWh (niveau dépassé par la France vers la fin des années 1960) constituerait une véritable rupture de pente et doit donc être considéré comme ambitieux.

La concertation organisée par RTE a donné lieu à un débat animé entre participants sur cet objectif d'efficacité énergétique, qui joue un rôle majeur dans l'élaboration des trajectoires sectorielles. Ce débat, initialement considéré hors du champ du travail des « Futurs énergétiques 2050 » de RTE, est apparu d'autant plus vif qu'il renvoie à des différends méthodologiques de fond. De ce fait, certains participants à la concertation ont regretté que ses implications au sens large pour la société ne soient pas suffisamment explicitées et demeurent noyées derrière le caractère apparemment consensuel d'une perspective à long terme de la diminution d'énergie. Ainsi, alors que certains participants ont considéré les perspectives de développement de l'efficacité énergétique trop pessimistes et pas assez en rupture avec la société actuelle, d'autres ont au contraire trouvé ce cadrage trop optimiste et ont regretté qu'il ait été fixé de manière exogène. À ce titre, on doit mentionner la proposition de certains participants de déterminer un niveau réaliste ou souhaitable de consommation énergétique par la modélisation (niveau endogène) plutôt que de se référer à la cible fixée par la SNBC.

L'analyse montre qu'**une forte ambition sur l'efficacité énergétique est un trait partagé des stratégies nationales des États européens, et que le degré d'ambition de la France se situe dans le haut de la fourchette des cibles annoncées.** Les trajectoires de consommation élaborées par RTE dans l'étude reprennent le cadrage et l'assortissent de variantes et tests de sensibilité *(voir parties 3.4 à 3.7).*

3.1.1.2 Le bouquet énergétique et la place des différents vecteurs : une stratégie fondée sur l'électricité et la biomasse produites en France

La SNBC prévoit le remplacement des combustibles fossiles par deux sources d'énergie (l'électricité bas-carbone et la biomasse) alimentant différents vecteurs (usages directs de l'électricité, chaleur, vecteurs gazeux comme l'hydrogène ou des gaz issus de la biomasse, combustibles liquides).

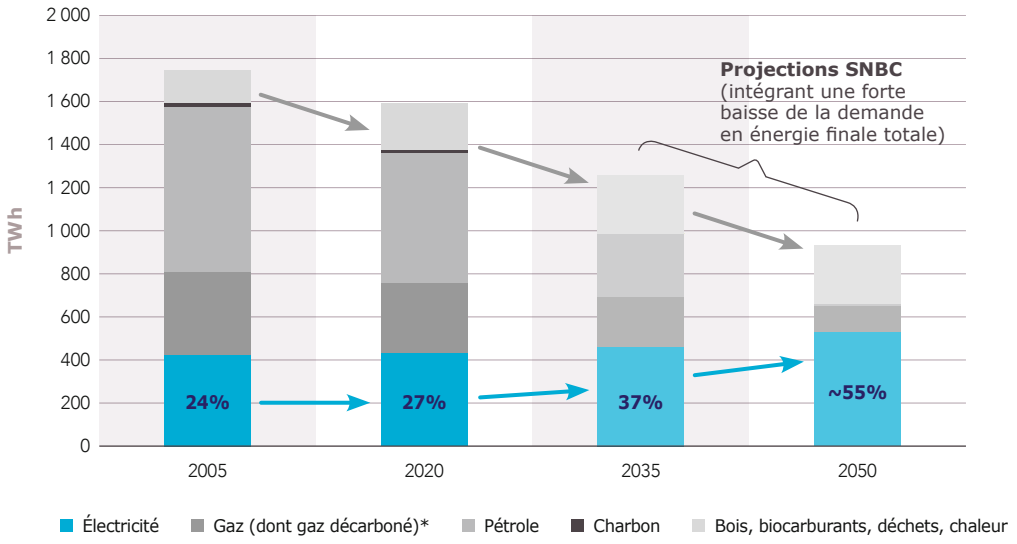
Du fait de la réduction projetée de la consommation, cette modification du bouquet énergétique ne se fait pas à volume d'énergie inchangé, et conduit à une baisse de l'énergie primaire utilisée.

Parmi les différents vecteurs, la SNBC retient une trajectoire de consommation d'électricité orientée à la hausse. Sous l'effet de cette croissance et de la réduction du besoin global d'énergie, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale est ainsi appelée à augmenter fortement d'ici 2050 et devrait atteindre de l'ordre de 55 % du volume d'énergie finale consommée, contre 27 % aujourd'hui. Les autres vecteurs énergétiques auraient des trajectoires très différentes (très forte réduction de l'utilisation des combustibles liquides, les produits pétroliers devant être remplacés par des biocarburants, baisse de la part du vecteur gaz restructuré autour d'un bouquet de gaz verts produits par utilisation de la biomasse française ou synthétisés à base d'électricité, progression des vecteurs chaleur et déchets).

Ces orientations sur la place des différents vecteurs résultent très largement des contraintes pesant sur les différentes sources d'approvisionnement en énergie bas-carbone. La SNBC est en effet fondée sur un raisonnement physique sur la disponibilité des ressources, avant de résulter d'une optimisation économique sur le coût des différents vecteurs.

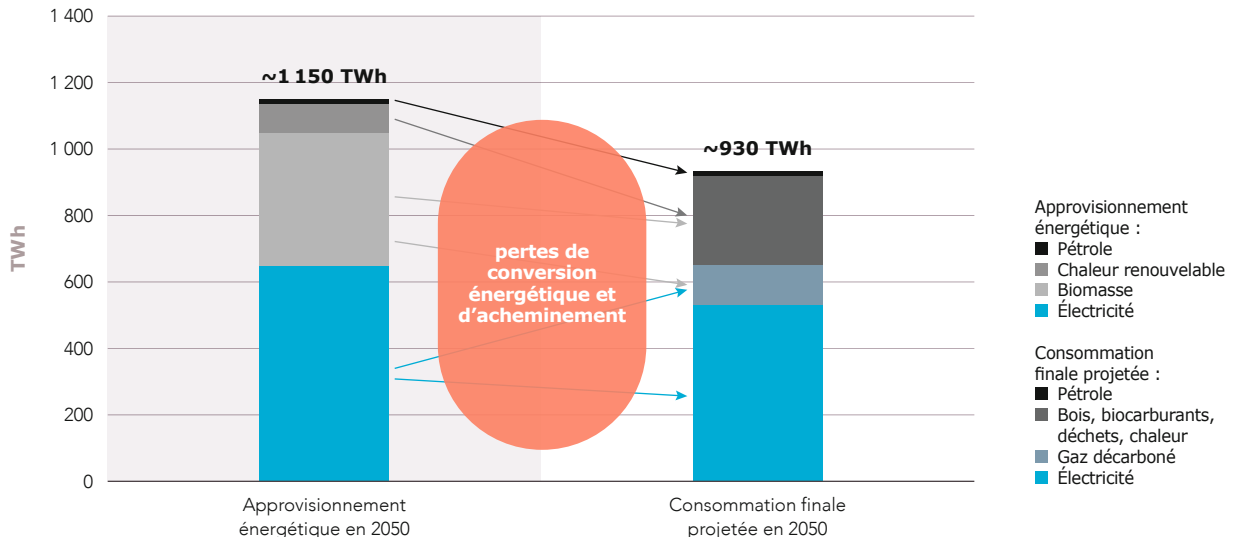
Ainsi, la SNBC prévoit que les vecteurs énergétiques décarbonés – autres que l'électricité – mobilisés pour atteindre la neutralité carbone seront principalement issus de la biomasse (biogaz, biocarburants

Figure 3.1 Évolution de la consommation d'énergie finale et de la part de l'électricité en France métropolitaine (historique et projections SNBC)



* Le vecteur gaz consiste aujourd'hui quasi-exclusivement en du gaz naturel d'origine fossile. Il est amené à évoluer pour n'être constitué, en 2050, que de gaz verts (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse, ammoniac, etc.).

Figure 3.2 Projection de l'approvisionnement en énergie et de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2050



ou bois-énergie) et dans une moindre mesure de chaleur renouvelable (géothermie, chaleur industrielle fatale…). Or les quantités accessibles sur le territoire sont limitées.

Parmi les éléments structurants de la SNBC figure le fait d'écarter ou de limiter très fortement le recours au captage et stockage du carbone (pour des questions de maturité et d'acceptabilité) ou de l'importation de combustible depuis d'autres pays (pour des questions d'indépendance et de souveraineté). **En conséquence, l'approvisionnement énergétique d'une France neutre en carbone est appelé à être quasi exclusivement (à hauteur de 95 %) couvert par la biomasse et par de l'électricité bas-carbone** (énergies renouvelables et nucléaire, dont les limites sur le potentiel technique sont moins limitantes).

À ce titre, la discussion d'expert sur le degré nécessaire d'électrification – élevé dans tous les cas et commun à toutes les stratégies d'atteinte de la neutralité carbone – ne doit pas masquer que **l'un des traits distinctifs de la SNBC réside dans le pari d'une très forte croissance de la mobilisation de la biomasse pour la production d'énergie, qui serait multipliée par 2,5 par rapport à aujourd'hui.** La stratégie de mobilisation de la biomasse inclut notamment la perspective d'une augmentation significative des besoins pour la production de biocarburants (20 TWh supplémentaires en 2050) et pour la production de biogaz (qui attendrait jusqu'à environ 150 TWh[1] en 2050 contre 11 TWh en 2019).

Or, la capacité à développer de tels volumes de biomasse-énergie constitue justement un point de débat, certes moins identifiable dans le grand public que celui qui porte sur les perspectives d'évolution du nucléaire ou des énergies renouvelables électriques, mais néanmoins tout aussi structurant pour l'atteinte de la neutralité carbone. Alors que les premières évaluations, sur lesquelles s'était fondée la SNBC, considéraient un potentiel total de mobilisation de la biomasse permettant de produire entre 400 et 450 TWh d'énergie, cette perspective apparaît notablement plus élevée que les stratégies nationales des pays voisins, et un

1. PCS (pouvoir calorifique supérieur), énergie finale.

rapport récent de France Stratégie[2] indique que la cible de biomasse agricole de la SNBC ne serait vraisemblablement pas atteignable. Dans le cadre de la prochaine SNBC, des scénarios de mobilisation de la biomasse moins intensifs pourraient ainsi être étudiés afin de privilégier les puits forestiers et agricoles. Les travaux de modélisation engagés par l'ADEME fourniront des informations importantes pour l'approfondissement de ce thème.

La faculté à atteindre les objectifs de mobilisation de la biomasse est un élément à prendre en compte dans la réflexion prospective sur le système électrique. En effet, dans une perspective de neutralité carbone, un déficit de production d'énergie décarbonée d'un côté doit être compensé de l'autre. Ainsi, une **non-atteinte des objectifs de la SNBC pour la biomasse impliquerait de prévoir une électrification accrue de l'économie** (en substitution au biogaz dans les bâtiments ou l'industrie, ou aux biocarburants dans les transports…) **en complément d'actions renforcées d'efficacité énergétique et de sobriété,** ou encore de faire reposer l'atteinte de la neutralité carbone sur des imports de combustibles décarbonés à rebours du principe fixé dans la SNBC.

2. France Stratégie, 2021, Biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ? https://www.strategie.gouv.fr/publications/biomasse-agricole-ressources-potentiel-energetique

3.1.2 Les « Futurs énergétiques 2050 » de RTE : l'évolution future de la consommation électrique résulte d'une modélisation reprenant l'esprit de la SNBC, et adaptée pour tenir compte de l'actualisation des perspectives techniques et des retours de la consultation publique

Si les « Futurs énergétiques 2050 » considèrent la SNBC comme un entrant, ils reposent sur un travail spécifique de modélisation de la consommation d'électricité ayant permis de déterminer des trajectoires prospectives à long terme, en énergie et en puissance.

Par rapport à la SNBC, plusieurs évolutions ont été apportées : les hypothèses de la modélisation et ses premiers résultats ont fait l'objet d'un examen croisé des parties prenantes dans le cadre des groupes de concertation, le contexte macroéconomique de référence a été ajusté pour tenir compte de la crise sanitaire et de l'évolution des perspectives démographiques, et les nouvelles politiques publiques décidées entre 2018 et 2021 ont été intégrées.

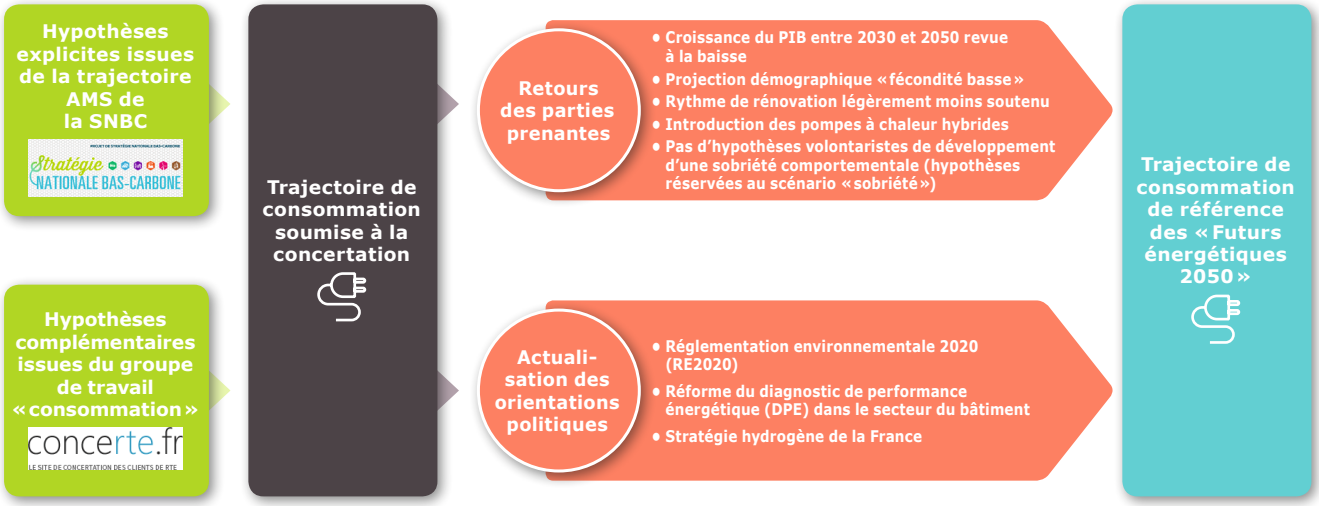
Ce travail permet aujourd'hui de disposer d'un ensemble de trajectoires de consommations ajustées, pouvant sur certains points présenter des différences avec la SNBC, et comprenant plusieurs variantes et analyses de sensibilité pour refléter les incertitudes.

La consultation publique sur les scénarios, lancée fin janvier 2021, a permis de recenser de nombreuses demandes d'amendement, portant sur des paramètres techniques mais également, et de manière fondamentale, sur le cadrage de référence de la SNBC en général et les perspectives d'efficacité énergétique en particulier.

Parmi les modifications apportées à l'issue de la consultation publique figurent, en premier lieu, des éléments de cadrage macroéconomiques ou sectoriels :

- l'hypothèse de croissance du PIB entre 2030 et 2050 retenue par la SNBC a été jugée trop élevée au regard de l'historique des années passées et des perspectives existantes : elle a été revue à la baisse (rythme de croissance annuelle de +1,3 % par an en moyenne contre +1,7 % dans la SNBC entre 2030 et 2050) ;

Figure 3.3 Démarche de construction de la trajectoire de consommation de référence de l'étude



- l'évolution démographique a été recalée sur la projection «fécondité basse» de l'INSEE, qui apparait aujourd'hui plus réaliste et plus cohérente avec les observations récentes ;
- les éléments de sobriété relevant de ruptures comportementales par rapport aux tendances observées n'ont pas été repris dans la trajectoire de référence mais développés dans des proportions plus importantes dans un scénario dédié *(voir ci-après)* ;
- le rythme de rénovation thermique des bâtiments, très ambitieux au regard de l'historique ou de l'expérience internationale, a été revu en légère baisse, de même que la part du chauffage par radiateurs électriques (effet Joule). Un développement significatif des pompes à chaleur hydrides a également été introduit dans la trajectoire.

En second lieu, la modélisation a intégré l'ensemble des décisions de politique énergétique prises au cours des dernières années, et parfois postérieurement à la SNBC. Cette dernière a en effet été élaborée entre 2017 et 2020 et elle a depuis lors été complétée par plusieurs lois, par un plan de relance de l'économie dans le cadre de la pandémie de la COVID et a été suivie d'un approfondissement de la réflexion au niveau européen se traduisant par la volonté d'accroître l'ambition de réduction des émissions à l'horizon 2030 (projet du Green New Deal).

La trajectoire de référence intègre donc les orientations politiques actualisées, notamment la réglementation environnementale 2020 (RE2020) et la réforme du diagnostic de performance énergétique (DPE) dans le secteur du bâtiment, qui va renforcer le poids relatif du chauffage électrique dans la construction neuve, ainsi que la stratégie hydrogène de la France.

Enfin, des ajustements sur la consommation d'électricité de certains usages (sidérurgie, *data centers*, climatisation) ont été intégrés pour affiner le réalisme de la projection (toutes choses étant égales par ailleurs, ces réajustements ont un impact haussier).

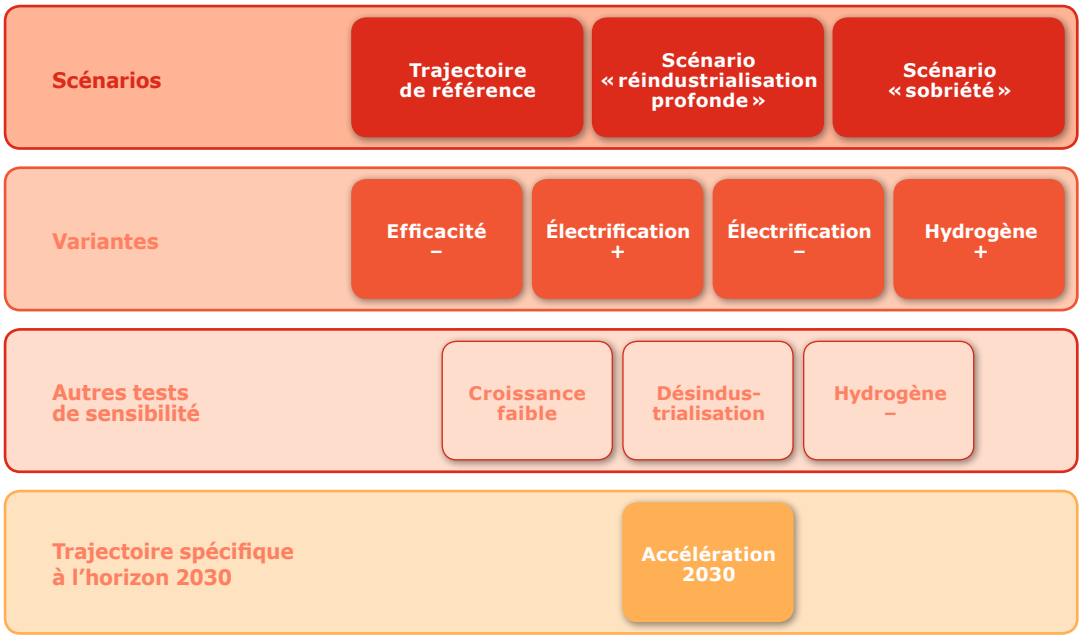
3.1.3 Un dispositif d'étude comprenant trois scénarios d'évolution de la consommation à long terme, une trajectoire d'accélération à l'horizon 2030, et de multiples tests de sensibilité, intégrant l'effet du réchauffement climatique

Quand bien même l'étude « Futurs énergétiques 2050 » vise à apporter des éléments de réponse circonstanciés à la question du mix électrique, laissée ouverte par les précédentes SNBC et PPE publiées en 2020, elle doit permettre également d'actualiser la réflexion sur les quantités d'électricité susceptibles d'être consommées à long terme.

La question de la consommation est en effet centrale dans la prospective du secteur électrique, et elle ne peut être considérée comme ayant été définitivement refermée par la SNBC en vigueur. En effet, cette dernière a été adoptée en 2020, seulement un an après que l'objectif de neutralité carbone a été inscrit dans la loi et, même si elle a bénéficié d'un travail de scénarisation et de modélisation engagé dès 2017, elle doit être considérée comme la première version d'une stratégie nationale appelée à être approfondie, ajustée et précisée régulièrement. Une prochaine évolution de la SNBC est déjà programmée, dans un cadre nouveau institué par la loi énergie-climat de 2019 (les prochaines SNBC et PPE découleront d'une loi de programme adoptée par le parlement). Les travaux préparatoires à la réévaluation de la SNBC ont ainsi été lancés fin 2020 par les services du ministère de la transition énergétique.

Ces possibles révisions concernent notamment les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité, qui concentrent des enjeux d'autant plus lourds que l'électricité est appelée à remplacer le pétrole comme première source d'énergie du pays. De nombreux éléments de cadrage sont susceptibles d'être réinterrogés dans le cadre de la réactualisation prévue de la stratégie nationale bas-carbone : anticipations du contexte macroéconomique et politique,

Figure 3.4 Scénarios et variantes des « Futurs énergétiques 2050 »



choix d'une stratégie faisant de la France un pays globalement autosuffisant sur le plan énergétique plutôt que structurellement importateur, analyse du consensus social et politique sur l'évolution des modes de vie et les perspectives qu'elles offrent ou au contraire interdisent en matière de sobriété énergétique, perspectives de réindustrialisation dans le cadre d'une stratégie de relance, ou encore le rôle dévolu aux usages de la biomasse et à l'économie de l'hydrogène. Et la consultation organisée par RTE sur les « Futurs énergétiques 2050 » a précisément permis d'illustrer que des positions particulièrement différentes existaient dans le débat public sur chacun de ces paramètres clés pour la planification du système électrique.

Au cours des deux ans de travail de concertation sur les « Futurs énergétiques 2050 », ces incertitudes ont bien été mesurées, plaidant pour élargir le dispositif initialement envisagé.

La trajectoire de référence de l'étude reprend bien le cadrage de la SNBC tout en l'actualisant. Elle conduit à une consommation d'électricité de 645 TWh en 2050, en augmentation de 35 % par rapport à aujourd'hui.

La modélisation de cette trajectoire intègre une représentation des effets du changement climatique à l'horizon 2050. Bien que le changement climatique puisse avoir des impacts importants sur le système énergétique, ses effets sont rarement pris en compte dans les scénarios prospectifs de mix énergétique. La modélisation de RTE et Météo-France utilisée dans les « Futurs énergétiques 2050 » de RTE constitue en cela une démarche inédite pour ce type d'exercice prospectif. Les résultats présentés dans ce chapitre sont basés sur le scénario RCP4.5 du GIEC *(cf. chapitre 8).*

À ce scénario de référence s'ajoutent un scénario « sobriété » et un scénario de « réindustrialisation profonde ». Ces deux trajectoires obéissent à des cadrages sociaux, politiques et économiques substantiellement différents de la trajectoire de référence : il s'agit bien de scénarios en tant que tels, qui obéissent à une logique intrinsèque détaillée par la suite.

Différentes variantes sont également étudiées dans l'étude : la première consiste à réduire le degré d'efficacité énergétique projeté (« efficacité énergétique – »), la seconde à faire varier le niveau d'électrification (« électrification +/- ») et la troisième à prévoir un recours nettement plus élevé à l'hydrogène (« hydrogène + »). Des tests sur le niveau de la croissance économique (notamment pour évaluer le fonctionnement du système dans un environnement macroéconomique défavorable, avec par exemple une croissance nulle du PIB en 30 ans), seront également présentés dans l'analyse complète.

Enfin, une trajectoire spécifique (« accélération 2030 ») à l'horizon 2030 a été ajoutée à l'étude en lien avec le nouvel objectif européen visant à atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % (net, c'est-à-dire en intégrant la contribution des puits de carbone) en 2030, contre 40 % brut aujourd'hui. Cette trajectoire permet alors d'analyser la faculté de différentes configurations du système électrique à atteindre ce nouvel objectif, particulièrement ambitieux au regard des tendances actuelles de réduction des émissions en France et chez l'ensemble de ses voisins.

3.2 La trajectoire de consommation d'électricité : une perspective d'augmentation de 35 % d'ici 2050 pour sortir des énergies fossiles tout en promouvant l'efficacité énergétique, pouvant atteindre environ 645 TWh +/- 100 TWh en 2050

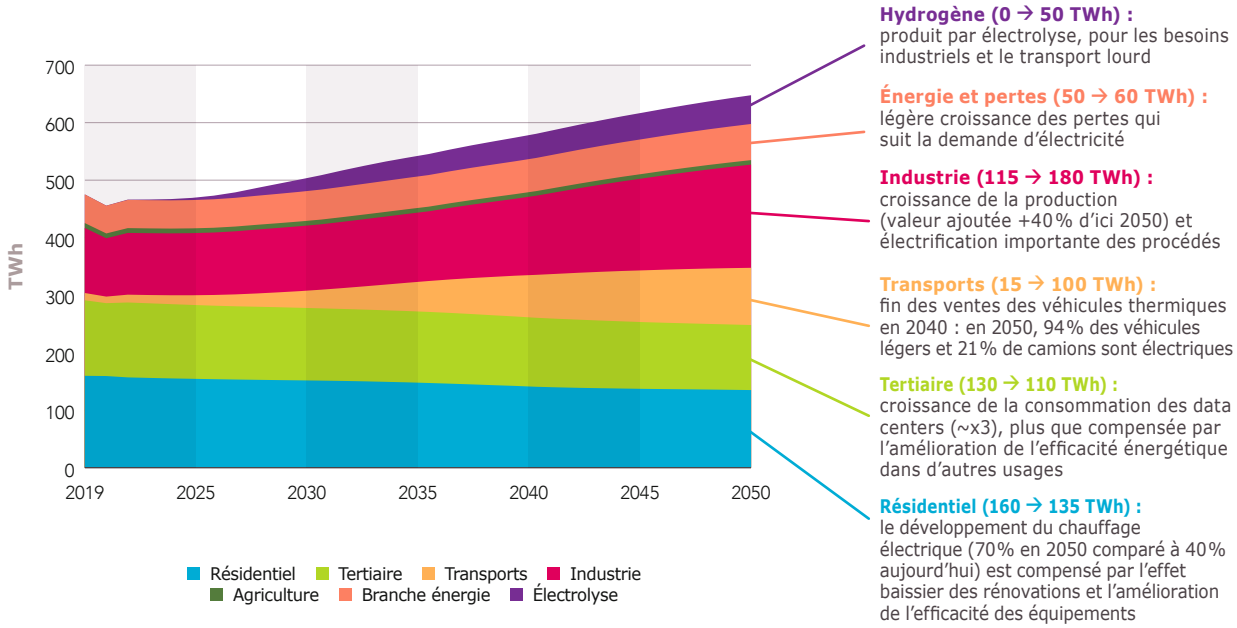
3.2.1 Une trajectoire de référence caractérisée par une évolution importante en niveau et en structure

Les orientations retenues pour la construction de la trajectoire de référence conduisent à une consommation totale de l'ordre de 645 TWh à l'horizon 2050 en France métropolitaine continentale, en incluant les pertes de transport et de distribution ainsi que l'électricité utilisée pour la production d'hydrogène. Ceci constitue une hausse de l'ordre de +35 % par rapport à aujourd'hui.

La trajectoire de référence prévoit une augmentation relativement régulière de la consommation, avec une tendance à l'accélération progressive (taux de croissance annuel moyen de 0,6 % sur la décennie 2020, de 1,1 % sur la décennie 2030 et de 1,3 % sur la décennie 2040). La consommation se stabiliserait ensuite, la neutralité carbone étant atteinte, pour n'évoluer que marginalement dans la décennie suivante en fonction de l'évolution de la population et de l'activité économique.

Ce scénario de consommation combine des évolutions très différenciées selon les secteurs. D'une part, la consommation électrique de trois secteurs est orientée très fortement à la hausse

Figure 3.5 Évolution de la consommation totale d'électricité dans la trajectoire de référence et décomposition sectorielle



du fait des nouveaux usages électriques : les transports (+85 TWh sur la période), l'industrie (+65 TWh) et la production d'hydrogène (+50 TWh). Dans le même temps, certains secteurs parmi les plus consommateurs historiquement (résidentiel, tertiaire) voient leur demande d'électricité diminuer sous les effets de l'efficacité énergétique.

Il conduit en outre à une évolution importante de la structure de la consommation tout au long de l'année, les « nouveaux usages électriques » étant plus flexibles que les usages traditionnels. Ainsi, la production d'hydrogène est considérée comme intégralement pilotable, tandis que la recharge des véhicules électriques et les usages industriels le sont également à des degrés divers *(voir paragraphe 3.8).*

3.2.2 Une trajectoire de rupture par rapport à la stabilité observée ces dix dernières années

La trajectoire d'évolution de la consommation nécessaire pour atteindre la neutralité carbone marquerait une rupture par rapport à la tendance actuelle.

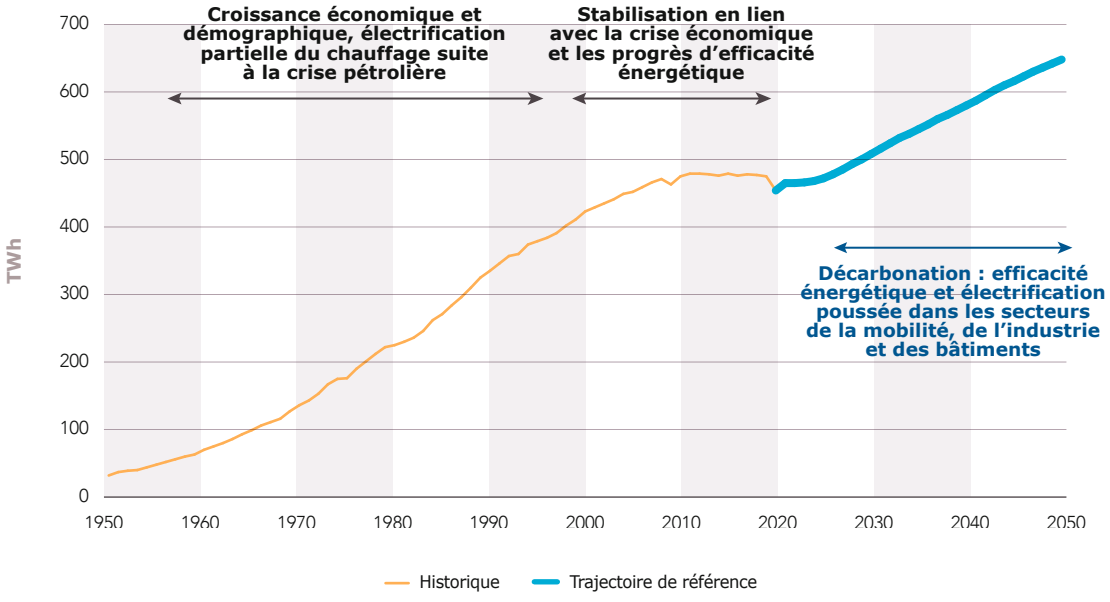
En effet, après plusieurs décennies de hausse soutenue liée à la croissance démographique et économique dès la fin de la seconde guerre mondiale, la consommation d'électricité en France s'est progressivement stabilisée au cours du XXIe siècle. Depuis une dizaine d'années, la consommation est ainsi remarquablement stable en données corrigées des variations météorologiques, à l'exception de la baisse brutale et conjoncturelle de la consommation enregistrée 2020 en raison de la crise sanitaire.

Cette stabilisation au cours des dix dernières années est généralement attribuée à une combinaison de facteurs bien identifiés :

- la diffusion des actions de maîtrise de la demande, et en particulier le développement de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements ;
- le ralentissement tendanciel de la croissance économique ;
- la progression de la tertiarisation de l'activité économique, avec des services qui sont moins consommateurs d'électricité que l'industrie ;
- la modification du tissu industriel français (stagnation de l'industrie manufacturière et évolutions structurelles en faveur d'une industrie de haute technologie).

Par rapport à cette tendance désormais bien inscrite à la stabilité de la consommation, une réorientation structurelle de trajectoire à la hausse marquerait donc un changement structurant. La France retrouverait des rythmes d'augmentation annuelle de la consommation similaires aux années 2000, mais avec un moteur différent : des politiques publiques de décarbonation, plutôt que la croissance économique et l'équipement des ménages. Ce rythme de croissance, de l'ordre de +1 % par an, demeurerait cependant nettement inférieur à celui observé sur certaines périodes passées (4 % en moyenne dans les années 1980, par exemple).

Figure 3.6 Évolution de la consommation d'électricité en France



3.2.3 La hausse de la demande d'électricité à long terme est liée aux effets de l'électrification, qui ne sont qu'en partie compensés par la progression de l'efficacité énergétique

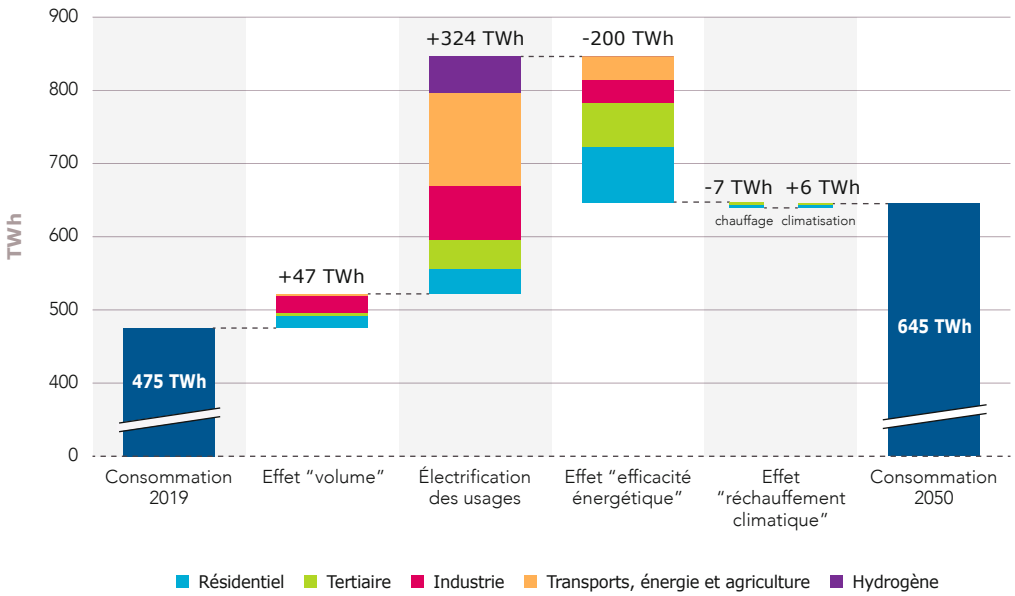
Une conclusion importante des « Futurs énergétiques 2050 » est que la trajectoire d'évolution de la consommation électrique nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone est résolument orientée à la hausse.

En effet, même dans le scénario « sobriété », l'effet haussier résultant du développement de nouveaux usages électriques l'emporte sur celui, baissier, associé au renforcement de l'efficacité énergétique ou à la sobriété. Ce résultat découle directement de l'importance des nouveaux usages à électrifier pour remplacer les énergies fossiles, dans un pays où ces dernières alimentent encore 60 % des besoins énergétiques finaux. Il apparaît beaucoup plus nettement dans une trajectoire de neutralité carbone, impliquant de se passer complètement des énergies fossiles, que dans une politique comme le « facteur 4 » visant à réduire les émissions de 75 %.

L'effet respectif de l'électrification et de l'efficacité énergétique peut, par exemple, être représenté pour la trajectoire de référence en décomposant l'évolution projetée de la consommation d'électricité entre 2019 et 2050 selon différentes composantes :

- un effet « volume », haussier, induit par la croissance démographique et l'évolution de l'activité économique, qui contribue à une hausse de l'ordre de 47 TWh ;
- un effet « électrification des usages », haussier, très majoritairement lié aux secteurs de l'industrie et des transports, qui constitue l'essentiel de l'augmentation de la consommation et représente environ +324 TWh ;
- un effet « efficacité énergétique », baissier, qui touche l'ensemble des secteurs et usages pour un volume total d'environ -200 TWh ;
- un effet « réchauffement climatique », globalement faible en énergie annuelle (-1 TWh), mais

Figure 3.7 Évolution de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence et décomposition en effets



qui recouvre des évolutions contrastées sur les usages thermiques de l'électricité (-7 TWh sur le chauffage, +6 TWh sur la climatisation), avec en corollaire un impact significatif sur les appels de puissance.

Les effets de l'électrification, et dans une moindre mesure les effets « volume », ne sont ainsi que partiellement contrebalancés par les effets de l'efficacité énergétique sur les usages électriques.

L'intérêt de cette décomposition réside également dans l'identification des leviers de modération de l'augmentation de la consommation. Ainsi, le levier principal sur le secteur résidentiel – la rénovation énergétique (bâti et solutions de chauffage) efficace des logements – est considéré déjà largement activé dans la trajectoire de référence, puisqu'il contribue à réduire le besoin de 13 TWh. Il en va de même pour le secteur tertiaire, pour les mêmes raisons. *A contrario,* au-delà des efforts individuels de sobriété, des gains organisationnels sont possibles dans plusieurs secteurs, notamment dans celui des transports en cas de réduction du besoin de mobilité par la voiture individuelle ou de réduction de la taille des véhicules, et sont explorés dans le scénario « sobriété ».

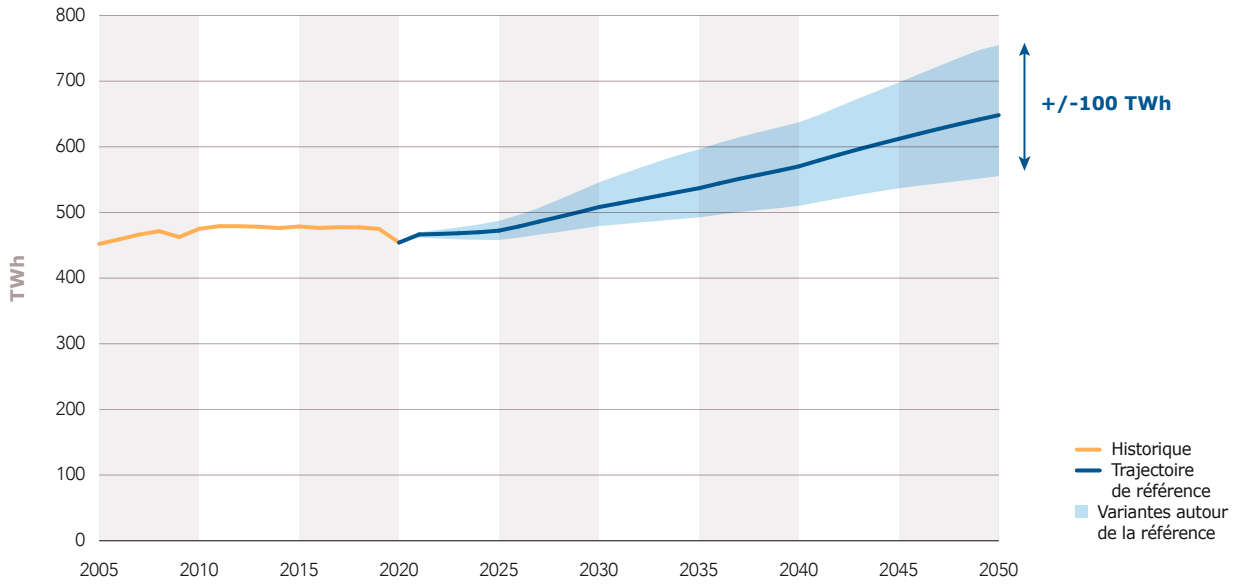
3.2.4 En intégrant différentes trajectoires de consommation envisagées, un cône de plus ou moins 100 TWh autour de la trajectoire de référence

Les différents scénarios et variantes présentés au paragraphe 3.1.3 conduisent à des évolutions de nature similaire. Ils confortent la conclusion forte des « Futurs énergétiques 2050 » sur le besoin de planifier un système électrique devant pouvoir répondre à une augmentation de la demande intérieure d'électricité qui lui sera adressée.

Les trajectoires modélisées dans l'étude conduisent, à l'horizon 2050, à évaluer la consommation électrique dans une plage de plus ou moins 100 TWh autour de la trajectoire de référence, s'échelonnant entre 555 TWh et 755 TWh en 2050, néanmoins avec davantage de configurations qui seraient orientées à la hausse qu'à la baisse. Si des combinaisons de variantes encore plus haussières pourraient être envisagées en sommant différents effets haussiers – conduisant alors à dépasser la barre des 800 TWh en 2050 –, le cône de prévision cité précédemment apparaît de nature à bien refléter les incertitudes actuelles sur les déterminants de la consommation.

Le cône de prévision est plus élevé que celui qui est retenu par l'ADEME dans la dernière édition de ses « visions 2030-2050 », actuellement en cours de réévaluation dans le cadre de ses travaux de prospective énergie-ressources. Dans des avis récents, l'Académie des sciences et l'Académie des technologies ont, quant à elles, retenu des perspectives plus élevées, mais sans procéder à un travail de modélisation de la consommation : une fois retraitées des différents effets, les estimations en ordre de grandeur de l'Académie des technologies sont cohérentes avec les trajectoires hautes de RTE.

Figure 3.8 Cône de variation des différentes trajectoires de consommation des « Futurs énergétiques 2050 »



3.2.5 L'augmentation de la consommation électrique est une constante de tous les scénarios institutionnels européens et mondiaux

La perspective d'augmentation de la consommation d'électricité n'est pas propre à la France : elle se retrouve dans toutes les stratégies nationales de décarbonation, dans la stratégie «net zero» de l'Agence internationale de l'énergie et dans les projections des différents instituts ayant publié des scénarios de neutralité carbone. Indépendamment des variations selon les régions du monde ou les instituts, **la perspective d'une augmentation de la part de l'électricité dans le mix est consensuelle, et celle d'une augmentation de la consommation en valeur absolue est également largement partagée.**

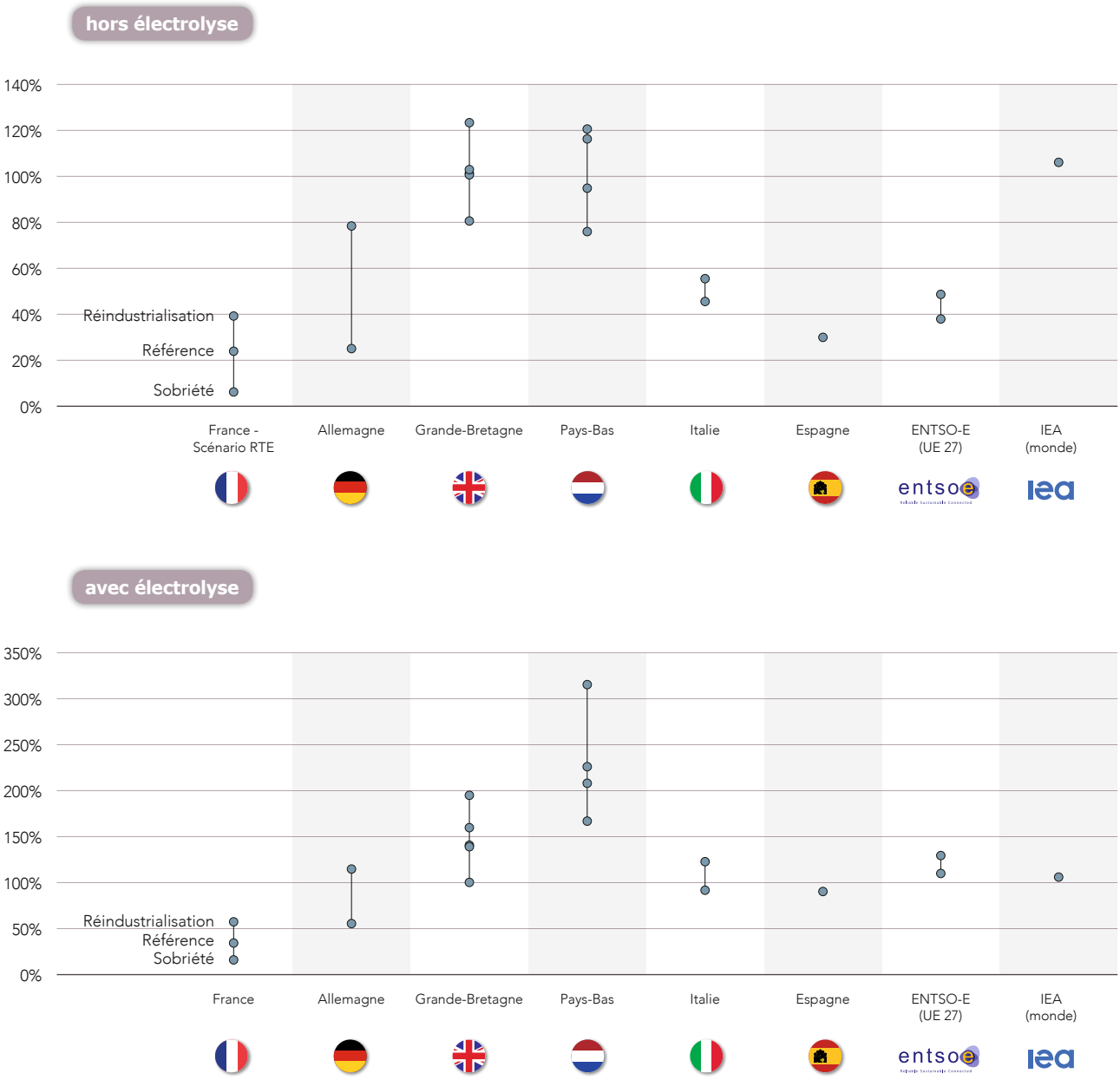
L'ampleur de l'augmentation prévue varie selon les pays. Elle dépend de plusieurs facteurs, comme (i) les prévisions de croissance démographique et économique (supérieures dans le monde par rapport à l'Europe), (ii) du niveau initial d'électrification (plus élevé en France que dans d'autres pays européens), (iii) des paris sur les technologies (par exemple, électrification vs captage et stockage du carbone) et (iv) des ambitions sur l'efficacité énergétique et la sobriété.

Ainsi, la perspective d'évolution peut être plus importante dans certains pays voisins qu'en France. C'est notamment le cas du Royaume-Uni ou des Pays-Bas, où l'usage de l'électricité dans le secteur du bâtiment par exemple est aujourd'hui moins répandu qu'en France du fait des conditions d'accès historiquement propices de ces pays aux gisements de gaz de la mer du Nord, et où les perspectives de développement de l'électricité sont en conséquence comparativement plus fortes.

Parmi les scénarios publiés par les organisations non gouvernementales, certains prévoient également une augmentation, parfois importante, de la consommation d'électricité. C'est le cas notamment du scénario européen du *Climate Action Network et du European Environmental Bureau*[3] publié en 2020, visant la neutralité carbone en 2040 via un renforcement des actions de maîtrise de la demande en énergie, une électrification importante des usages énergétiques et un développement massif des énergies renouvelables électriques. **Par rapport à la SNBC française, ce type de scénarios accorde au développement des usages énergétiques de la biomasse un rôle beaucoup plus limité, du fait de l'exigence de préserver les forêts et de ne pas accroître leur exploitation pour des usages énergétiques ou encore de limiter les conflits d'usage sur l'utilisation de la ressource agricole et forestière.** En France, le scénario de l'association négaWatt publié en 2017 constitue une entreprise de modélisation du secteur énergétique aboutie. Il s'écarte cependant du scénario porté par le *Climate Action Network* par la place importante qu'il accorde aux usages de la biomasse et qui conduisent, par ricochet, à un moindre développement de l'électricité et donc à une consommation électrique en baisse dans le scénario de référence.

3. CAN Europe, EEB, 2020, Building a Paris Agreement Compatible (PAC) energy scenario, http://www.caneurope.org/content/uploads/2020/06/PAC_scenario_technical_summary_29jun20.pdf

Figure 3.9 Évolution de la demande finale d'électricité entre 2018 et 2050 (en %) en France et dans une sélection de pays européens



Sources :
France : *Futurs Énergétiques 2050,* RTE (2021)
Allemagne : *Leitstudie Integrierte Energiewende,* DENA (2018)
Grande-Bretagne : *The Sixth Carbn Budget Electricity Generation,* Climate Change Committee (2020)
Pays-Bas : *Klimaaneutrale energiescenario's 2050*, Tennet/Gasunie (2020)
Italie : Long Term Strategy
Espagne : Long Term Strategy
UE27 : *TYNDP 2022*, ENTSO-E (2021)
Monde : *Net Zero by 2050*, International Energy Agency

3.2.6 Les hypothèses clés qui sous-tendent la trajectoire de référence font l'objet d'analyses détaillées

Le périmètre de validité de la trajectoire de référence est, par définition, dépendant des hypothèses utilisées pour l'élaborer. Fidèle au projet des « Futurs énergétiques 2050 » d'élaborer une prospective publique transparente permettant une discussion sur les hypothèses et les marges d'incertitude, RTE restitue ces hypothèses clés qui ont été discutées en concertation.

Tout d'abord, **la trajectoire de référence implique que la neutralité carbone soit réellement atteinte et, notamment, que les nouveaux usages de l'électricité se développent effectivement.** Un écart entre les intentions et la réalité conduisant par exemple à un moindre développement du véhicule électrique, à une électrification plus lente dans l'industrie ou à une persistance des énergies fossiles dans le secteur du bâtiment, aurait une incidence à la baisse sur le niveau de demande électrique. La trajectoire de référence ne constitue donc pas une prévision du « monde probable », mais une description de ce que devrait être la consommation pour atteindre un objectif public précis.

Une première catégorie d'hypothèses porte sur le contexte macroéconomique. RTE a retenu un cadrage macroéconomique et démographique réajusté à la baisse par rapport à la SNBC, mais qui demeure inscrit dans le même paradigme que les politiques publiques actuelles, lesquelles font l'hypothèse qu'une politique mondiale de lutte contre le changement climatique est compatible avec la poursuite de la croissance. Une discussion importante a été lancée en concertation, à l'initiative du *think-tank The Shift Project,* sur les limites possibles de cette approche dans un monde en transition énergétique, marqué par une raréfaction de l'accès aux énergies fossiles bon marché et par une augmentation du coût des alternatives bas-carbone. De même, alors que la plupart des analyses macroéconomiques sous-tendant la SNBC (réalisées par l'ADEME en partenariat avec l'OFCE) anticipent un effet positif des politiques de lutte contre le changement climatique sur la croissance, des analyses récentes comme celle de Jean Pisani-Ferry[4] invitent plutôt à les considérer comme un choc d'offre susceptible de réduire le potentiel de croissance. Des propositions visant à analyser des scénarios d'évolution de la consommation électrique dans des situations macroéconomiques contraintes (croissance par tête plus faible, voire nulle ou négative) ont ainsi été analysées, et donneront lieu à des approfondissements dans le rapport final de l'étude. **L'effet d'une révision à la baisse de l'hypothèse de croissance à long terme jouerait pour plusieurs dizaines de térawattheures.** Elle poserait, plus largement, des questions d'importance sur le financement de l'effort d'investissement pour atteindre la neutralité carbone, qui pourront être approfondies dans la version finale du rapport attendue début 2022.

La seconde catégorie d'hypothèses porte sur la projection des modes de vie. La trajectoire de référence des « Futurs énergétiques 2050 » repose sur un maintien des standards de vie actuels et notamment du degré de confort. À ce titre, elle intègre des évolutions comportementales lorsque celles-ci apparaissent déjà à l'œuvre dans la société ou sont prescrites par la réglementation, mais ne présupposent pas de rupture comportementale par rapport à aujourd'hui. Elle ne retient notamment pas certains des leviers de la SNBC (baisse de 1°C de la température de chauffe, augmentation du taux d'occupation moyen des véhicules légers, etc.), mais ceux-ci sont explorés – et dans des proportions significativement plus importantes – dans le « scénario sobriété ». **L'adoption de modes de vie plus sobres a une influence baissière estimée à une centaine de térawattheures.** *A contrario*, le développement de nouveaux usages énergivores pourrait entraîner la consommation à la hausse.

La troisième catégorie concerne le développement de l'efficacité énergétique. La trajectoire de référence de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

4. https://www.piie.com/publications/policy-briefs/climate-policy-macroeconomic-policy-and-implications-will-be-significant

Figure 3.10 Principales hypothèses de la trajectoire de référence et risques/facteurs de non-respect

	Hypothèses clés de la trajectoire de référence	Risque/facteur de non-respect de la trajectoire de référence	Conséquences sur la consommation d'électricité (écart par rapport à la trajectoire de référence)
Cadrage socioéconomique	• Croissance économique de 1,3 % en moyenne sur 30 ans • Croissance démographique de 4 millions d'habitants en 30 ans	Croissance économique plus faible, voire nulle (situation de crise)	Moindre consommation électrique (plusieurs dizaines de TWh) – *variante «croissance faible»*
Mode de vie	• Pas de rupture sociétale	Généralisation de pratiques sobres	Moindre consommation électrique (-90 TWh) – scénario «sobriété»
		Relâchement des comportements et des investissements d'efficacité énergétique	Consommation électrique plus élevée (+70 TWh) – variante «efficacité énergétique -»
Industrie	• Part de l'industrie dans le PIB stable à 10%	Poursuite de la déindustrialisation	Moindre consommation électrique (-30 TWh) – *variante «désindustrialisation»*
		Croissance ou électrification supplémentaire	Consommation électrique plus élevée (+50 TWh) - *scénario «réindustrialisation»* ou (+10 TWh) – *variante «électrification +»*
Résidentiel/ tertiaire	• Réussite de la politique de rénovation thermique (parc équivalent proche de BBC en 2050)	Pas d'inflexion de la trajectoire	Consommation électrique plus élevée (+20 TWh) avec un impact important à la pointe – *variante « efficacité énergétique -»*
Transports	• Décollage du véhicule électrique, interdiction de la vente des voitures thermiques en 2040 (95% du parc de véhicules légers en 2050)	Echec de la généralisation du véhicule électrique (75% du parc de véhicules légers en 2050)	Moindre consommation électrique (-15 TWh) – *variante «électrification -»*
		Accélération et interdiction dès 2035 des véhicules thermiques	Consommation électrique plus élevée (+3 TWh en 2050, mais +13 TWh en 2030), – *variante «électrification +»*
	• Essor modéré des camions électriques (20% du parc)	Essor plus soutenu des camions électriques (75% du parc)	Consommation électrique plus élevée (+24 TWh) – *variante «électrification +»*
Production d'hydrogène	• Développement conforme à la SNBC et au plan de relance	Développement moins rapide	Moindre consommation électrique (-10 TWh) – *variante «hydrogène -»*
		Développement plus rapide	Consommation électrique plus élevée (+110 TWh) – *variante «hydrogène +»*

est caractérisée par un déploiement important des actions d'efficacité énergétique dans tous les secteurs : rénovation des bâtiments et développement des pompes à chaleur, efficacité des procédés industriels, diminution de la consommation unitaire des véhicules, efficacité énergétique des appareils électroménagers, etc. À titre d'exemple, elle implique une inflexion très significative du rythme de rénovation dans le secteur résidentiel. De l'ordre de 400 000 par an aujourd'hui, l'ambition est de porter ce rythme à près de 700 000 par an en moyenne autour de 2030 et à plus de 800 000 par an à partir de 2040. **Un échec de la politique de rénovation des bâtiments aurait une influence haussière sur la consommation à hauteur d'une vingtaine de térawattheures.**

S'agissant de l'industrie manufacturière, en cohérence avec la SNBC, le scénario de référence « Futurs énergétiques 2050 » retient l'hypothèse d'un maintien de sa part relative dans le PIB français. Contrairement à ce que pourrait suggérer une interprétation hâtive, **le maintien à long terme de ce ratio à son niveau actuel ne constitue pas un scénario de *statu quo* mais bien une trajectoire contre-tendancielle, qui nécessite une inflexion par rapport à la tendance baissière observée sur les dernières décennies.** Or l'évolution baissière de cet indicateur au cours des dernières décennies résulte de tendances lourdes – d'une part par des facteurs structurels comme la progression de la productivité plus forte dans l'industrie que dans le tertiaire ou l'externalisation d'activités de l'industrie vers les services, d'autre part par la dégradation du solde commercial. La perspective d'une rupture plus marquée avec cette évolution est traitée dans le scénario dédié « réindustrialisation profonde ». Là encore, l'influence pourrait atteindre une centaine de térawattheures (hydrogène compris) dans le cas de figure le plus élevé. Il est néanmoins important de rappeler que l'évolution pourrait être également baissière : si le rythme actuel d'électrification des procédés industriels était poursuivi, la réduction de la consommation industrielle atteindrait 30 TWh.

Le cas des transports illustre bien les incertitudes associées à la prospective publique. Dans un scénario d'électrification massive des véhicules individuels ou utilitaires légers, la consommation électrique du secteur avoisinerait 100 TWh. **Les incertitudes entourant cette trajectoire se comptent en dizaines de térawattheures :** à la hausse si les camions choisissaient majoritairement l'électricité par batterie plutôt que l'hydrogène ou d'autres carburants « verts », à la baisse si l'électrification du parc automobile était moindre ou si celui-ci se réduisait. Ces incertitudes sont étudiées dans la variante « électrification + » et la trajectoire « accélération 2030 », spécifique à cet horizon.

3.3 Une consommation d'électricité qui évolue en structure, dans sa répartition entre les différents secteurs et usages

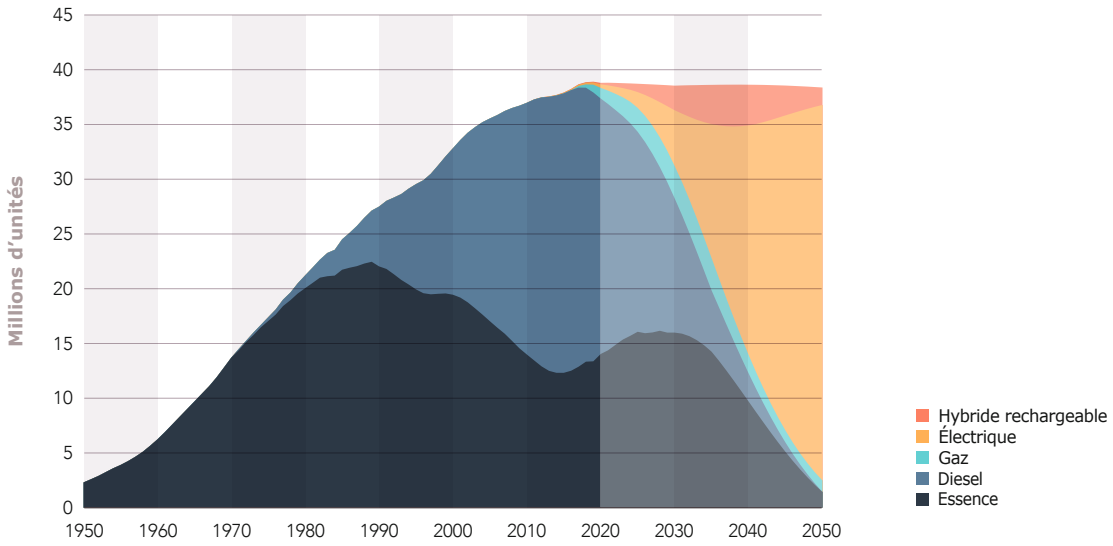
3.3.1 Transports : une forte augmentation de l'usage de l'électricité pour se passer d'énergies fossiles

Le secteur des transports représente 30 % des émissions nationales, et 32 % de la consommation d'énergie finale en France. L'électricité n'y joue aujourd'hui qu'un rôle restreint (2 %), principalement dans le secteur ferroviaire avec notamment les transports de passagers urbains et longue distance.

Le développement de l'électromobilité routière constitue le principal levier de décarbonation du secteur des transports. Il s'agit en effet de l'une des actions qui permet d'agir le plus rapidement sur les émissions, pour des volumes importants et à des coûts faibles au regard d'autres actions de décarbonation *(voir chapitre 12)*. 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 rapport[5], publié en mai 2019.

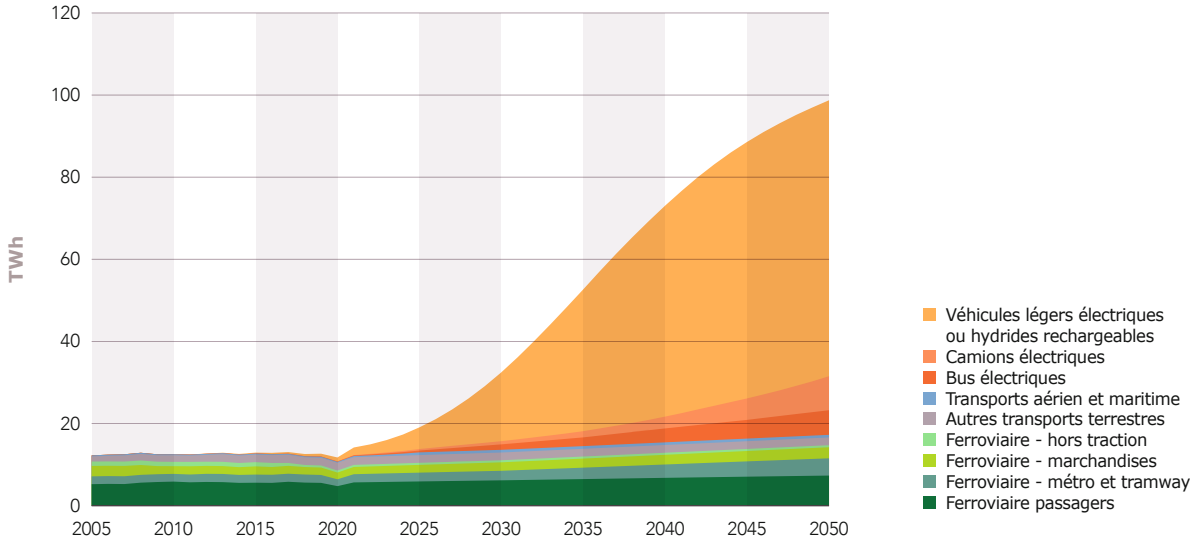
Il s'est forgé, au cours des dernières années, un relatif consensus sur la priorité de cette action, qui se décline en politiques publiques en Europe : tant les normes sur les émissions des véhicules neufs

Figure 3.11 Évolution de la structure du parc de véhicules légers entre 1950 et 2050



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

Figure 3.12 Consommation électrique du secteur des transports – Trajectoire de consommation de référence



que les politiques des villes pour chasser de leurs centres les véhicules les plus polluants ouvrent un espace pour une bascule rapide vers la mobilité électrique. Depuis quelques mois, on assiste en outre à des annonces de plus en plus volontaristes des constructeurs quant à l'électrification de leur flotte, à des annonces d'implantation d'usines de construction de batteries.

Ainsi, le consensus de place sur les trajectoires possibles de développement de la mobilité électrique a été significativement revu à la hausse depuis le dernier Bilan prévisionnel long terme. La trajectoire la plus haute, qui prévoyait 15 millions de véhicules électriques en 2035, constitue désormais la trajectoire centrale de l'étude «Futurs énergétiques 2050».

La trajectoire de consommation de référence implique des transferts vers l'électricité dès la décennie 2020 (pour les véhicules légers et certains bus et camions opérant en zone urbaine) puis, massivement, au cours de la décennie 2030.

Pour tenir cette trajectoire, **plus de 40% du parc automobile léger et plus de 80% des immatriculations neuves doivent être composés de véhicules électriques ou hybrides rechargeables à l'horizon 2035,** ce qui est cohérent avec une interdiction en 2040 de la vente de voitures et véhicules utilitaires légers neufs utilisant des énergies fossiles – soit le jalon retenu à ce jour par la France. À 2030, cela implique un parc de 7,3 millions de véhicules électriques. La trajectoire «électrification +», qui permet d'atteindre un jalon plus ambitieux pour 2030, en accord avec le nouvel objectif européen et les annonces de la Commission européenne du 14 juillet 2021, implique pour sa part une accélération par rapport à cet objectif : elle conduirait à atteindre 13,1 millions de véhicules en circulation en 2030.

À l'horizon 2050, **la trajectoire de référence implique que près de 95% du parc de véhicules légers, soit près de 36 millions d'unités, disposent d'une motorisation électrique[6].** Les autres véhicules fonctionneraient à l'hydrogène ou au GNL.

6. Véhicules tout électriques ou hybrides rechargeables

L'électromobilité routière est également destinée à se développer sur les segments des bus/autocars et sur celui des camions, avec une dynamique et un niveau d'électrification toutefois moindres que pour les véhicules légers, compte tenu de la logistique nécessaire et de la viabilité économique des technologies concurrentes sur ces segments.

À l'horizon 2050, plus de la moitié de la flotte de bus et autocars serait ainsi mue par le vecteur électrique, ainsi que plus de 20 % des camions.

Là encore, des opportunités de bascule plus rapide pour les camions, bus et autocars existent et offrent l'opportunité de réduire les émissions de gaz à effet de serre plus rapidement avec un parc électrique largement décarboné. Dans la trajectoire « électrification + », la part de des camions électrique s'élève ainsi à 76 %, contre 21 % dans la trajectoire de référence.

Enfin, un report modal progressif vers le transport ferré (train, métro, tramway) pourrait également contribuer à la hausse de la consommation électrique du secteur.

Tout compris, la consommation des transports avoisinerait les 100 TWh en 2050 dans la trajectoire de référence, contre un peu moins de 13 TWh en 2019.

3.3.2 Industrie : une stratégie de rénovation de l'appareil productif français qui passe largement par l'électricité

L'industrie représente aujourd'hui 16 % des émissions françaises. Ses procédés sont partiellement électrifiés (36 % en énergie finale), notamment dans les secteurs des métaux non ferreux et de la construction mécanique.

La consommation annuelle d'électricité dans le secteur de l'industrie atteint 113 TWh en 2019. Cette consommation est en baisse depuis les années 2000, sous les effets conjugués d'une contraction de la production industrielle et d'une amélioration de l'efficacité énergétique au fur et à mesure que l'appareil productif se modernisait ; cette baisse n'a été que partiellement compensée par des mesures d'électrification. La consommation électrique de l'industrie en France est très largement inférieure à celle de l'Allemagne (223 TWh), comparable à celle de l'Italie (120 TWh) et supérieure à celle du Royaume-Uni (92 TWh).

La poursuite de l'électrification des procédés industriels et des besoins de chaleur constitue un levier essentiel pour décarboner l'industrie, et il s'agit de ce fait de la principale voie de décarbonation du secteur établie par la SNBC.

La trajectoire de référence de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » retient donc une évolution progressive mais profonde du mix énergétique du secteur industriel. Les transformations prévues consistent en un remplacement de l'utilisation de l'hydrogène fossile (issu notamment du reformage du méthane) par de l'hydrogène bas-carbone entre 2025 et 2035, ainsi qu'en une électrification des procédés par des technologies électriques (techniques résistives, conduction, induction, compression mécanique de vapeur pour l'essentiel) et des besoins de chaleur via le remplacement de chaudières fossiles par des pompes à chaleur ou des chaudières électriques – un mouvement qui serait surtout visible dans les décennies 2030 et 2040. La part de l'électricité dans la consommation énergétique finale dans l'industrie passerait alors de 40 % aujourd'hui à 70 % à l'horizon 2050.

RTE retient dans son scénario central de consommation une inflexion résolue de la tendance actuelle d'évolution de l'activité industrielle, consistant en un arrêt de la dynamique de long terme de désindustrialisation et en une stabilisation de la part de l'industrie manufacturière dans le PIB à environ 10 % en 2050.

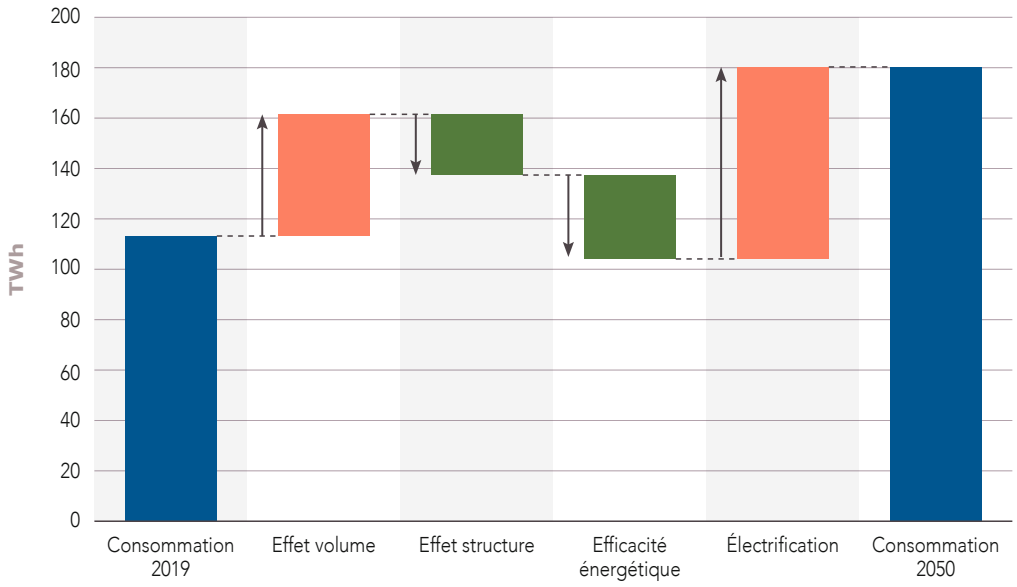
Or l'analyse fine des tendances passées sur l'industrie montre que la diminution de la part de l'industrie dans le PIB résulte en grande partie d'effets structurels (gains de productivité plus importants dans l'industrie que dans le tertiaire, évolution de la structure de consommation qui porte de manière croissante plus sur les services que sur les biens manufacturés, externalisation et comptabilisation des dépenses en services de l'industrie…) et seulement en partie à la croissance des importations. **Le maintien de la part de l'industrie dans le PIB à 10 % apparaît donc déjà comme une stratégie de redéploiement industriel en France, cohérente avec les ambitions publiques sur la relocalisation d'une partie des importations et la relance d'une dynamique industrielle en ce qui concerne certains secteurs stratégiques.** Il s'agit d'un scénario contre-tendanciel mais atteignable, qui reflète déjà un effort de réindustrialisation du pays.

Avec un PIB en augmentation d'environ 1,3 % par an en moyenne dans la trajectoire de référence, il s'agit d'un scénario de croissance de l'activité industrielle avec une augmentation d'environ 40 % de la valeur ajoutée associée à l'industrie manufacturière entre 2019 et 2050. Cette augmentation concernerait la plupart des branches, tout en étant plus marquée pour les industries stratégiques et celles contribuant à la transition énergétique (produits électriques et électroniques, pharmacie, industrie agroalimentaire…).

Dans ce scénario de référence, l'expansion de l'activité industrielle va de pair avec une amélioration du solde commercial de l'industrie manufacturière, qui s'inverse en 2050 (presque +30 Md€ contre presque -30 Md€ en 2019).

Bien que partiellement contrebalancés par plus de 30 TWh de gains d'efficacité énergétique attendus

Figure 3.13 Décomposition de l'évolution de la consommation industrielle dans le scénario de référence, selon les différents effets



d'ici à 2050, les effets haussiers combinés de l'accroissement de la production industrielle et de l'électrification des procédés et des besoins de chaleur industriels se traduiraient par une croissance marquée de la consommation d'électricité dans l'industrie, qui atteindrait environ 180 TWh en 2050 dans la trajectoire de référence, contre un peu plus de 113 TWh en 2019.

Les industriels français, dans le cadre de la concertation, ont défendu la perspective d'augmentations plus importantes des consommations industrielles. Par rapport à la trajectoire de référence, l'écart porte essentiellement sur l'efficacité énergétique, plusieurs fédérations industrielles considérant les perspectives de gains comme plus faibles. **Les travaux ultérieurs menés avec les fédérations conduisent désormais aux mêmes ordres de grandeur (environ 180 TWh de consommations directes d'électricité dans le scénario correspondant à la trajectoire de référence de RTE, et de l'ordre de 240 TWh dans le scénario de réindustrialisation), auxquelles s'ajoutent des consommations directes d'hydrogène pour l'industrie.**

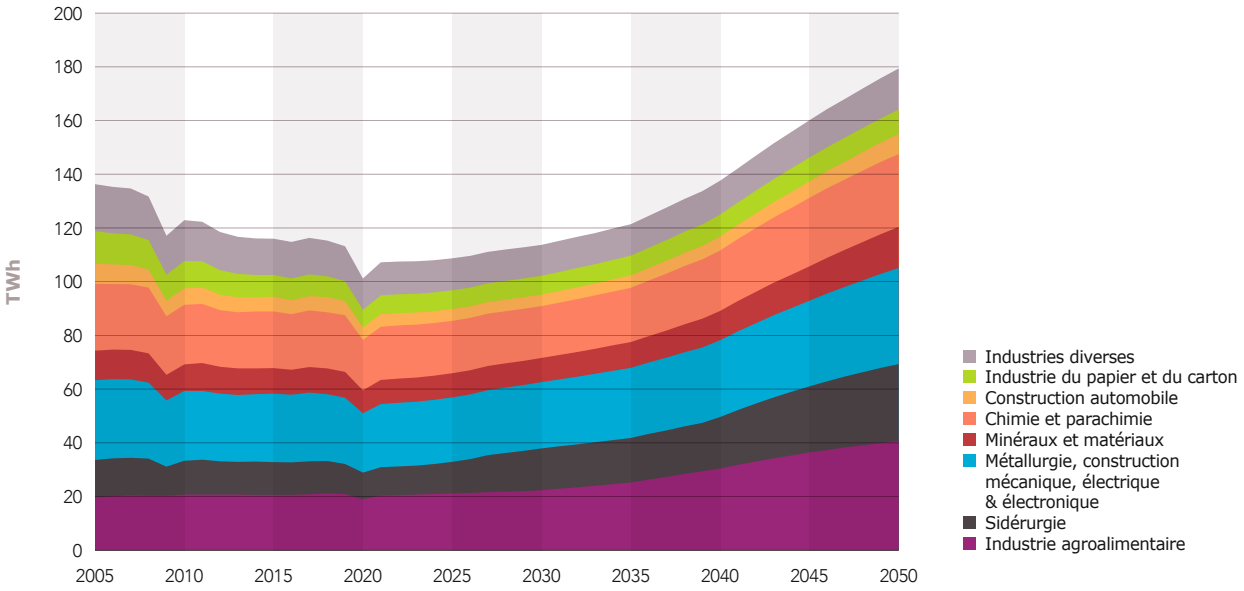
L'incertitude sur la consommation industrielle est explorée dans les différents scénarios et variantes. Ainsi, la consommation industrielle pourrait atteindre de l'ordre de 210-250 TWh dans le scénario de réindustrialisation (dont plusieurs variantes ont été étudiées), et environ 190 TWh dans la variante «efficacité énergétique faible», contre 180 TWh dans la référence. Dans le sens opposé, une plus grande sobriété conduirait à une consommation de l'ordre de 163 TWh.

Les dynamiques sous-jacentes à la maille des différentes grandes branches industrielles sont contrastées :

- la décarbonation de la production sidérurgique nécessitera un accroissement marqué de la consommation électrique de ce secteur, au travers d'un accroissement du recyclage (la production secondaire d'acier se fait très essentiellement via la filière électrique) et de l'essor de filières peu émettrices pour la production d'acier primaire (filières *Direct Reduced Iron* utilisant de l'hydrogène ou procédé électrolytique à plus long terme) ;

- la métallurgie et la construction mécanique (hors secteur automobile), électrique et électronique devraient également voir leur demande électrique croître fortement du fait d'un fort potentiel d'électrification des procédés productifs et de la croissance de l'activité (avec notamment le développement de la production de batteries électriques dans des *gigafactories)* ;
- la consommation électrique des industries agroalimentaires devrait croître fortement à l'horizon 2050, portée par le dynamisme économique de cette branche d'activité et le fort potentiel d'électrification de ses procédés, notamment par le recours à des techniques résistives, à de la compression mécanique de vapeur ou à des pompes à chaleur ;
- la consommation électrique des autres secteurs de production est aussi projetée à la hausse, mais dans de moindres proportions.

Figure 3.14 Consommation électrique du secteur industriel (hors production d'hydrogène par électrolyse) – Trajectoire de référence



3.3.3 Résidentiel : un secteur dont la consommation est maîtrisée sous réserve que la rénovation des bâtiments soit au rendez-vous

Le secteur résidentiel est responsable de 10 % des émissions de gaz à effet de serre en France, et de 30 % de la consommation finale d'énergie. L'électricité y est fortement présente, et constitue notamment l'unique vecteur énergétique utilisé pour l'éclairage, le « blanc » (équipements électroménagers et pour la production de froid), les technologies de l'information ou de communication (TIC) ou encore la climatisation. L'essentiel des enjeux de décarbonation du secteur résidentiel concerne le chauffage, qui génère à lui seul 82 % de ses émissions directes.

Même si la France est connue pour un développement du chauffage électrique plus marqué que dans les pays voisins, le chauffage reste un usage dominé par les combustibles fossiles, qui alimentent 52 % des besoins. Il demeure aujourd'hui 3,4 millions de logements chauffés au fioul, et plus de 12 millions au gaz. Le remplacement des combustibles fossiles par des solutions bas-carbone (électricité, bois, biogaz, réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables), en commençant par une sortie rapide du chauffage au fioul, et la réduction du besoin de chauffe constituent ainsi la principale voie de réduction des émissions dans ce secteur, comme l'a récemment noté le Haut Conseil pour le climat[7]. Des éléments d'analyse sur ce sujet ont été apportés dans l'étude[8] publiée en décembre 2020 par RTE et l'ADEME, portant sur la contribution du chauffage des bâtiments à la réduction des émissions de CO_2 et son impact sur le système électrique à l'horizon 2035.

L'État a défini, au cours des dernières années, des politiques publiques permettant d'agir sur ces deux leviers – la performance énergétique des bâtiments et l'utilisation de solutions de chauffage bas-carbone – qui constituent la clé de la réduction des émissions dans ce secteur.

Sur le plan de la performance des bâtiments, les enjeux ne portent pas en premier lieu sur les bâtiments neufs, qui sont soumis depuis la réglementation thermique de 2012 à des exigences très strictes, lesquelles ont encore été renforcées dans la réglementation environnementale 2020 (RE 2020). Du fait du faible taux de rotation et de renouvellement du parc immobilier, les logements de 2050 existent déjà aujourd'hui en large partie, et c'est en conséquence dans l'amélioration de leur performance que réside le principal enjeu à long terme pour la consommation des bâtiments.

Cela passe par une intensification du rythme de rénovation thermique des logements, qui doit conduire au doublement du nombre annuel d'opérations (il faut atteindre un rythme de croisière de 700 000 ou 800 000 opérations de rénovation efficaces par an, contre 400 000 en rythme tendanciel). Cette trajectoire doit conduire, à l'horizon 2050, le besoin de chauffage moyen d'un logement à diminuer de 40 % environ. Néanmoins, la rénovation des logements est une politique complexe à mettre en œuvre : elle met en jeu un soutien public budgétaire important, nécessite un investissement de la part des particuliers et repose sur la mobilisation d'un tissu de petites entreprises. L'éventualité d'un échec partiel dans l'atteinte des objectifs publics doit donc être intégrée à l'étude « Futurs énergétiques 2050 » – cette éventualité est notamment prise en compte par RTE dans la variante « efficacité énergétique moins ».

Sur le plan de la bascule vers des solutions de chauffage bas-carbone, les enjeux diffèrent là encore dans le neuf et l'existant. Pour les bâtiments neufs, la nouvelle RE 2020 prévoit que les nouveaux logements n'utiliseront plus de combustibles fossiles à compter de 2022 pour les maisons et 2025 pour les immeubles collectifs. Elle devrait conduire à une place prépondérante de l'électricité, via les pompes à chaleur, dans les maisons et dans une moindre mesure dans l'habitat collectif. Les incitations sont également fortes pour le

7. https://www.hautconseilclimat.fr/wp-content/uploads/2021/06/HCC-rappport-annuel-2021.pdf
8. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf

développement du chauffage au bois, ou au raccordement des immeubles à des réseaux de chauffage urbain. Dans l'ancien, la bascule vers des solutions bas-carbone repose sur le soutien budgétaire aux opérations de conversion (notamment la promotion des pompes à chaleur avec le dispositif MaPrimeRenov') et la modification du DPE. La trajectoire de référence de l'étude retient un accroissement constant du flux annuel de logements convertis à l'électricité (passage de 65 000 logements par an à 250 000 à l'horizon 2050). Le parc immobilier passerait ainsi de 40 % des logements chauffés à l'électricité aujourd'hui à 70 % en 2050.

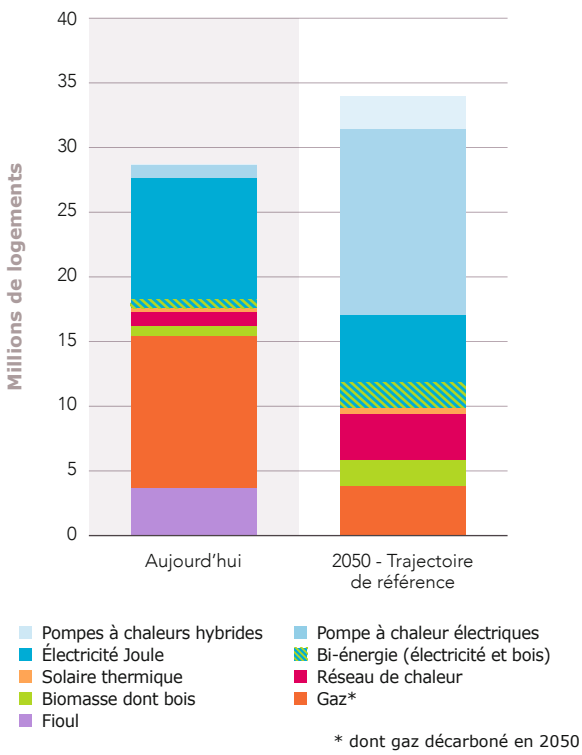
À ces évolutions sur le parc s'ajoute l'impact du réchauffement climatique sur les besoins de chauffe : avec l'élévation moyenne des températures hivernales (basées sur le scénario RCP4.5 du GIEC), ceux-ci se contracteraient d'environ 13 %.

Au global, la consommation électrique de chauffage se réduirait de 25 % environ à l'horizon 2050.

La conversion des systèmes de chauffe à l'électricité va globalement de pair avec celle de la production d'eau chaude sanitaire. Dans la trajectoire de référence, 70 % des ménages en 2050 auraient recours à l'électricité pour cet usage (contre 51 % aujourd'hui). Toutefois, il est attendu que cette évolution s'accompagne d'un développement des procédés thermodynamiques de production d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau thermodynamique et pompes à chaleur double service), déjà en forte croissance depuis plusieurs années et qui devraient ainsi devenir largement majoritaires à terme. Ces procédés, plus efficaces sur le plan énergétique, représenteraient alors environ deux tiers des équipements électriques de production d'eau chaude sanitaire en 2050, entraînant une contraction de plus de 20 % de la consommation de cet usage.

Parmi les facteurs d'évolution à long terme de la consommation des logements, la climatisation-ventilation est fréquemment citée comme l'un des facteurs à surveiller de près, notamment alors que le réchauffement climatique s'accélère et conduira à des températures plus élevées et une fréquence plus importante des canicules. Ce poste représente aujourd'hui une consommation annuelle faible, de l'ordre de 6 TWh. RTE estime qu'il devrait plus que

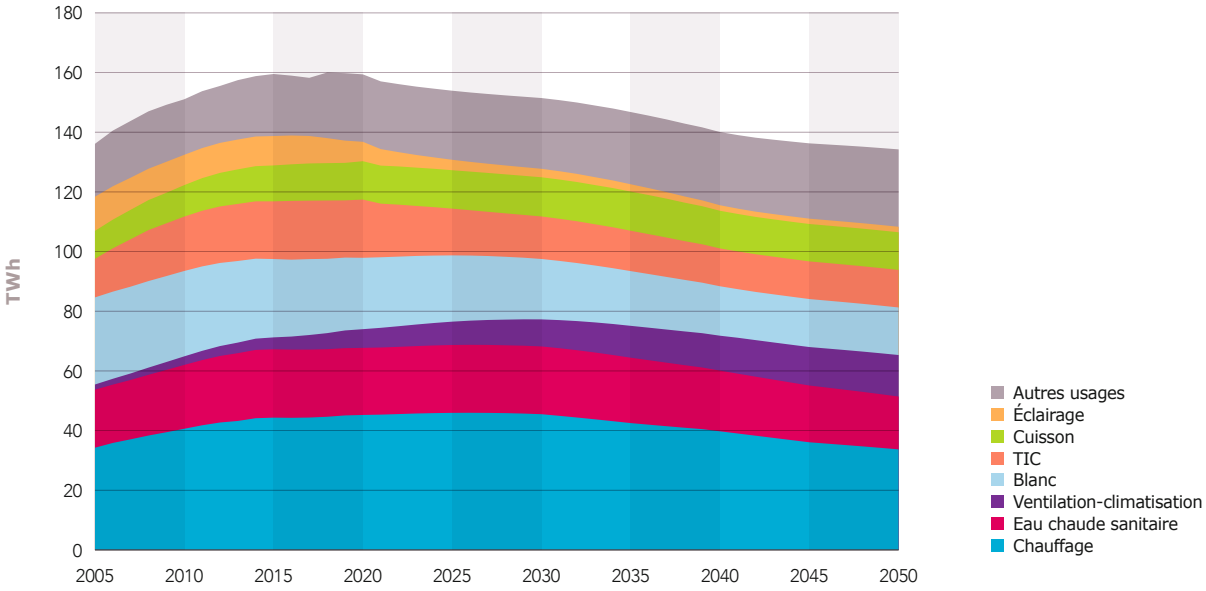
Figure 3.15 Évolution du parc de chauffage résidentiel entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence



* dont gaz décarboné en 2050

doubler et atteindre 14 TWh en 2050 (mais cette consommation est concentrée sur une période réduite). Trois raisons y concourent : (i) tous les logements neufs et tous les logements rénovés seront équipés d'un système de ventilation mécanique pour améliorer le confort d'été (il s'agit d'une obligation réglementaire dans la RE 2020), (ii) le taux d'équipement des ménages en climatisation est structurellement orienté à la hausse, et il est projeté qu'il atteigne environ 55 % des logements en 2050, (iii) le réchauffement climatique devrait se traduire par des températures estivales plus élevées en moyenne, intensifiant l'usage de la climatisation. Néanmoins, **même cette trajectoire très haussière ne conduit pas à faire de la climatisation un composant essentiel de la consommation des ménages en 2050.** La situation en France devrait ainsi demeurer durablement différente de celle des États-Unis ou des pays du sud de l'Europe.

Figure 3.16 Consommation électrique du secteur résidentiel – Trajectoire de référence



L'évolution de la consommation résidentielle repose également sur la poursuite des progrès d'efficacité énergétique. Cette perspective paraît réaliste. D'une part, elle prolonge une tendance désormais bien ancrée depuis une dizaine/vingtaine d'années : les nouveaux appareils sont plus performants que les anciens, et leur taux de renouvellement permet à ces gains de se diffuser plus rapidement dans l'économie. D'autre part, elle s'appuie sur une réglementation contraignante (étiquetage énergétique, normes constructives, règlements d'écoconception), établie au niveau européen. Dans la trajectoire de référence, ces usages spécifiques de l'électricité sont ainsi amenés à décroître en volume, même en intégrant une tendance au suréquipement des ménages pour le matériel informatique. À titre d'exemple, **la consommation électrique pour l'éclairage a beaucoup diminué au cours des dernières années et est susceptible d'être divisée par quatre d'ici 2050** par le seul effet de la généralisation des ampoules LED et de l'amélioration de leur performance énergétique.

Ces différents effets conduisent la consommation du secteur résidentiel à se contracter pour s'établir à 134 TWh en 2050 dans la trajectoire de référence, contre 160 TWh en 2019. Parmi les différents facteurs d'incertitude, il faut noter la sensibilité forte de ce chiffrage à la réussite de la politique de rénovation des logements, quand bien même la trajectoire de référence intègre un facteur de prudence par rapport à l'objectif fixé par la loi de disposer d'un parc immobilier équivalent au niveau BBC d'ici 2050.

Dans le cas contraire (variante « efficacité énergétique moindre ») la consommation serait plus élevée de 22 TWh et demeurerait stable par rapport à aujourd'hui. À l'inverse, une plus grande sobriété dans certains usages pourrait conduire à des valeurs plus faibles, de l'ordre de 23 TWh.

3.3.4 Tertiaire : un secteur dont certains usages sont amenés à croître dans le numérique, mais qui recèle également un fort gisement d'efficacité énergétique

Le secteur tertiaire représente 6 % des émissions de gaz à effet de serre françaises, et 16 % de la consommation finale énergétique. Il a été marqué par une dynamique haussière de la consommation énergétique durant plusieurs décennies, qui trouve sa source dans la tertiarisation de l'activité économique et l'essor de nouveaux usages de l'électricité (électrification des usages thermiques, développement de la bureautique…). Toutefois, une inflexion s'est fait jour depuis 2010 et se traduit depuis lors par une relative stagnation de la demande en énergie du secteur. Sa nature composite rend difficile l'interprétation fine des mouvements (moindre croissance de l'activité économique, efficacité énergétique en hausse, développement important des TIC…), dont les effets tendent à se contrebalancer.

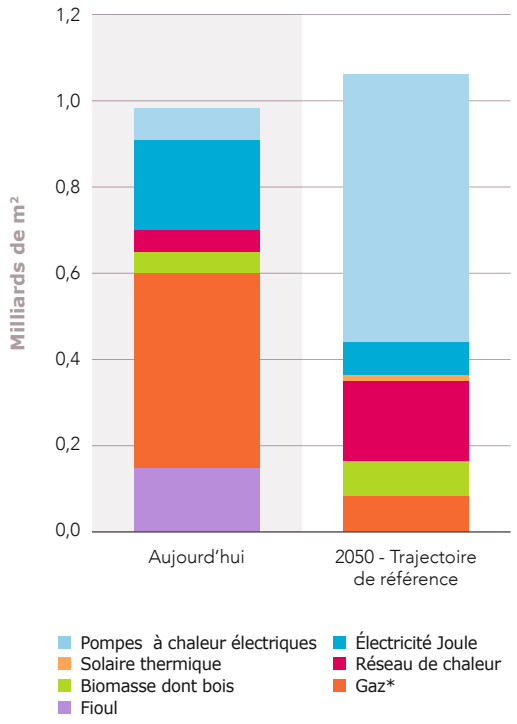
L'enjeu principal de décarbonation du secteur tertiaire porte, à l'instar du secteur résidentiel, sur les usages recourant à des combustibles carbonés, et donc aux usages thermiques du bâtiment (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson). Cela implique un effort accru d'amélioration de l'efficacité énergétique, tant sur l'isolation du bâti que sur les équipements, et d'importants transferts de consommation de combustibles carbonés vers l'électricité ou d'autres énergies bas-carbone.

La trajectoire de référence de l'étude traduit les ambitions publiques, et donc la perspective d'un effort important de rénovation thermique des bâtiments tertiaires (bureaux, surfaces commerciales). Cette ambition est portée par le décret tertiaire, adopté en 2019, et qui doit conduire à traiter 2,5 % du parc tertiaire chaque année, contre 1,5 % aujourd'hui, et à réduire ainsi le besoin de chauffage moyen par mètre carré de 40 % environ à l'horizon 2050. Cette baisse est renforcée par l'impact du réchauffement climatique.

Comme dans le secteur résidentiel, les orientations publiques sont supposées conduire à davantage de transferts vers l'électricité (essentiellement des pompes à chaleur) avec, à terme, un flux annuel moyen de plus de 10 millions de mètres carrés de surfaces tertiaires convertis à l'électricité. Cela conduirait à ce que 65 % environ des surfaces tertiaires soient chauffées électriquement en 2050 contre 30 % environ aujourd'hui. Malgré cette croissance du nombre de solutions de chauffage électrique, les gains escomptés d'efficacité énergétique sur le bâti et les systèmes de chauffe (pompes à chaleur) apparaissent suffisamment élevés pour conduire à une diminution de la consommation électrique de chauffage dans le secteur tertiaire, attendue en baisse de près de 20 % en 2050 par rapport à 2019 dans la trajectoire de référence.

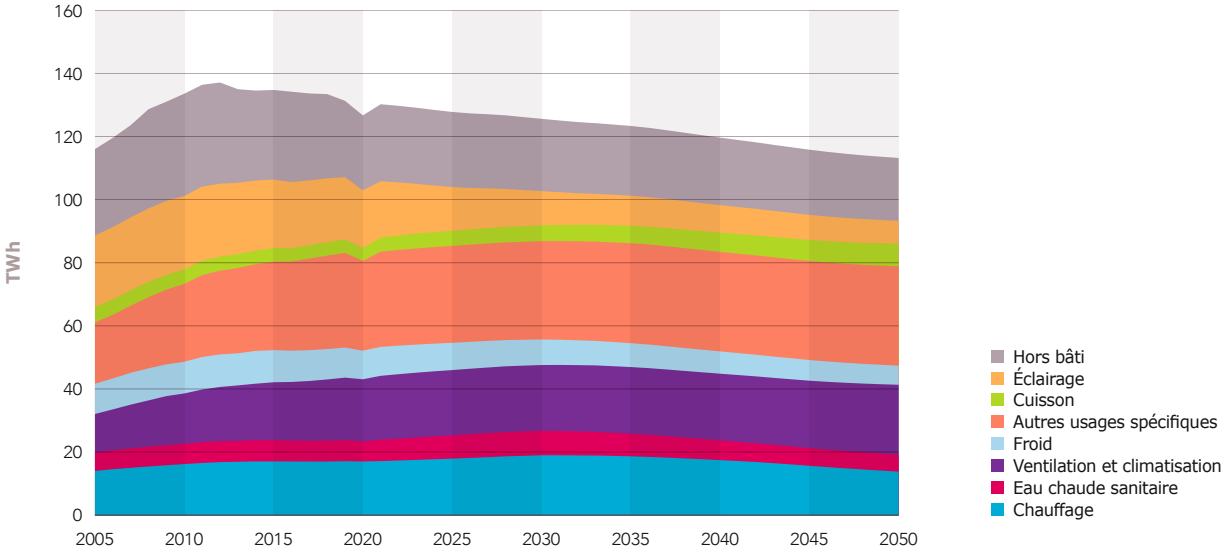
Le recours au vecteur électrique pour la production d'eau chaude sanitaire est supposé croître de façon corrélée à la part des surfaces chauffées à l'électricité. Cet effet fortement haussier devrait toutefois être moindre que celui – baissier – des gains d'efficacité énergétique, au travers d'équipements thermodynamiques. La consommation électrique

Figure 3.17 Évolution du parc de chauffage tertiaire entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence



* dont gaz décarboné en 2050

Figure 3.18 Consommation électrique du secteur tertiaire – Trajectoire de référence



pour la production d'eau chaude sanitaire s'établirait ainsi en 2050 à un niveau 20 % plus bas que celui de 2019.

La consommation de climatisation-ventilation est en revanche attendue en légère croissance (de 12 % environ) à l'horizon 2050, avec des gains d'efficacité énergétique qui contrebalancent partiellement l'augmentation des surfaces climatisées (par rapport aux logements, les surfaces tertiaires comme les bureaux ou les centres commerciaux sont déjà largement équipés de systèmes de ventilation et de climatisation) et celle de l'usage de la climatisation, renforcé par le réchauffement climatique.

Avec un potentiel de gains énergétiques relativement modéré et une part de marché en très forte croissance (près de 80 % en 2050 contre 40 % aujourd'hui), l'usage cuisson devrait voir sa consommation électrique croître de près de 70 % d'ici 2050.

Par ailleurs, comme dans le secteur résidentiel, l'efficacité énergétique des usages spécifiques (froid, bureautique, etc.) se poursuit sous l'effet moteur des règlements d'écoconception, avec un effet modérateur sur la consommation de ces usages.

En revanche, face à la croissance très rapide des flux de données, les perspectives de hausse de la consommation d'électricité associée aux usages numériques, et notamment aux *data centers*, fait l'objet de nombreux débats : certains acteurs portent la vision d'une croissance exponentielle de la demande, tandis que d'autres tablent sur une croissance plus modérée. Dans les scénarios de RTE, l'hypothèse retenue est celle d'une hausse marquée de la demande électrique des *data centers*, tout en modélisant une poursuite des gains d'efficacité énergétique (qui, au-delà des réglementations, répond à un objectif de performance économique pour les acteurs du numérique). Ce scénario conduit à un triplement de la demande d'électricité des *data centers* d'ici 2050, pour atteindre plus de 9 TWh.

Ainsi, la consommation du secteur tertiaire s'élèverait, dans la trajectoire de référence, à 113 TWh en 2050, contre 131 TWh en 2019. Ce niveau fluctue d'une vingtaine de térawattheures à la hausse ou à la baisse selon les différentes variantes étudiées.

3.3.5 Power-to-gas : une consommation d'électricité importante pour produire de l'hydrogène bas-carbone par électrolyse

La consommation d'hydrogène dans l'industrie représente 1 % des émissions de gaz à effet de serre en France, et 1 % de la consommation énergétique. L'hydrogène utilisé aujourd'hui est en effet un dérivé des hydrocarbures, dont il est extrait par vaporeformage.

Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue aujourd'hui un élément revendiqué de la stratégie énergétique française, au même titre que de celle de nombreux États européens (Allemagne, Espagne, Pays-Bas, Belgique). Cette perspective est récente et s'est structurée au cours des toutes dernières années, alors qu'elle ne figurait pas, ou alors marginalement, dans les stratégies de décarbonation. Elle s'articule autour de la double promesse que l'hydrogène permettrait de décarboner des secteurs où l'électrification est difficile ou onéreuse d'une part, et qu'elle constituerait un moyen de stocker de l'énergie très complémentaire avec le développement des énergies renouvelables électriques d'autre part. Les perspectives ouvertes par l'hydrogène bas-carbone ont été détaillées, récemment, par un rapport de référence de l'Agence internationale de l'énergie[9].

En l'état actuel des technologies, l'hydrogène bas-carbone serait très largement produit par électrolyse de l'eau, c'est-à-dire par un procédé électrique. D'autres modes de production sont possibles, notamment la pyrolyse ou la pyrogazéification de déchets. Néanmoins, ces technologies sont moins matures et le passage à l'échelle dans la production d'hydrogène bas-carbone, si elle se concrétise dans les prochaines années, sera largement réalisé en utilisant l'électricité.

Cette perspective conduit à envisager un nouveau rôle pour l'électricité. Celle-ci est aujourd'hui uniquement une « énergie finale ». Elle est ainsi directement consommée dans les bâtiments, dans l'industrie ou pour le transport ferroviaire par exemple. En ce sens, elle diffère du gaz naturel, qui est à la fois une énergie finale (utilisée notamment dans le secteur du bâtiment pour le chauffage ou dans l'industrie), et une énergie primaire utilisée pour produire de l'électricité.

Avec la perspective d'un développement de l'hydrogène par électrolyse, l'électricité deviendra un entrant servant à produire un autre vecteur énergétique, qui pourra lui-même être soit directement consommé en tant qu'énergie finale, soit transformé en un autre combustible (comme le méthane de synthèse), soit stocké et retransformé ultérieurement en électricité.

La consommation énergétique directe de l'hydrogène est appelée à se développer dans trois directions :

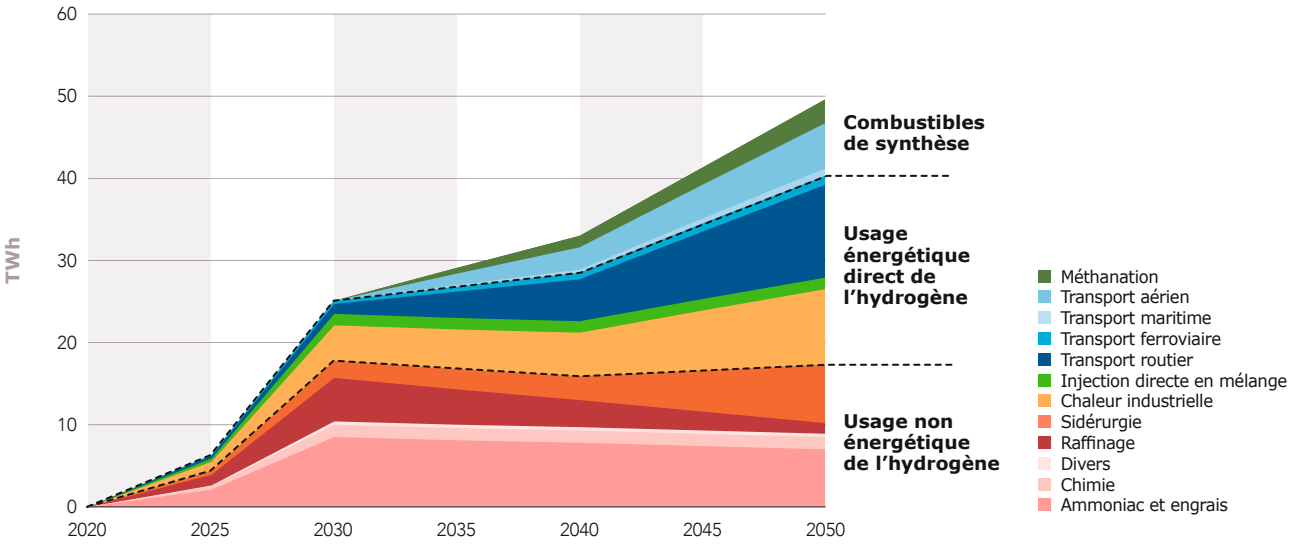
- dans l'industrie, pour la production de chaleur haute température, en substitution à de la biomasse ;
- en injection directe dans le réseau actuel de gaz naturel (mais de façon limitée en raison des contraintes de dilution) ;
- dans les transports, de manière limitée pour les transports ferroviaires et plus fortement dans les transports lourds (4 % des camions en 2050, couvrant 8 % des distances).

Les orientations de la SNBC, confirmées depuis par le Plan hydrogène et France relance, privilégient l'usage de l'hydrogène dans l'industrie dans un premier temps (afin de remplacer l'hydrogène actuel), puis dans les transports lourds. L'injection directe d'hydrogène ne constitue pas, en revanche, la voie privilégiée.

RTE a mené des premières analyses des enjeux techniques, économiques et environnementaux associés au développement en France de la production d'hydrogène par électrolyse à 2035, qui ont fait l'objet d'un rapport publié[10] en janvier 2020. Ces travaux s'intéressaient en particulier au mode opératoire des électrolyseurs, sous des hypothèses de développement correspondant aux orientations

9. *« Energy Technology Perspectives 2020 »* (AIE, septembre 2020) : https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020
10. RTE, 2020, *« La transition vers un hydrogène bas-carbone, atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 »*, https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf

Figure 3.19 Consommation électrique pour la production d'hydrogène – Trajectoire de référence



des pouvoirs publics décrits dans la SNBC. Ils ont permis d'établir différents régimes de production et de consommation d'hydrogène.

La production d'hydrogène est un procédé intensif en électricité. L'électricité nécessaire pour produire les volumes d'hydrogène correspondants à la SNBC s'élève à 50 TWh environ en 2050, contre zéro aujourd'hui. Ces volumes n'intègrent pas la demande d'hydrogène qui serait éventuellement nécessaire pour la production d'électricité, à travers la boucle *power-to-gas-to-power* dans certains scénarios de développement poussé des énergies renouvelables : ces volumes supplémentaires sont déterminés par simulation et seront détaillés au chapitre 9.

S'agissant d'un vecteur nouveau, pratiquement inexistant à l'heure actuelle, l'incertitude sur son développement apparaît extrêmement forte. Certaines ONG ont exprimé des réserves quant aux trajectoires très ambitieuses articulées dans plusieurs États, considérant que le développement de l'hydrogène bas-carbone devait être restreint à un socle « sans regret » constitué des usages actuels de l'hydrogène diminués de ceux associés au raffinage et aux hydrocarbures en général – qui n'auraient plus de justification dans une France neutre en carbone à l'horizon 2050[11]. *A contrario*, plusieurs acteurs soutiennent des perspectives de développement de l'hydrogène à une échelle encore supérieure. Cette perspective est intégrée à l'étude « Futurs énergétiques 2050 » sous la forme de la variante « hydrogène + », qui conduit à la production de 120 TWhH_2 (mobilisant un peu plus de 170 TWh d'électricité) et à une consommation électrique totale de 755 TWh.

Ainsi, le spectre de la consommation électrique pour la production d'hydrogène – hors production dédiée pour les besoins du système électrique – est particulièrement large : entre 40 et 171 TWh, avec une référence de 50 TWh.

11. https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/
https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/reseau-transeuropeen-dhydrogene-quel-role-dans-la
https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/plan-hydrogene-en-europe-les-conditions-du-succes

3.3.6 Une répartition sectorielle de la consommation qui évolue fortement

Sous l'effet des politiques de décarbonation, de l'apparition de nouveaux usages et des dynamiques d'évolution très différentes selon les grands secteurs de consommation, les scénarios de l'étude «Futurs énergétiques 2050» impliquent tous une évolution de la structure de la demande intérieure d'électricité.

La trajectoire de référence implique ainsi que la consommation des secteurs du bâtiment (résidentiel et tertiaire) s'inscrive à la baisse grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Dit autrement, le maintien de la consommation d'électricité dans la zone des 645 TWh en 2050 est tributaire d'une bonne exécution des politiques de rénovation du

Figure 3.20 Historique et évolution de la consommation d'électricité par secteur dans la trajectoire de référence

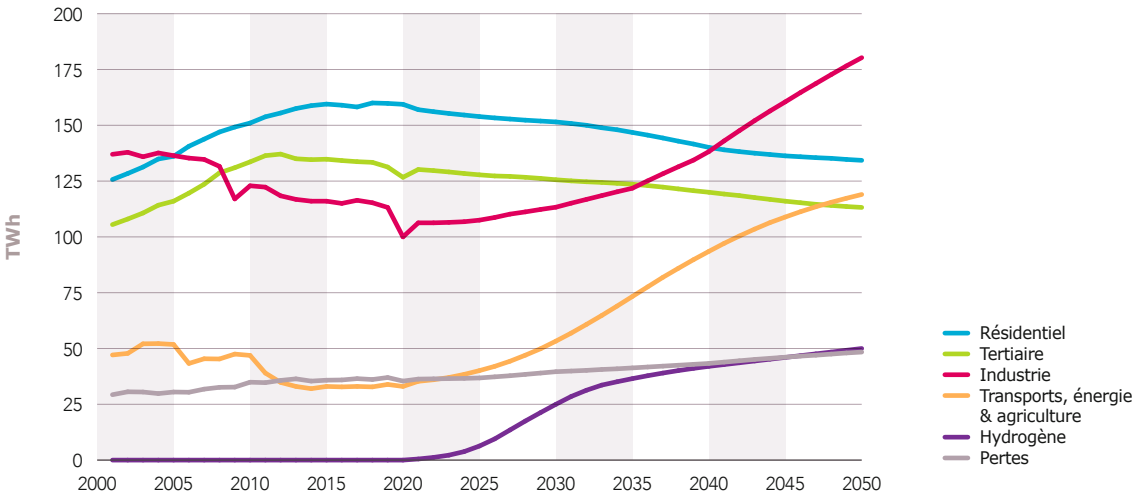
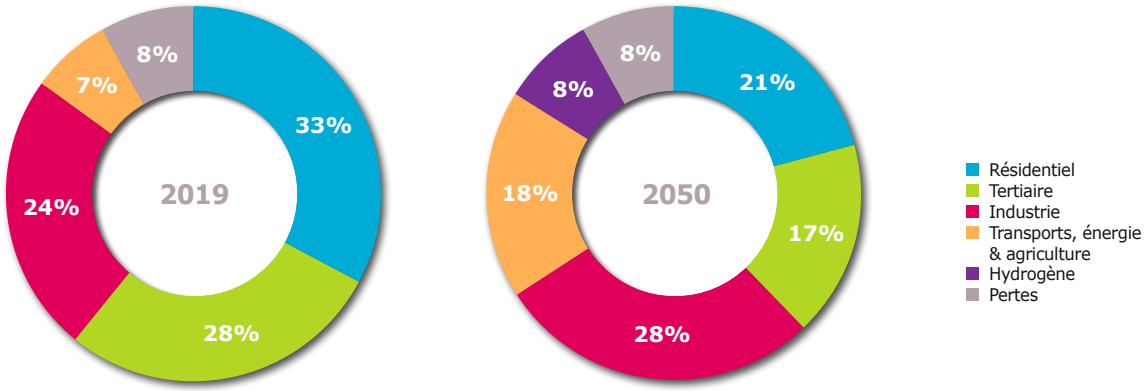


Figure 3.21 Évolution structurelle de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence



bâti, même si – par prudence et eu égard aux difficultés rencontrées dans le déploiement de ces politiques depuis une dizaine d'années – RTE a retenu dans la trajectoire de référence des hypothèses légèrement moins volontaristes que ne le prévoit la loi (laquelle vise l'atteinte d'un parc immobilier équivalent BBC à l'horizon 2050).

Cette maîtrise est utile alors que, dans les autres secteurs (industrie, transports), l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 implique une augmentation de la consommation d'électricité par rapport à aujourd'hui dans des proportions importantes.

La structure de la consommation intérieure d'électricité en France devrait donc être affectée en profondeur par ces évolutions contrastées.

Ainsi, une trajectoire de type SNBC conduirait l'industrie à redevenir le premier poste de consommation en France, rang qu'elle avait abandonné depuis 2005, dépassée successivement par le secteur résidentiel puis le secteur tertiaire. À l'opposé, les secteurs du bâtiment (résidentiel et tertiaire), qui pèsent aujourd'hui pour plus de 60 % de la demande électrique, ne devraient plus en représenter que 38 % en 2050.

3.3.7 Synthèse des principales hypothèses dans la trajectoire de référence sur la consommation d'électricité

Figure 3.22 Synthèse des principales hypothèses de la trajectoire de référence

		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	508 TWh	567 TWh	645 TWh
Cadrage socioéconomique	PIB *(TCAM)*	+1,5 %	2021/2030 : +1,4 %	2030/2040 : +1,3 %	2040/2050 : +1,3 %
	Population *(France métropolitaine)*	64,8 millions	66,7 millions	68,2 millions	69,0 millions
Efficacité énergétique	Rénovations dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	400000 par an	680000 par an	830000 par an	830000 par an
	Gains d'une rénovation dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	30 %	50 %	50 %	40 %
	Pompes à chaleur dans les logements existants *(moyenne sur dix ans)*	+40000 par an	+270000 par an	+330000 par an	+350000 par an
	Rénovations dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	1,5 % du parc par an	2,0 % du parc par an	2,5 % du parc par an	2,5 % du parc par an
	Gains d'une rénovation dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	15 %	25 %	40 %	50 %
Nouveaux usages et électrification	Part de chauffage électrique dans les logements neufs *(moyenne sur dix ans)*	50 %	80 %	85 %	85 %
	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	65000 par an	130000 par an	165000 par an	250000 par an
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	2,5 Mm^2 par an	7,5 Mm^2 par an	10,5 Mm^2 par an	10,5 Mm^2 par an
	Nombre de véhicules *(y compris véhicules hybrides rechargeables)*	0,3 millions	7,3 millions	24,7 millions	35,9 millions
	Part des camions électrifiés	0 %	2 %	8 %	21 %
	Consommation électrique pour la production d'hydrogène	0 TWh	25 TWh	42 TWh	50 TWh
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	9 TWh	34 TWh	77 TWh
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 sur l'eau chaude sanitaire et la cuisson	-	6 TWh	9 TWh	11 TWh
	Consommation des *data centers*	3 TWh	5 TWh	6,5 TWh	9,5 TWh
Parcs résultants	Part de logements chauffés à l'électricité	40 %	50 %	60 %	70 %
	Part de surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	30 %	40 %	55 %	65 %
	Part de l'électricité dans la consommation énergétique industrielle	30 %	35 %	45 %	60 %
	Part de l'électricité dans le parc de véhicules légers	1 %	20 %	65 %	95 %

3.4 Un scénario « réindustrialisation profonde » pour explorer les implications d'une reconquête industrielle assise sur une électricité compétitive et bas-carbone

3.4.1 La question de l'industrie dans les « Futurs énergétiques 2050 »

Alors que la question de la réindustrialisation et des fuites de carbone constituait à l'origine un thème d'étude parmi d'autres, elle s'est imposée au cours des deux ans de concertation comme un enjeu central de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».

Cette priorisation fait écho au consensus politique croissant, encore renforcé par la crise sanitaire, en faveur de politiques de réindustrialisation et/ou de relocalisation de certaines activités considérées comme stratégiques. Les raisons associées sont multiples : elles tiennent à la défense et la qualité de l'emploi, à la compétitivité de l'économie française, à la volonté de renforcer la souveraineté du pays ou à celle d'en réduire l'empreinte carbone.

Dans le cadre de la concertation, l'intérêt de construire un scénario consacré spécifiquement à ce thème a notamment été défendu par les organisations syndicales et les fédérations industrielles. RTE a ainsi proposé, à l'issue de la consultation publique, de retenir ce scénario comme l'un des principaux de l'étude, et de l'analyser sur plusieurs terrains en recherchant des réponses quantitatives :

- l'évaluation des perspectives d'évolution de la consommation d'électricité et d'hydrogène du secteur industriel à court, moyen et long terme, en fonction des ambitions ;
- l'analyse des choix les plus pertinents sur le mix électrique nécessaire pour alimenter cette consommation au meilleur coût ;
- les gains apportés par les scénarios de réindustrialisation sur les émissions en général et l'empreinte carbone de la France en particulier ;
- les conditions économiques et réglementaires auxquelles un scénario d'accélération peut être crédible.

Ces analyses confirment que la France dispose à date d'un double avantage comparatif (économique et climatique) en matière de production d'électricité *(voir chapitres 11 et 12).*

Cet avantage par rapport à d'autres pays est néanmoins transitoire : il est très marqué sur la décennie 2020-2030, encore important sur la période 2030-2040, mais tend à s'estomper au fur à et mesure que les réacteurs nucléaires existants seront arrêtés sur critère d'âge.

Cette analyse implique **qu'il existe une fenêtre d'opportunité en matière d'investissement dans l'appareil industriel au cours des prochaines années.** Un réinvestissement dans certains secteurs, ainsi que la relocalisation de certaines activités fortement émettrices au nom de la réduction de l'empreinte carbone, peuvent se justifier dans une perspective stratégique, économique et climatique.

Cette fenêtre d'opportunité correspond au calendrier des dispositifs de *France Relance*, et encore plus de ceux du Plan d'investissement *« France 2030 »* annoncé par le président de la République le 12 octobre 2021, qui organisent un soutien à l'électrification des industriels énergo-intensifs. Le détail des mesures de « France 2030 » devrait permettre d'affiner cette hypothèse et pourrait infléchir plus nettement la tendance de décarbonation, donc d'électrification.

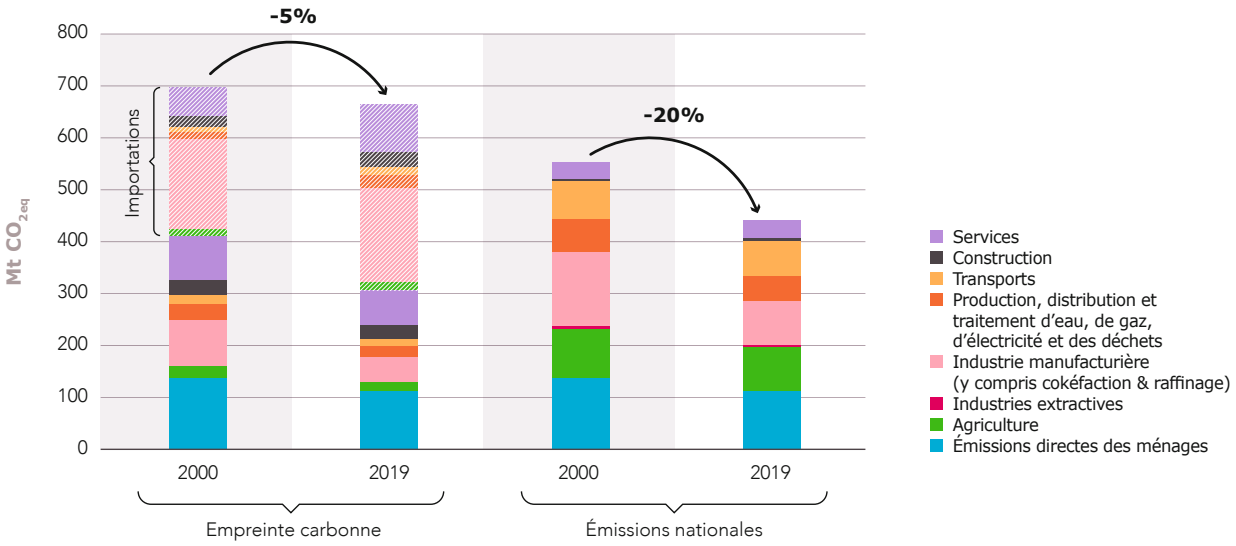
Le scénario de « réindustrialisation profonde » doit servir à en analyser les prérequis et les conséquences.

3.4.2 L'enjeu des fuites carbone

Au cours des quinze dernières années, les émissions de gaz à effet de serre en France ont diminué : selon l'inventaire national, elles sont passées d'environ 540 $MtCO_2eq$ à environ 440 $MtCO_2eq$ entre 2000 et 2015[12], soit une baisse de près de 20 %. Toutefois, dans le même temps, l'empreinte carbone de la France est demeurée globalement stable, autour de 700 $MtCO_2eq$, même si elle a eu tendance à baisser légèrement au cours des toutes dernières années.

La désindustrialisation du pays au cours de ces trente dernières années, accompagnée de l'augmentation de la demande intérieure en produits industriels, explique en large partie ce constat : **malgré les progrès dans l'efficacité énergétique des procédés en France et dans le monde, une partie des émissions a simplement été déplacée hors de France.**

Figure 3.23 Décomposition de l'empreinte carbone et des émissions nationales de la France entre 2000 et 2019



12. Les estimations provisoires pour 2019 sont du même ordre de grandeur.

3.4.3 Un scénario volontariste articulé sur les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, associés à quelques relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger

Par rapport à la trajectoire de référence – fondée sur une inflexion dans la trajectoire industrielle conduisant à maintenir la part de l'industrie dans le PIB à long terme, à rebours de la tendance actuelle –, **le scénario de réindustrialisation profonde est un scénario de rupture. Il implique de porter la part de l'industrie manufacturière dans le PIB à 12-13 % en 2050.**

De manière détaillée, plusieurs stratégies industrielles sont envisageables, en fonction des branches sur lesquelles l'accélération serait la plus marquée. Or la contribution au PIB et l'intensité énergétique par rapport à la valeur ajoutée peuvent différer très largement d'une branche à l'autre : l'analyse de ce scénario implique donc de réaliser des projections détaillées, branche par branche.

L'analyse menée a conduit à distinguer deux formes différentes de réindustrialisation, qui n'entraînent pas le même type d'effet sur la consommation énergétique en France et les émissions :

- Un premier type de réindustrialisation pourrait concerner les industries exposées aux risques de fuites de carbone, donc notamment l'industrie lourde et fortement consommatrice. Ses conditions de réalisations sont à préciser, mais intègrent la mise en œuvre de mécanismes efficaces d'ajustement carbone aux frontières.
- Un second type de réindustrialisation porterait sur certains secteurs stratégiques tels que l'électronique ou les équipements électriques. Ces secteurs sont ceux qui présentent des plus fortes valeurs ajoutées et conduisent à la plus forte croissance du PIB[13]. Ils sont moins sensibles au prix de l'énergie.

Dans le scénario «réindustrialisation profonde» de RTE, ces deux tendances sont panachées mais avec une plus forte pondération pour les secteurs technologiques de pointe et stratégiques. Le scénario est complété de quelques relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française, mais n'est pas construit autour du principe d'une relocalisation complète de certaines branches comme la pharmacie ou le textile. En effet, les perspectives de relocalisation de ces activités sont très faibles dans une économie ouverte, pour des raisons de normes environnementales ou de coût du travail.

13. L'interdépendance entre les branches industrielles et entre l'industrie et les autres secteurs productifs, ainsi que l'effet sur le PIB, sont évaluées grâce à des tableaux entrées-sorties de la comptabilité nationale, projetés sur l'horizon considéré. Ceci permet de disposer d'un cadre macroéconomique cohérent reliant les différents secteurs. Le modèle ne tient en revanche pas compte des effets de bouclage macroéconomique (impacts sur les salaires, rétroaction sur la consommation des ménages, etc.) pour lesquels un modèle d'équilibre général serait nécessaire.

3.4.4 Une consommation d'électricité en croissance de plus de 100 TWh par rapport à la trajectoire de référence

Le scénario «réindustrialisation profonde» de l'étude «Futurs énergétiques 2050» est fondé sur un investissement spécifique sur les secteurs stratégiques[14], ainsi que sur la relocalisation de certaines productions fortement exposées à la concurrence internationale et dont la fabrication à l'étranger est particulièrement intensive en carbone[15].

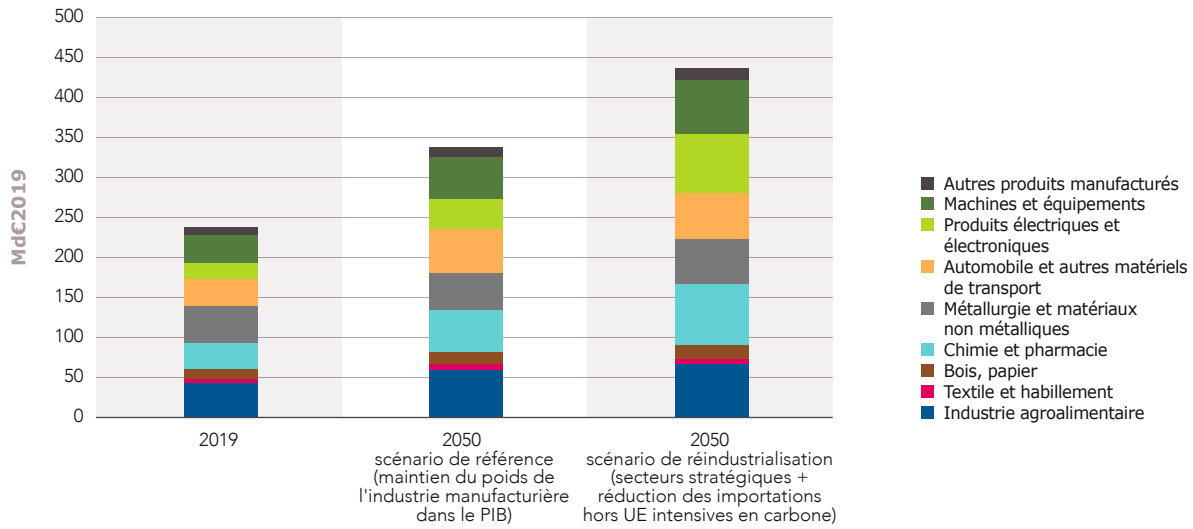
Le scénario se traduit par une diminution des importations provenant de pays hors Union européenne pour ces produits, qui implique l'introduction d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne. Il conduit en 2050 à :

- une augmentation du PIB par rapport à la trajectoire de référence (+5%)
- une augmentation du poids de l'industrie manufacturière dans le PIB (au-delà de 12%, contre 10% dans la trajectoire de référence).
- une valeur ajoutée de l'industrie supérieure de 80% à celle d'aujourd'hui.

La progression importante de l'activité industrielle se reflète dans l'évolution du solde commercial de l'industrie manufacturière, bien plus positive dans ce scénario que dans la trajectoire de référence : **le solde commercial dépasserait les 200 Md€ à l'horizon 2050, essentiellement sous l'effet de l'investissement dans les secteurs stratégiques.**

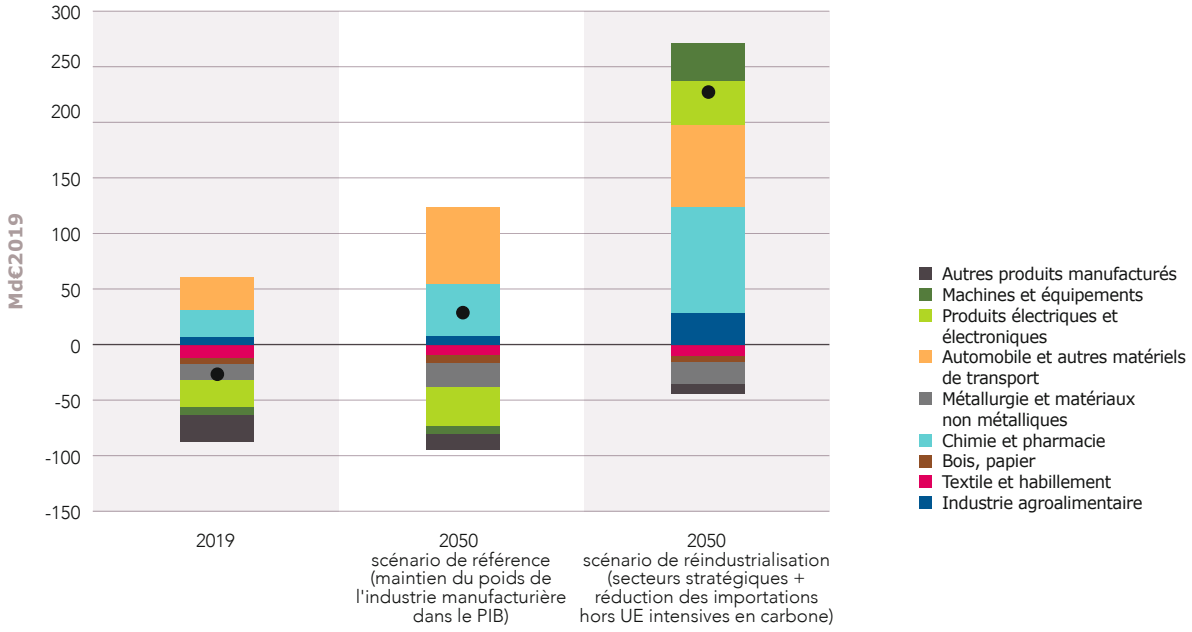
Un tel niveau serait particulièrement élevé au regard de l'historique. En effet, la balance commerciale pour l'industrie manufacturière était positive au début des années 2000, mais pour des volumes bien moindres (de 10 et 20 Mds€). Un niveau de 200 Mds€ correspond, en ordre de grandeur, à la performance de l'Allemagne au cours des dernières années.

Figure 3.24 Valeur ajoutée de l'industrie manufacturière en 2019, en 2050 dans la trajectoire de référence, et en 2050 dans le scénario «réindustrialisation profonde»



14. Les branches «stratégiques» sont essentiellement celles mentionnées dans le plan de relance élaboré en 2020 par le gouvernement, ainsi que les branches concernées par la transition énergétique (informatique et électronique, chimie, pharmacie, agroalimentaire, machines et équipements, équipements électriques, matériel médical, automobile et autres matériels de transport, matières premières et métallurgie).
15. Les branches à risque de fuite carbone considérées ici sont celles identifiées par l'Union européenne, qui bénéficient d'allocations d'un montant de quotas gratuits dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission.

Figure 3.25 Solde commercial de l'industrie manufacturière (et décomposition des soldes par branche) en 2019, en 2050 dans la trajectoire de référence, et en 2050 dans le scénario « réindustrialisation profonde »



Du point de vue énergétique, l'effet sur les consommations d'énergie est **un surcroît de la consommation électrique directe de l'industrie de près de 60 TWh/an, accompagné d'une hausse de la consommation de combustibles décarbonés comme l'hydrogène** par rapport à la trajectoire de référence. Cette consommation additionnelle de combustibles s'élèverait à environ 50 TWh, incluant les usages en tant que matière première. En supposant que la moitié de ce besoin en combustibles soit satisfait par la production en France d'hydrogène par électrolyse (le reste pouvant correspondre par exemple à des combustibles importés), la réindustrialisation contribuerait indirectement à la mobilisation de 37 TWh supplémentaires d'électricité.

3.4.5 Différentes variantes de réindustrialisation pour distinguer l'impact d'une stratégie fondée sur la valeur ajoutée de celle consistant à réduire l'empreinte carbone

Le scénario de réindustrialisation profonde combine les effets d'une réindustrialisation marquée sur les branches stratégiques (produits électroniques, etc.) et sur celles dont les importations sont intensives en carbone, et qui présentent des risques de « fuites de carbone ».

Ces logiques de réindustrialisation, donnant la priorité respectivement à la compétitivité stratégique et à la réduction de l'empreinte carbone, peuvent être analysées séparément :

- une trajectoire fondée sur la réduction de 50 % des importations intensives en carbone provenant de pays hors Union européenne (qui pourrait refléter l'introduction d'un mécanisme de compensation carbone aux frontières de l'Union européenne) entraîne un effet relativement limité sur l'augmentation du PIB par rapport au scénario de référence, ou sur la part de l'industrie manufacturière dans le PIB. En effet, les branches concernées sont souvent associées à des consommations d'énergie élevées mais à des valeurs ajoutées plus faibles que celles d'autres branches.
- une trajectoire portant principalement sur les branches stratégiques entraîne un effet très positif sur le solde commercial, le PIB ou la part de l'industrie dans le PIB.

Les études confirment qu'une relocalisation des productions les plus intensives en carbone a un effet plus important sur l'empreinte carbone de la France et les émissions qu'une relocalisation d'autres productions ou, de manière générale, qu'une réindustrialisation de l'économie.

- dans le cas d'une réindustrialisation portée essentiellement par une augmentation des exportations, la France contribuerait à la réduction des émissions mondiales, avec des productions bas-carbone qui se substitueraient dans le reste du monde à des produits plus carbonés, mais l'effet sur l'empreinte carbone de la France (liée à la consommation des ménages français) serait relativement limité.
- En revanche, une réindustrialisation couplée à une relocalisation marquée de la consommation, avec une réduction volontariste des importations qui seraient remplacées par de la production locale, pourrait contribuer de manière significative à la réduction de l'empreinte carbone du pays. La section qui suit décrit les effets de différentes stratégies de réindustrialisation et/ou relocalisation sur l'empreinte carbone et les émissions directes.

L'emploi constitue un autre enjeu qui pourrait être priorisé dans l'élaboration d'une stratégie nationale pour l'industrie. Un scénario qui privilégierait les branches intensives en emplois, tout en atteignant le même niveau de PIB et la même part de l'industrie manufacturière que dans le scénario « réindustrialisation profonde », nécessiterait un inversement de tendance très fort sur les branches concernées. Par exemple, pour le textile, cette trajectoire supposerait une réduction des importations jusqu'à des niveaux jamais vu depuis les années 1990, alors que les importations n'ont cessé d'augmenter sur les dernières décennies.

3.4.6 Des réductions de l'empreinte carbone plus importantes grâce à la relocalisation de la production

Une stratégie ambitieuse de réindustrialisation accompagnée d'une relocalisation des productions pour la satisfaction de la demande intérieure permet de réduire de manière significative l'empreinte carbone de la France par rapport à la trajectoire de référence, même en prenant en compte la décarbonation progressive des pays dont la France importe. La réduction de l'empreinte carbone sur la trajectoire d'ici 2050 serait de près de 900 $MtCO_2eq$ *(voir chapitre 12 pour les résultats détaillés sur ce volet).*

3.4.7 Synthèse des principales hypothèses du scénario de réindustrialisation

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Scénario réindustrialisation		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	538 TWh *(508 TWh)*	631 TWh *(567 TWh)*	752 TWh *(645 TWh)*
Activité économique	PIB *(TCAM)*	+1,5 %	2021/2030 : +1,5 % *(+1,4 %)*	2030/2040 : +1,5 % *(+1,3 %)*	2040/2050 : +1,5 % *(+1,3 %)*
	Part de l'industrie dans le PIB	9,9 %	10,5 % *(+9,8 %)*	11,4 % *(+9,9 %)*	12,3 % *(+10,0 %)*
	Solde commercial en biens manufacturés *(milliards d'euros)*	-27	+34 *(-11)*	+115 *(+6)*	+227 *(+29)*

3.5 Le scénario de sobriété permet de représenter les gains associés à des changements des modes de vie

3.5.1 La question de la sobriété dans les « Futurs énergétiques 2050 »

Le thème de la sobriété est incontournable dans la réflexion sur les futurs énergétiques.

Clé de voûte de la réflexion devant rendre possible la transition énergétique dans ses multiples dimensions pour les uns, repoussoir synonyme de décroissance et promesse de rupture par rapport aux modes de vie actuels pour les autres, la sobriété est devenue un thème de discussion qui cristallise les débats. Le terme lui-même s'avère particulièrement clivant. Dans le cadre de la consultation conduite par RTE, aucun accord ni aucune évidence ne ressortent des diverses contributions. Pour certains groupes, la sobriété est une évidence, tandis que d'autres en rejettent le principe même. Certains enfin jugent la question mal formulée au risque de favoriser le *statu quo* en matière de transition dans l'appareil productif.

Plus largement, même si des slogans de façade portant sur l'intérêt de moins consommer semblent faire l'unanimité, les implications de ce thème sont très larges – raison pour laquelle le terme de « sobriété » n'a rien de consensuel. Ce sont en effet les caractères des modes de vies actuels des processus de production, de l'organisation des sociétés, ainsi que de leur évolution qui sont ici en jeu.

Ces questions ont de fortes dimensions politiques, sociales et symboliques, adossées à des préférences philosophiques profondes. Loin d'être neuves, elles ont accompagné l'industrialisation de nos sociétés et ne peuvent pas être réduites, comme cela a été longtemps le cas, à une simple crainte devant la nouveauté. Par exemple, les débats sur les limites sociales et politiques d'une dynamique d'accumulation du capital productif visant à satisfaire des besoins sans cesse plus importants d'une partie de la population sont contemporains du modernisme et de l'essor industriel au XIX^{e} siècle. Dans les années 1970, à l'occasion de la parution du rapport Meadows[16] sur les limites à la croissance, ces débats ont été formulés en référence à des préoccupations d'ordre environnemental et économique. Ils ont, depuis, structuré le développement de l'écologie politique.

Dans cette situation, RTE a procédé à des choix visant à permettre une confrontation de points de vue sur les orientations qui peuvent être, dès aujourd'hui, envisagées. Il s'agit de mettre en avant plusieurs futurs possibles, tout en répondant à des impératifs techniques, matériels et économiques liés au fonctionnement du système électrique et à la sécurité énergétique du pays.

Un volet important des « Futurs énergétiques 2050 » est, en conséquence, consacré au cadrage de la réflexion sur la sobriété, en commençant par préciser les définitions utilisées et la méthode d'analyse (détaillée dans le cadre de la concertation). Celle-ci est fondée sur :

(i) l'ouverture des réflexions aux praticiens et représentants de la société civile pour repositionner les échanges sur les variables sociétales clés en amont du processus de scénarisation,
(ii) l'étude de variantes contrastées y compris sur le plan sociétal, ainsi que
(iii) l'explication des « implicites sociétaux » des scénarios.

Cette méthode a été bien accueillie par les parties prenantes.

Le second choix, qui découle du premier, consiste à problématiser le sujet en donnant à voir la

16. « *The limits to growth* », rapport du Club de Rome, 1972

différence entre un scénario de référence qui prolongerait les habitudes de vie actuelles et un scénario de sobriété qui marquerait des différences nettes. De ce fait, le débat sur les gains possibles de la sobriété comparés à la difficulté à les atteindre lorsqu'ils impliquent de déroger aux modes de consommation et de production actuels n'est pas « dissimulé » derrière un ensemble de paramètres techniques présentés en note de bas de page, mais rendu particulièrement visible.

Cette distinction entre scénario de référence et scénario de sobriété relève également d'une posture de prudence : le choix méthodologique qui consiste à fonder la trajectoire de référence sur des modes de consommation et de production se situant dans le prolongement de ceux d'aujourd'hui constitue une hypothèse prudente pour le dimenVsionnement du système électrique, dans un contexte où un éventuel surdimensionnement de la production d'électricité a des conséquences moins coûteuses qu'un sous-dimensionnement du mix par rapport à l'impératif de lutter contre le réchauffement climatique. Il n'invalide en rien l'intérêt de la sobriété comme levier pour la neutralité carbone.

3.5.2 Une distinction explicite entre sobriété et efficacité

Si les débats relatifs à la sobriété sont nombreux, il n'existe pour autant pas de définition de la sobriété qui fasse consensus.

La notion de sobriété provient en effet de mouvements et de racines très diverses. Dans les débats sur l'évolution des besoins énergétiques, plusieurs parties prenantes ont progressivement tenté de définir les contours de la notion de « sobriété énergétique » (qui ne couvre qu'une partie des enjeux de sobriété). Dans son panorama sur la sobriété, l'ADEME la définit ainsi comme « une recherche de «moins», de modération des biens et des services produits et consommés, tout en recherchant un «mieux», notamment une augmentation de la qualité de vie et du bien-être »[17]. L'association négaWatt évoque une démarche de réduction des consommations superflues s'organisant par une hiérarchisation des besoins, et favorisant les comportements et activités intrinsèquement peu consommateurs d'énergie au niveau individuel et collectif.

Le choix méthodologique des « Futurs énergétiques 2050 » consiste à distinguer explicitement la notion de sobriété de celle d'efficacité, souvent confondues dans les débats. L'efficacité correspond ici à la diminution de consommations énergétiques d'un dispositif technique pour un service rendu équivalent. Si l'efficacité s'avère complémentaire de la sobriété, cette dernière vise, au-delà de la seule amélioration de l'efficacité des matériels, à interroger plus fondamentalement les modes de production et de consommation

Le scénario de sobriété étudié repose sur une recherche de gisements dans tous les secteurs de consommation. La méthodologie déployée pour étudier ce scénario sobriété repose (i) sur une revue de littérature exhaustive portant sur les principaux axes de transformation en faveur d'une société plus sobre et (ii) sur une identification des actions en faveur de la sobriété.

17. ADEME, novembre 2019, Florian Cézard et Marie Mourad. «*Panorama sur la notion de sobriété – Définition, mises en œuvre, enjeux*» – Synthèse

3.5.3 La sobriété, un outil pour la lutte contre le réchauffement climatique

Les actions sur la demande d'énergie au travers des modes de vie constituent un outil évident pour l'atteinte de la neutralité carbone, qui doit être aujourd'hui systématiquement investigué. Deux questions se posent pour la modélisation : comment prendre en compte cet outil, et à quel niveau. Chaque organisme appelé à investiguer le thème de la neutralité carbone a dû répondre à cette question.

Cette intégration représente un défi méthodologique que certaines institutions ont relevé à l'instar du GIEC. Dans le cadre de ses derniers rapports, celui-ci s'est appuyé sur un canevas de cinq trajectoires appelées *Shared socio-economic Pathways* (SSP ou « Trajectoires socio-économiques de référence »), décrivant le cadrage démographique, macroéconomique et quelques grands déterminants autour des modes de vie afin d'intégrer des composantes économiques, sociétales et géopolitiques aux projections d'évolution des émissions et du climat.

De manière générale, **l'évolution des modes de vie vers davantage de sobriété est une notion désormais intégrée comme un des leviers de décarbonation dans la plupart des études prospectives,** mais avec des définitions diverses qui rendent difficile l'identification de l'ampleur des transformations envisagées et leurs effets sur la consommation énergétique ou la réduction des émissions.

Certains scénarios, comme ceux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), évoquent l'évolution des comportements individuels comme une des variables permettant de faciliter l'atteinte de la neutralité carbone. Les leviers mobilisés par l'AIE dans son scénario *Net-zero by 2050* restent toutefois limités et pèsent relativement peu dans la trajectoire de réduction des émissions (4 % des baisses d'émissions sur l'ensemble de la trajectoire).

À l'inverse, d'autres acteurs intègrent la sobriété au cœur de leur matrice d'analyse, en portant une vision systémique sur la transformation de l'organisation de la société et en déclinant de manière fine les effets de la sobriété activables dans les différents secteurs. En particulier, les associations négaWatt et Virage Energie[18] intègrent, de longue date, un volet important sur la sobriété énergétique dans leurs travaux prospectifs, en vue de proposer des trajectoires de transition vers un futur sans énergies fossiles dans l'optique de limiter le réchauffement climatique, tout en y ajoutant un autre objectif de sortie du nucléaire.

3.5.4 Un scénario sobriété qui explore dans une approche systématique et dans des proportions beaucoup plus importantes que la SNBC les conséquences d'une inflexion structurelle des modes de vie vers la recherche d'un moindre impact sur l'environnement

La trajectoire de référence des « Futurs énergétiques 2050 » suppose une poursuite des standards de vie actuels et notamment du degré de confort actuel. À ce titre, elle intègre des évolutions comportementales lorsque celles-ci apparaissent déjà amorcées dans la société ou sont prescrites par la réglementation. Elle ne présuppose donc pas de rupture comportementale par rapport à aujourd'hui.

L'analyse des gisements de sobriété, qui fait l'objet d'un scénario dédié, explore via une approche systématique les conséquences d'une inflexion structurelle des modes de vie et l'intérêt que revêtirait une telle évolution pour l'atteinte des objectifs climatiques.

18. Virage Energie, 2016, *« Mieux vivre en Nord-Pas-de-Calais : pour un virage énergétique et des transformations sociétales »*

3.5.5 Les gisements de sobriété sont détaillés et quantifiés

Dans le **secteur résidentiel,** la propension des individus à accepter de partager certains espaces et équipements, et potentiellement à disposer de moins de mètres carrés par personne, constitue la clé de voute de l'analyse de l'évolution de la consommation. Si une telle dynamique se matérialisait, l'impact serait majeur sur la consommation d'électricité.

Ainsi, le scénario sobriété prévoit une très légère hausse du nombre de personnes par ménage (2,3 en 2050 contre 2,2 aujourd'hui) avec un accroissement des parts de logements en mutualisation, dans le collectif. Malgré une tendance globale actuelle en faveur de la décohabitation, l'apparition de certaines pratiques localisées montrent qu'une telle évolution relèverait du possible : dynamisme de développement de la colocation (choisie) dans les villes, appétence pour l'habitat partagé et émergence de l'habitat participatif.

D'autre part, l**a baisse volontaire de la température de consigne de chauffage** de 1°C d'ici à 2050 (hypothèse SNBC) est le second gisement le plus souvent évoqué, associé à l'hypothèse **de réduction de l'usage de l'eau chaude sanitaire** (environ -30 % d'ici à 2050). Les ressorts qui conduiraient à de telles autolimitations peuvent être débattus (contrainte politique et sociale, ou alors choix individuels et libres de chaque citoyen) et seront approfondis dans l'analyse complète.

Dans le **secteur tertiaire**, le gisement le plus important identifié repose sur un **développement poussé du télétravail,** de l'ordre de 50 % du temps à distance pour les emplois qui le permettent, contre 20 % dans une vision qui intègre *a minima* les enseignements de la crise sanitaire. Cette tendance s'accompagnerait d'une diminution des surfaces par emploi (principalement dans la branche des bureaux) et donc d'une réduction des consommations énergétiques, tous usages confondus.

Un autre gisement notable de sobriété identifié dans la discussion repose sur des actions de sobriété numérique en lien avec l'équipement informatique et son usage pouvant conduire à une réduction de 10 % de la consommation unitaire d'électricité spécifique, pour toutes les branches du secteur tertiaire.

De manière plus anecdotique, la diminution de la publicité aura un impact sur les consommations énergétiques directement associées (écrans, affichages vidéo), ainsi que sur la consommation de biens au sens large. Ainsi, la transformation des modes de consommation induite (circuits courts, produits frais et de saison, manger local, moins consommer de manière générale) entrainerait une réduction de la taille des surfaces d'environ 10 % pour la branche commerce.

Dans le **secteur des transports** (de personnes et de marchandises), plusieurs gisements de sobriété sont mobilisés et s'articulent autour de deux objectifs :

- d'une part, il s'agit de **se déplacer moins** : en évitant les déplacements professionnels (grâce aux outils numériques, télétravail), en limitant les déplacements quotidiens, par le développement de logements collectifs, par davantage de concentration des fonctions de vie, commerces et loisirs de proximité (ville du quart d'heure) et grâce au développement croissant des circuits courts pour les marchandises (diminution de 20 % des km.tonnes de biens contre 9 % dans le scénario de référence) ;
- d'autre part, il s'agit de **se déplacer différemment :** les reports modaux se font depuis la route vers des modes alternatifs nettement plus sobres – les modes doux et transports en commun ou partagés qui réduisent le nombre de véhicules en circulation pour une même distance parcourue (2,2 personnes par véhicule en 2050, contre 1,7 dans la trajectoire de référence) – Le scénario «sobriété» repose également sur des hypothèses de pratiques et comportements vertueux (réduction de la vitesse moyenne de circulation, véhicules plus légers), permettant de diminuer d'environ 10 % la consommation kilométrique des véhicules. Pour les marchandises, les reports se feront au profit du fret fluvial ou ferroviaire.

L'industrie étant un secteur intermédiaire, les effets de la sobriété chez les consommateurs influent directement sur la structure de l'appareil de production.

Ainsi, le fait **de privilégier les produits frais et non transformés** réduit la demande pour les produits issus de l'industrie agroalimentaire en faveur des produits agricoles « bruts ».

L'allongement des durées de vie des équipements, le réemploi et le recyclage de matière occasionnent également un ralentissement de la production de certains biens et de l'intensité énergétique associée à la production de certains matériaux. De plus, le changement des pratiques dans le secteur des transports réoriente la production, en baisse, vers des véhicules plus légers et performants.

Enfin, toutes les branches du secteur de la construction sont ralenties par l'augmentation de la cohabitation et de la réduction des surfaces tertiaires.

Figure 3.26 Décomposition des leviers de sobriété électrique par secteur d'activité

	Leviers de sobriété	Effet (TWh évités)	
Résidentiel	Habitat à espaces partagés et légère augmentation de la taille unitaire des ménages	11,9 TWh	◀
	Limitation de la consommation de chauffage résidentiel	4,0 TWh	◀
	Limitation de la consommation en eau chaude résidentielle	4,7 TWh	◀
	Moindre taux d'équipement en climatisation résidentielle	1,1 TWh	
	Limitation de la consommation des autres usages résidentiels	0,7 TWh	
Tertiaire	Recours au télétravail (impact sur la consommation dans les bureaux)	9,1 TWh	◀
	Limitation des besoins énergétiques sur le lieu de travail	4,7 TWh	◀
	Limitation de la consommation de chauffage, climatisation et eau chaude sanitaire tertiaire	1,8 TWh	
	Réduction de la surface des commerces	1,1 TWh	
	Réduction des écrans publicitaires	0,5 TWh	
	Limitation de la consommation des autres usages tertiaires	0,8 TWh	
Transports	Report des déplacements individuels en voiture vers le covoiturage	9,8 TWh	◀
	Réduction moyenne de la vitesse de circulation et véhicules plus petits	5,4 TWh	◀
	Recours au télétravail (impact sur les déplacements domicile-travail)	2,8 TWh	
	Reconcentration des fonctions de vie	2,7 TWh	
	Recours aux produits issus de circuits courts	0,7 TWh	
	Report modal vers les moyens de mobilité douce	0,7 TWh	
Industriel	Consommation d'une alimentation moins transformée	5,8 TWh	◀
	Moins d'engrais azotés dans l'agriculture *(y compris effet sur la production d'hydrogène)*	3,4 TWh	◀
	Allongement des durées de vie des équipements	3,3 TWh	◀
	Baisse de la vente de véhicules/fabrication de véhicules plus petits	2,8 TWh	
	Réduction de la construction	2,2 TWh	
	Économie circulaire	2,1 TWh	
	Limitation des emballages et de la publicité	1,7 TWh	
	Limitation du plastique à usage unique	0,9 TWh	
	Recours à des matériaux biosourcés dans la construction	0,6 TWh	

3.5.6 Des économies d'énergie potentiellement significatives, mais une trajectoire de consommation qui reste néanmoins orientée à la hausse à l'horizon 2050

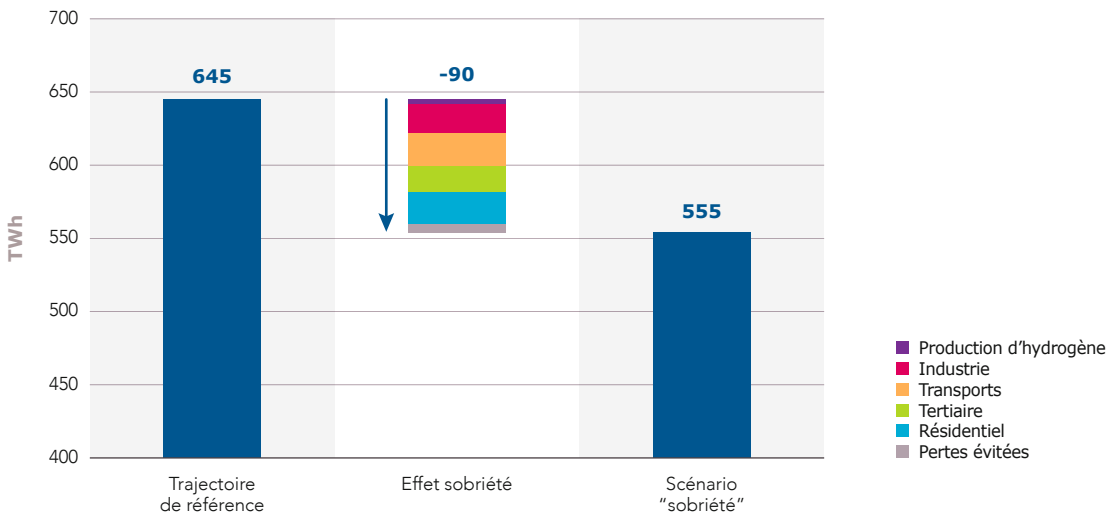
Les économies d'énergie permises par l'activation des gisements de sobriété sont importantes. À l'horizon 2050, elles sont estimées à environ 90 TWh.

Juger du réalisme de ces gisements n'entre pas dans le champ du présent rapport, et renvoie très largement à des représentations politiques ou symboliques déjà évoquées plus haut. Il est certain que le scénario «sobriété» des «Futurs énergétiques 2050» constitue en lui-même un système différent de celui d'aujourd'hui, et implique des changements organisationnels importants (organisation des villes et de l'habitat de manière générale, inversion de la tendance à l'augmentation de la taille des véhicules, etc.). Toutefois, il représente une société dont les traits principaux ont été conservés : la mobilité demeure essentiellement individuelle, l'habitat est toujours organisé de manière prédominante autour des cellules familiales, etc. Des lectures antagonistes seront donc possibles sur ce scénario : pour en déplorer le manque d'ambition ou au contraire en souligner le caractère déjà très normatif.

L'enseignement le plus important pour la prospective réside, de manière plus fondamentale, dans le fait que **l'activation simultanée des leviers du scénario sobriété n'apparaît pas de nature à infléchir la tendance prévisionnelle d'augmentation de la consommation d'électricité dans un cadre de neutralité carbone.**

En effet, la consommation atteindrait 555 TWh en 2050 dans le scénario sobriété contre 475 TWh en 2019. Si elles permettent d'infléchir de manière significative l'évolution de la consommation, les mesures de sobriété ne remettent donc pas en cause son caractère haussier. *A contrario,* cela signifie que les scénarios impliquant une stabilité voire une réduction de la consommation d'électricité reposent soit sur une organisation sociale plus fondamentalement en rupture par rapport à aujourd'hui, soit sur un renoncement à la trajectoire de neutralité carbone dans un cadre proche de la SNBC.

Figure 3.27 Décomposition des effets d'actions de sobriété sur la consommation en 2050



3.5.7 Synthèse des principales hypothèses du scénario de sobriété

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Scénario sobriété		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	479 TWh *(508 TWh)*	509 TWh *(567 TWh)*	555 TWh *(645 TWh)*
Gisement de sobriété	Nombre moyen de personnes par ménage	2,17	2,23 *(2,07)*	2,28 *(2,01)*	2,33 *(1,98)*
	Baisse moyenne de la température de consigne du chauffage	-	0,3°C *(0°C)*	0,7°C *(0°C)*	1°C *(0°C)*
	% du temps de télétravail	-	20 % *(4 %)*	35 % *(8 %)*	50 % *(10 %)*
	Taux d'occupation moyen des véhicules légers	1,62	1,73 *(1,65)*	1,97 *(1,68)*	2,20 *(1,70)*
	Dépense annuelle moyenne par personne en produits de l'industrie agroalimentaire par rapport à 2019	-	stable *(+3 %)*	stable *(+12 %)*	stable *(+21 %)*
	Évolution de la part de marché des citadines dans les ventes par rapport à 2019	-	+4 % *(stable)*	+8 % *(stable)*	+10 % *(stable)*

3.6 Une trajectoire « accélération 2030 » pour atteindre le nouvel objectif européen de -55 % sur les émissions nettes

3.6.1 Un nouvel objectif de réduction des émissions impliquant une électrification accrue à court terme

Dans le cadre de son nouveau « Pacte vert », l'Union européenne a fixé l'objectif d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % net en 2030 (contre -40 % brut) par rapport aux niveaux de 1990 et l'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle de l'Union d'ici 2050. Il s'agit d'une réévaluation significative du degré d'ambition par rapport à l'objectif précédent.

Ces nouvelles ambitions sont susceptibles d'accélérer le transfert de certains usages d'énergie vers l'électricité. Plusieurs mesures contenues dans le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » publié en juillet 2021 vont dans ce sens, notamment la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émissions pour le transport routier et le bâtiment. La Commission européenne a également proposé un objectif de réduction de 100 % des émissions dans les parcs de véhicules légers (voitures et véhicules utilitaires légers) vendus dès 2035.

La proposition de modification du règlement européen sur la répartition des efforts, concernant les émissions des secteurs non couverts à l'origine par le système d'échange de quotas d'émissions, établirait une réduction de 47,5 % des émissions françaises dans ces secteurs. D'autre part, la révision du système d'échange de quotas (SEQE), également proposée par la Commission européenne en juillet 2021, rehausserait l'objectif européen de réduction des émissions couvertes par le SEQE, qui passerait de -43 % à -61 % en 2030.

L'accélération de l'électrification est un des leviers efficaces pour permettre l'atteinte des nouveaux objectifs 2030, d'autant plus que la production d'électricité bas-carbone en France restera excédentaire à cet horizon.

La variante « accélération 2030 » implique des évolutions dans les rythmes de déploiement de l'électricité sur les trois principaux secteurs émetteurs : les transports, l'industrie et le bâtiment.

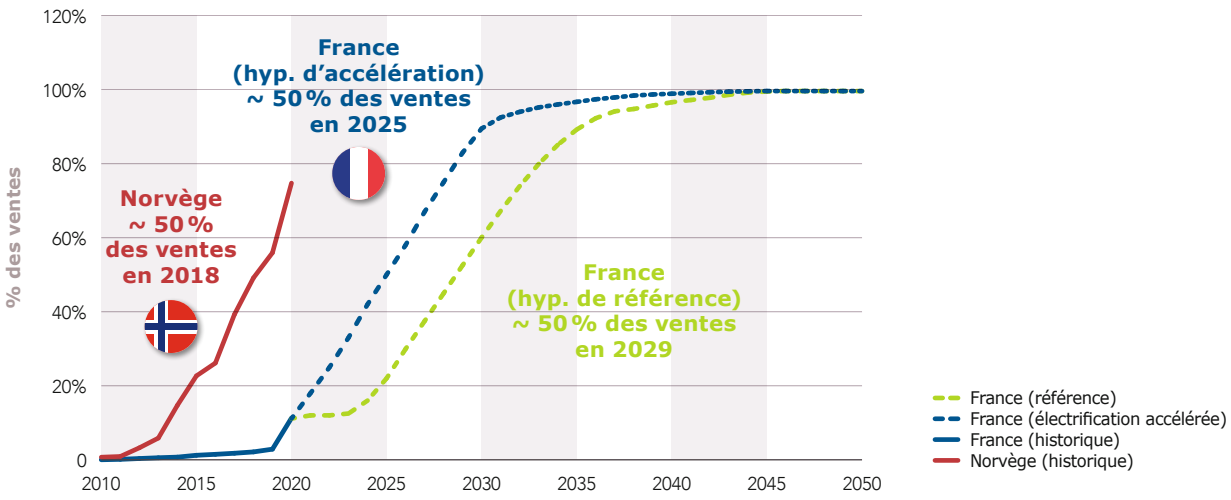
3.6.2 Une accélération marquée dans le secteur des transports

Le secteur des transports apparaît le plus propice à une accélération.

D'une part, le taux de renouvellement naturel du parc automobile est élevé (6 à 7 % par an pour les véhicules légers, contre 1 à 2 % par an dans le logement) : il s'agit donc de remplacer des véhicules polluants en fin de vie par des véhicules neufs utilisant un combustible bas-carbone. D'autre part, sous certaines conditions, la bascule vers le véhicule électrique présente une bonne efficacité économique au regard d'autres actions de décarbonation (les coûts d'abattement des émissions sont relativement faibles : l'étude finale présentera des évaluations réactualisées sur ce point). Enfin, la dynamique industrielle est engagée : la part de marché de l'électrique progresse, les constructeurs automobiles électrifient leur flotte bien plus rapidement qu'initialement escompté et les nouveaux objectifs annoncés à l'échelle européenne (fin de la vente de véhicules thermiques en 2035) sont de nature à accélérer la transition.

La trajectoire « accélération 2030 » prolonge la dynamique positive observée en 2020-2021, en supposant notamment une part de marché de 50 % pour l'électrique (tout électrique et hybride rechargeable) sur le segment des voitures particulières en 2025, contre 2029 dans la trajectoire de référence.

Figure 3.28 Part de marché des véhicules électriques (tout électriques et hybrides rechargeables) dans les ventes de voitures particulières



3.6.3 Une bascule vers les pompes à chaleur plus rapide dans le secteur du bâtiment

Dans le secteur du bâtiment, aussi bien résidentiel que tertiaire, la trajectoire de référence prend déjà en compte une électrification volontariste des usages, en particulier du chauffage. En effet, le rythme des transferts vers des solutions électriques de chauffage dans l'existant entre 2021 et 2030 est doublé par rapport à la décennie précédente dans le résidentiel et même triplé dans le tertiaire. Cette rupture de tendance répond aux orientations publiques de décarbonation des usages, portées par la SNBC.

Dans une variante d'électrification plus poussée, cette accélération est davantage marquée, mais avec un effet cependant limité à l'horizon 2030. Ainsi, la part de chauffage électrique dans le bâtiment est rehaussée de l'ordre de quelques pourcents en 2030 par rapport à la trajectoire de référence, et par le biais de pompes à chaleur, c'est-à-dire d'appareils très performants sur le plan énergétique.

De ce fait, à un horizon de temps relativement court à l'échelle de la durée de vie d'un système de chauffage et en raison de l'inertie importante propre au secteur du bâtiment, cette augmentation n'a qu'un impact limité sur la consommation d'électricité en 2030. Ainsi, pour le résidentiel et le tertiaire, la variante d'électrification poussée conduit à une consommation en hausse d'environ 4 TWh en 2030 par rapport à la trajectoire de référence.

Une accélération de la transition du secteur des bâtiments au-delà de ces niveaux est possible mais elle nécessite un effort structurel très important sur le parc de bâtiments existants, avec des incitations ou des obligations largement renforcées par rapport aux mesures en vigueur.

3.6.4 Un effet sur l'industrie dans le cadre du plan de relance

La trajectoire de référence intègre déjà une forte intensification des transferts d'usage dans le secteur industriel, tant sur les procédés que sur les besoins de chaleur, des combustibles carbonés vers l'électricité. Calibrée en s'appuyant sur la base de données industrielle et les analyses du CEREN, elle est fondée sur une estimation du potentiel techniquement réalisable d'électrification et de la cible atteignable en 2050 compte tenu des temps de retour des différentes technologies.

Le scénario « réindustrialisation profonde » présenté en partie 3.4 décrit une France structurellement réindustrialisée, en allant significativement plus loin que le scénario de référence. Néanmoins, ce scénario produit des effets marquants à long terme, et donc notamment aux échéances 2040 et 2050.

Dans la trajectoire « accélération 2030 », un rythme d'électrification encore plus rapide de l'industrie est retenu, en considérant que les soutiens publics mis en place dans le cadre de France Relance, puis du nouveau plan d'investissement « France 2030 », permettent d'atteindre un rythme de conversion plus soutenu des énergies fossiles (principalement le fioul) vers l'électricité et les réseaux de chaleur.

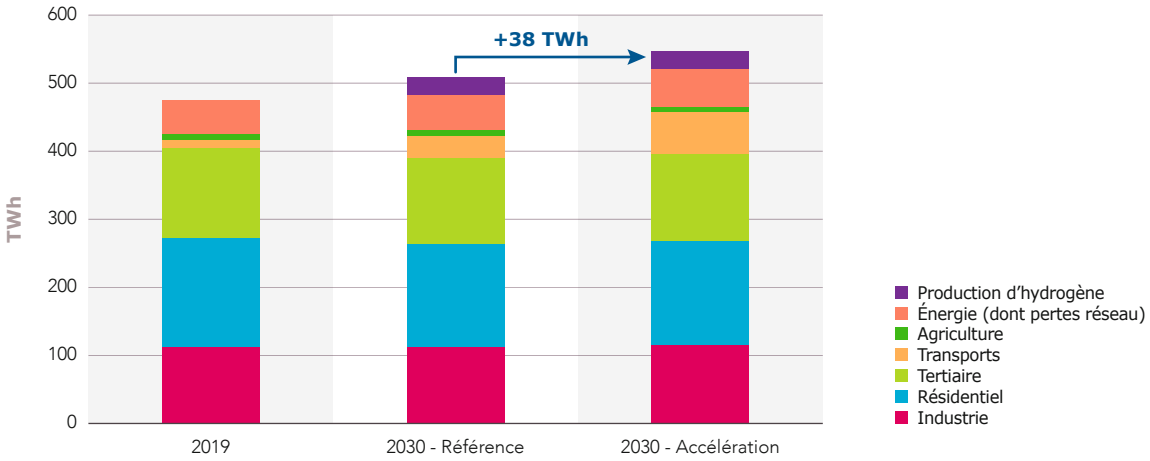
Cette trajectoire peut s'appuyer sur des exemples concrets de projets d'investissements dans les grandes zones industrielles françaises (par exemple à Dunkerque ou à Fos) pouvant concerner des secteurs très énergivores comme la sidérurgie.

En pratique, les conditions de réussite de la trajectoire « accélération 2030 » doivent encore être précisées. Elles impliquent la déclinaison rapide des perspectives d'électrification en projets concrets et une inversion de la logique décisionnelle sur le raccordement (les travaux de renforcement de la capacité d'accueil dans ces zones ne sont pas très coûteux mais peuvent être longs à cadre procédural inchangé et il sera nécessaire de faire démarrer les travaux en anticipation par rapport à certains projets, si ceux-ci doivent se concrétiser entre 2025 et 2030).

3.6.5 Bilan : un effet haussier sur la consommation d'électricité proche de 40 TWh à l'horizon 2030

Atteindre un objectif renforcé de réduction des émissions d'ici 2030 entraîne sans aucun doute un effet haussier sur la consommation d'électricité en France, dans un contexte favorable où la production d'électricité est à 93 % décarbonée. L'effet associé est estimé à environ 40 TWh par rapport à la trajectoire de référence. La trajectoire « accélération 2030 » est donc légèrement supérieure à la trajectoire haute du dernier Bilan prévisionnel, mais dans des proportions qui n'en modifient pas les conclusions s'agissant de la faculté à garantir la sécurité d'approvisionnement sous certaines conditions.

Figure 3.29 Consommation électrique dans les trajectoires de référence et « accélération 2030 »



3.7 D'autres configurations ont été étudiées, avec des évolutions contrastées sur le rythme de déploiement de l'efficacité énergétique, de l'électrification directe ou encore de l'hydrogène

Au-delà de la trajectoire de référence et des scénarios de réindustrialisation et de plus grande sobriété, les débats et les retours de consultation publique ont mis en exergue des positions divergentes sur les hypothèses associées à l'évolution de consommation à long terme.

Aussi, la trajectoire de référence retenue par RTE s'accompagne de l'étude d'autres configurations. Celles-ci visent à refléter des trajectoires contrastées s'agissant des modes de vie, des politiques publiques en matière de décarbonation de l'économie ou des rythmes de transformation du système et à en dégager les conséquences pour le dimensionnement du système électrique

3.7.1 Sur l'efficacité énergétique

Comme évoqué à plusieurs reprises dans le présent chapitre, la projection sur les gains futurs en matière d'efficacité énergétique est centrale en matière de prospective énergétique. En retenant une hypothèse de réduction de 40 % de la consommation d'énergie finale, la France a retenu une hypothèse qui se situe dans le haut de la fourchette des autres pays européens.

Lors de la consultation publique, plusieurs répondants ont remis en cause l'intérêt de certaines mesures d'efficacité prévues par la SNBC en mettant en avant leur coût important par rapport à d'autres leviers de décarbonation ou le caractère trop optimiste des trajectoires retenues.

À l'inverse, d'autres répondants indiquent que les leviers d'efficacité énergétique possèdent de nombreux bénéfices au-delà de la réduction de la consommation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre et qu'ils sont sans regret et nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixés.

Pour apporter un éclairage sur ces questions, RTE a intégré aux « Futurs énergétiques 2050 » une analyse de sensibilité portant sur le rythme de déploiement des mesures d'efficacité énergétique. Cette variante, qui sera détaillée dans le rapport final, conduirait à une consommation d'électricité de l'ordre de 720 TWh en 2050.

3.7.2 Sur le rythme et le niveau cible d'électrification des usages

Les débats sur le niveau d'électrification pour atteindre la neutralité carbone sont tout aussi structurants dans l'élaboration des perspectives. Comme évoqué plus haut, s'il existe un consensus sur la nécessité d'utiliser l'électricité pour remplacer en partie les énergies fossiles et donc sur le fait que la part de l'électricité dans le mix énergétique est amenée à s'accroître, les proportions de cette augmentation demeurent sujet de débat.

Certains suggèrent que la SNBC accorde une place trop importante à l'électrification, notamment dans l'industrie voire dans le résidentiel et les transports, par rapport à d'autres sources comme la biomasse ou les imports de combustibles énergétiques décarbonés. D'autres soulignent à l'inverse les incertitudes sur le gisement de biomasse pouvant être consacrée à l'énergie (via le biogaz ou les biocarburants) ou encore la capacité à déployer plus rapidement des solutions électriques, et mettent ainsi en évidence l'intérêt de cibler une électrification plus rapide et/ou plus poussée des usages, notamment dans les transports.

Les travaux des « Futurs énergétiques 2050 » intègrent ainsi deux trajectoires contrastées sur le rythme d'électrification, avec un éclairage spécifique sur la possibilité d'accélérer l'électrification de certains usages (en particulier les transports) d'ici 2030 en vue d'atteindre les nouveaux objectifs européens sur les émissions de gaz à effet de serre (la trajectoire d'électrification soutenue coïncide, à l'horizon 2030, avec la trajectoire « accélération 2030 » présentée dans la partie 3.6).

3.7.3 Sur un recours renforcé à l'hydrogène

Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue l'une des solutions mises en avant pour atteindre la neutralité carbone, notamment pour décarboner certains usages dans l'industrie ou les transports (camions, bus, bateaux, avions…). Au cours des dernières années, des visions ambitieuses de développement de l'hydrogène se sont développées, et les pouvoir publics ont adopté en septembre 2020 une stratégie hydrogène en lien avec le plan de relance adopté à la suite de la crise sanitaire.

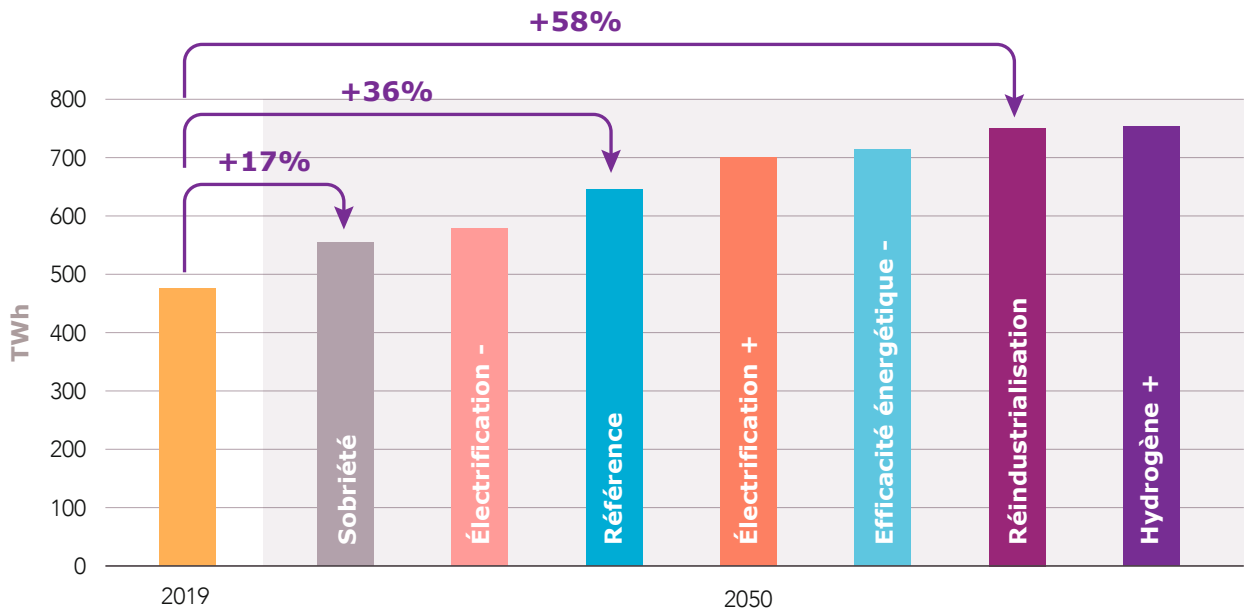
Dans ce contexte et suite aux demandes issues de la concertation, RTE a élaboré et étudié une trajectoire fondée sur une accélération forte du développement de l'hydrogène (trajectoire « hydrogène + »), conduisant à une demande finale d'hydrogène nettement plus élevée que dans la trajectoire de référence : plus de 120 TWh H_2 PCI à l'horizon 2050 contre environ 40 TWh H_2 PCI dans la trajectoire de référence (hors hydrogène nécessaire à l'équilibrage du système électrique). L'hydrogène ainsi développé se substitue à l'électrification directe dans certains secteurs compliqués à électrifier (sidérurgie…) ainsi qu'à l'utilisation de biomasse (transport lourd, chaleur industrielle).

Dans le cas où tout ou partie de ce complément d'hydrogène est produit par électrolyse en France, il en résulte une consommation d'électricité supplémentaire, qui s'avère structurante pour le dimensionnement du système électrique.

3.7.4 Bilan des scénarios et variantes

In fine, en complément de la trajectoire de référence, ce sont six trajectoires de consommation qui font l'objet d'une analyse détaillée dans cette étude.

Figure 3.30 Synthèse des trajectoires de consommation modélisées dans l'étude



3.7.5 Synthèse des principales hypothèses des différentes variantes étudiées

Figure 3.31 Synthèse des principales hypothèses des différentes trajectoires de consommation

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante efficacité énergétique moindre		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	527 TWh *(508 TWh)*	610 TWh *(567 TWh)*	714 TWh *(645 TWh)*
Efficacité énergétique	Rénovations dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	400000 par an	470000 *(680000 par an)*	680000 *(830000 par an)*	700000 *(830000 par an)*
	Gains d'une rénovation dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	30%	45% *(50%)*	45% *(50%)*	40% *(40%)*
	Pompes à chaleur dans les logements existants *(moyenne sur dix ans)*	+40000 par an	+180000 par an *(+270000 par an)*	+220000 par an *(+330000 par an)*	+230000 par an *(+350000 par an)*
	Rénovations dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	1,5% du parc par an	1,8% du parc par an *(2% du parc par an)*	2% du parc par an *(2,5% du parc par an)*	2% du parc par an *(2,5% du parc par an)*
	Gains d'une rénovation dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	15%	20% *(25%)*	30% *(40%)*	30% *(50%)*
	Consommation kilométrique des véhicules légers	18,6 kWh/ 100 km	17,4 kWh/ 100 km *(17,1 kWh/100 km)*	16,3 kWh/ 100 km *(15,6 kWh/100 km)*	15,2 kWh/ 100 km *(14,1 kWh/100 km)*
	Taux d'atteinte des gisements d'efficacité énergétique	-	20% *(30%)*	40% *(50%)*	50% *(70%)*

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante électrification +		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	546 TWh *(508 TWh)*	636 TWh *(567 TWh)*	700 TWh *(645 TWh)*
Électrification	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	65000 par an	150000 par an *(130000 par an)*	220000 par an *(165000 par an)*	300000 par an *(250000 par an)*
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	2,5 Mm^2 par an	9,8 Mm^2 par an *(7,5 Mm^2 par an)*	14,6 Mm^2 par an *(10,5 Mm^2 par an)*	14,6 Mm^2 par an *(10,5 Mm^2 par an)*
	Nombre de véhicules électriques *(y compris véhicules hybrides rechargeables)*	0,3 millions	13,1 millions *(7,3 millions)*	31,1 millions *(24,7 millions)*	37,2 millions *(35,9 millions)*
	Part des camions électrifiés	0%	24% *(2%)*	60% *(8%)*	76% *(21%)*
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	12 TWh *(9 TWh)*	43 TWh *(34 TWh)*	88 TWh *(77 TWh)*

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante électrification -		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	493 TWh *(508 TWh)*	527 TWh *(567 TWh)*	578 TWh *(645 TWh)*
Électrification	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	65000 par an	90000 par an *(130000 par an)*	130000 par an *(165000 par an)*	135000 par an *(250000 par an)*
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	2,5 Mm² par an	5 Mm² par an *(7,5 Mm² par an)*	7 Mm² par an *(10,5 Mm² par an)*	7 Mm² par an *(10,5 Mm² par an)*
	Nombre de véhicules électriques *(y compris véhicules hybrides rechargeables)*	0,3 millions	5,4 millions *(7,3 millions)*	19,1 millions *(24,7 millions)*	28,8 millions *(35,9 millions)*
	Part des camions électrifiés	0%	2% *(2%)*	6% *(8%)*	16% *(21%)*
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	7 TWh *(9 TWh)*	21 TWh *(34 TWh)*	46 TWh *(77 TWh)*

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante Hydrogène +		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	525 TWh *(508 TWh)*	635 TWh *(570 TWh)*	754 TWh *(645 TWh)*
Production d'hydrogène et débouchés	Consommation d'électricité pour la production d'hydrogène	-	40 TWh *(25 TWh)*	98 TWh *(33 TWh)*	171 TWh *(50 TWh)*
	Dont usage non énergétique de l'hydrogène *(ammoniac, sidérurgie, etc.)*	-	20 TWh *(18 TWh)*	19 TWh *(16 TWh)*	24 TWh *(17 TWh)*
	Dont usage énergétique direct de l'hydrogène *(chaleur industrielle, transport routier et ferroviaire, etc.)*	-	20 TWh *(7 TWh)*	44 TWh *(13 TWh)*	75 TWh *(23 TWh)*
	Dont combustibles de synthèse *(transport maritime et aérien, méthanation)*	-	-	36 TWh *(5 TWh)*	72 TWh *(9 TWh)*

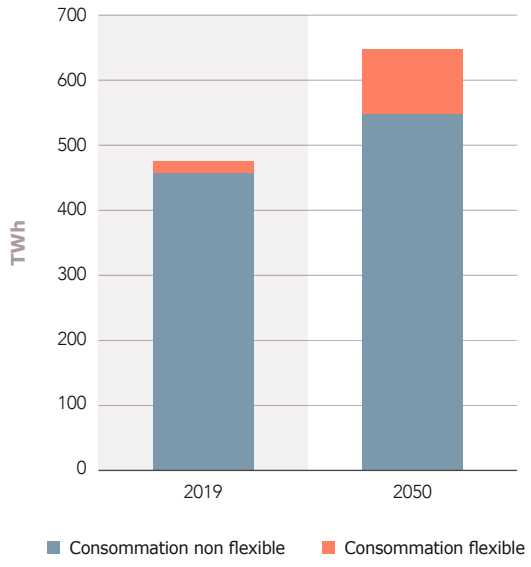
3.8 L'analyse en puissance : des usages flexibles qui représentent une part de la consommation d'électricité en forte croissance

3.8.1 La consommation sera largement plus flexible à l'horizon 2050 qu'elle ne l'est aujourd'hui

La consommation d'électricité fluctue au cours du temps, en fonction des besoins des utilisateurs. Ceux-ci sont largement dictés par le rythme des activités économiques et domestiques et le cycle des saisons : la consommation est plus élevée le jour que la nuit, en jours ouvrés qu'en week-end, en hiver qu'en été.

Cette cyclicité de la demande et son caractère régulier et prévisible sont appelés à être largement modifiés par les évolutions structurelle envisagées à l'horizon 2050, avec notamment la perspective que la demande électrique devienne plus flexible.

Figure 3.32 Évolution de la consommation flexible entre 2019 et 2050



La notion de flexibilité de la consommation couvre deux notions distinctes :

- une part de la consommation peut être déplacée, *a minima* au sein de la journée, pour être activée aux moments les plus favorables pour l'exploitation du système électrique ;
- une part de la consommation peut être interrompue, lors de périodes de tension sur le système électrique.

La consommation est aujourd'hui déjà partiellement flexible. D'une part, les périodes de charge des ballons d'eau chaude sont placées sur les plages horaires les plus favorables : près de 80 % de la consommation pour la production d'eau chaude sanitaire est ainsi activée sur les creux de nuit, alors que, sans pilotage, elle serait activée en cours de journée sur les plages les plus chargées. D'autre part, les dispositifs d'effacement contribuent à la sécurité d'approvisionnement avec près de 3 GW pouvant être activés.

À l'horizon 2050, les usages de consommation considérés comme flexibles sont appelés à être en forte progression, d'une part avec un recours accru au pilotage de la charge, et notamment celle des véhicules électriques, d'autre part à travers des dispositifs d'effacements renforcés (essentiellement les effacements des électrolyseurs).

La part de la consommation flexible passe ainsi de 4 % aujourd'hui à 15 % en 2050 dans la trajectoire de référence, et différentes variantes explorent la possibilité que la flexibilité se développe plus ou moins vite.

La flexibilité de la consommation n'est en effet pas limitée techniquement, et pourrait concerner d'autres secteurs : elle dépend avant tout de son

acceptation sociale. Les hypothèses retenues dans la trajectoire de référence de la consommation sont relativement prudentes, permettant de ne pas faire reposer les résultats relatifs à la sécurité d'approvisionnement sur des hypothèses incertaines *(cf. chapitre 7)*. Différentes variantes de flexibilité de consommation permettent d'illustrer l'apport des flexibilités sur le système électrique.

3.8.2 La thermosensibilité de la consommation restera élevée en hiver et augmentera en été

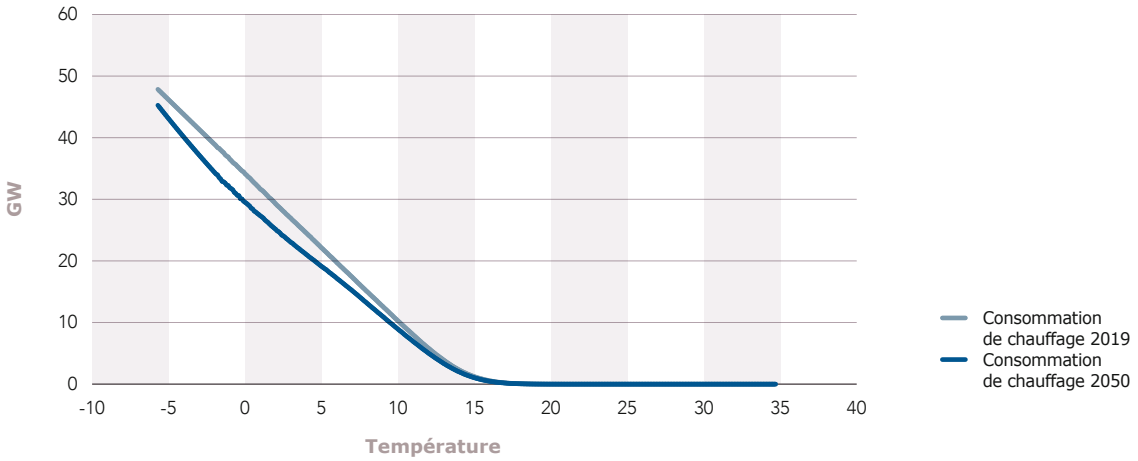
La consommation d'électricité est influencée par les températures extérieures en été, via la climatisation, et surtout en hiver via le chauffage électrique – largement répandu en France puisqu'il équipe près de 40 % du parc de logements et 30 % des surfaces du parc tertiaire.

Le système électrique français se caractérise par une forte thermosensibilité induite par le chauffage électrique : lors d'une vague de froid intense, les besoins de chauffe peuvent être beaucoup plus importants et contribuer à une augmentation significative de la puissance appelée. Le gradient hivernal (sensibilité de la consommation à la baisse de température en hiver) est aujourd'hui estimé à 2 400 MW/°C.

Les transferts de chauffage au fioul ou au gaz vers les pompes à chaleur électriques pour une partie significative du parc de logements vont accroître de manière sensible la part des logements chauffés à l'électricité à l'horizon 2050[19] (70 % contre 40 % environ aujourd'hui). Toutefois, dans le même temps, l'amélioration de l'isolation du bâti (réglementation environnementale dans le neuf, rénovations renforcées dans l'existant), combinée à une performance accrue des systèmes de chauffe (au travers des pompes à chaleur notamment) et à l'effet du réchauffement climatique, devrait permettre de stabiliser puis de faire décroître la consommation en énergie du chauffage électrique d'environ 24 % à l'horizon 2050. En corollaire, la sensibilité de la consommation à la température devrait décroître d'environ 13 %.

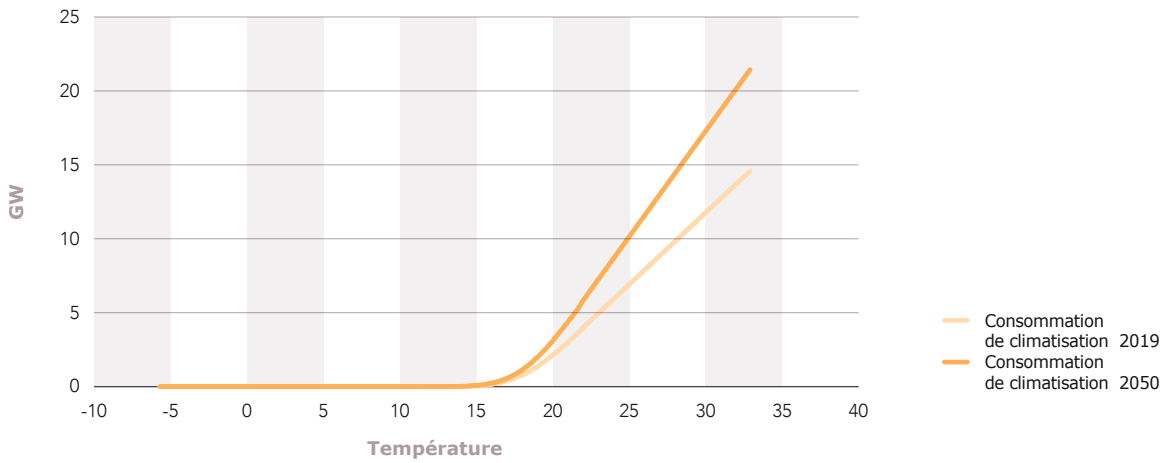
Dès lors, les transferts importants vers les solutions de chauffe électriques prévus dans le cadre de la SNBC ne conduisent pas à accroître la pointe de consommation du chauffage.

Figure 3.33 Appel de puissance moyen du chauffage en fonction de la température



19. 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, d'où le caractère non linéaire qui apparaît sur la figure 3.33.
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, ce qui pouvait conduire à une consommation équivalente à celle de convecteurs électriques lors de vagues de froid. Aujourd'hui, elles sont en voie de disparition, car elles ne respectent pas les exigences requises par les labels de qualité ; la dégradation du COP à températures très froides est ainsi limitée.+

Figure 3.34 Appel de puissance moyen de la climatisation en fonction de la température



Les débats relatifs à la thermosensibilité de la consommation et aux contraintes associées sur le système électrique sont aujourd'hui centrés sur les périodes de grand froid. Les perspectives de diffusion accrue de la climatisation et le réchauffement climatique font toutefois apparaître de nouvelles interrogations sur les contraintes de sécurité d'approvisionnement lors des vagues de chaleur.

La part de logements climatisés en France, en fort développement ces dernières années, a atteint 22 % en 2019. Elle reste toutefois bien inférieure à ce que l'on peut voir dans le sud de l'Europe ou dans les États de l'Ouest américain. Les perspectives de développement de la climatisation dans la trajectoire de référence dans le bâtiment font passer la part de logements climatisés à 55 % en 2050. **La sensibilité de la consommation à la température (gradient d'été) devrait fortement augmenter d'ici 2050 et atteindre 1 400 MW/°C en moyenne journalière et 2 100 MW/°C à 17 h.**

L'évolution de cette thermosensibilité, couplée au réchauffement climatique qui va d'une part conduire à un accroissement de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleur et, d'autre part, faire apparaître des contraintes accrues sur la disponibilité des moyens de production, font l'objet d'analyses dans les études de sécurité d'approvisionnement des différents scénarios *(cf. infra)*. Ces analyses ne font pas apparaître de contraintes d'approvisionnement spécifiques aux vagues de chaleur.

3.8.3 Du fait de la flexibilité accrue de la consommation, les profils journaliers d'appel de puissance n'auront plus le caractère relativement cyclique qu'ils présentent aujourd'hui

Aujourd'hui, le profil journalier de consommation constitue essentiellement un reflet des modes de vie. À titre d'illustration, la figure 3.35 représente les variations de la consommation d'électricité sur une semaine type de janvier et sur une semaine type de juin, décomposée par grands secteurs et usages.

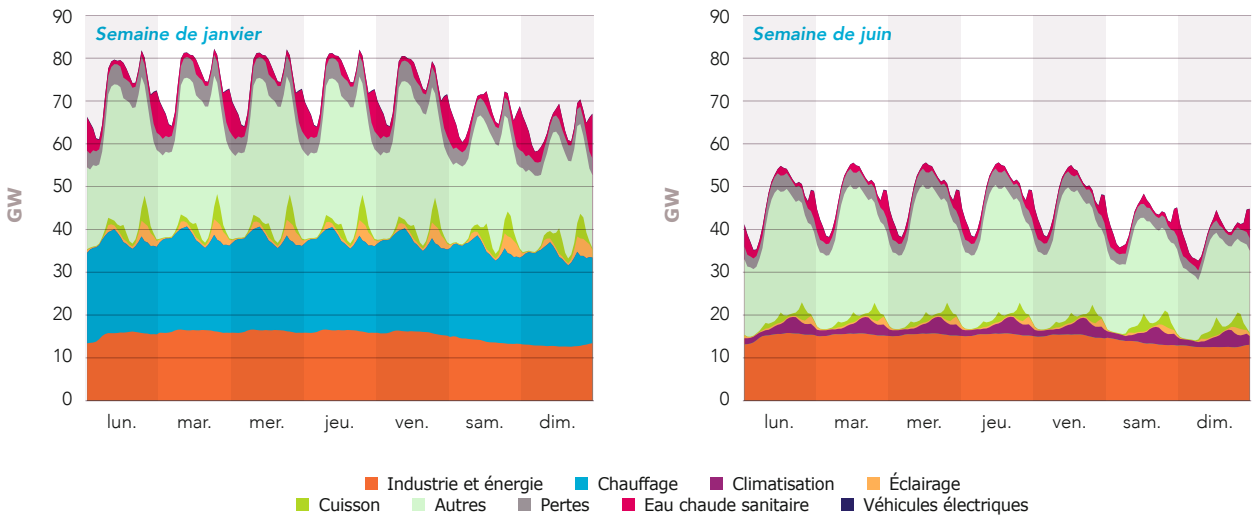
Si les courbes de charge hivernales et estivales en jours ouvrés présentent des différences notables, tant en forme qu'en niveau, elles possèdent néanmoins des caractères communs :

- un minimum de consommation atteint en fin de nuit (vers quatre ou cinq heures du matin), période où les consommations émanent essentiellement des procédés industriels à feu continu, de l'éclairage public, des appareils de froid, des veilles des appareils électroniques et, en hiver, du chauffage ;
- une rapide montée de charge à partir de six heures, liée à la reprise d'activité chez les particuliers, dans les transports ferroviaires et dans les établissements industriels (industrie légère travaillant à un ou deux postes par jour sur cinq jours par semaine) et tertiaires (commerces et bureaux notamment), conduisant à la formation d'un « plateau du matin » ;
- une lente diminution à partir de 13 h, suivie d'un rebond en fin d'après-midi, où se conjuguent activité de fin de journée dans les bureaux, reprise de la consommation résidentielle, et pic d'activité des transports en commun.

Les différences saisonnières sont principalement dues :

- au chauffage, qui explique l'essentiel de la différence générale de niveau entre hiver et été ;
- à des consommations additionnelles d'éclairage, qui sont à l'origine des écarts de forme : combinée avec une charge de même ampleur liée à la cuisson résidentielle, l'apparition d'une charge supplémentaire de l'ordre de 4 GW à la tombée de la nuit provoque une pointe à 19 h au cœur de l'hiver, un peu plus tardive et moins haute

Figure 3.35 Profil hebdomadaire de puissance de la consommation par usages aujourd'hui (à températures de référence)



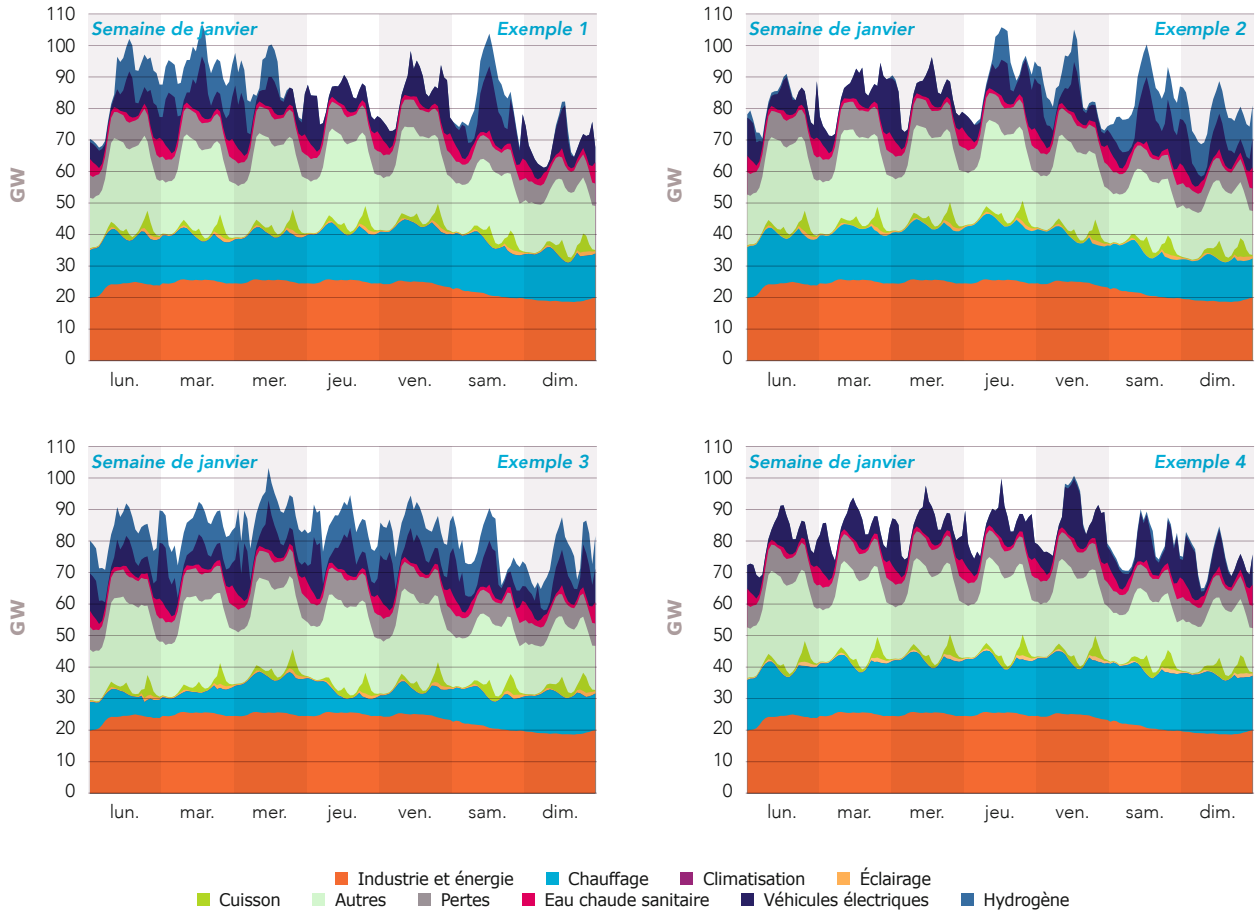
en demi-saison et en été ; symétriquement, le matin, l'éclairage induit en décembre et janvier un supplément de consommation qui positionne la pointe du matin vers 9 h. Avec de moindres besoins d'éclairage, cette pointe tend à se décaler vers midi au fur et à mesure que le jour se lève plus tôt.

Hormis des différences de niveaux liées aux conditions de température *(cf. infra)*, les appels de puissance hivernaux présentent un profil cyclique similaire sur les jours ouvrés, et il en va de même sur la période estivale. Les profils des samedis et dimanches diffèrent en revanche de celui des jours ouvrés du fait de la baisse de l'activité économique.

Cette relative constance de la forme journalière des appels de puissance est appelée à disparaître à l'horizon 2050 avec une part croissante de consommation flexible, dont le pilotage sera optimisé en fonction des contraintes du système électrique. Cette optimisation sera fonction non seulement des besoins de consommation, mais également de la production fatale et donc du mix électrique *(ce point sera détaillé au chapitre 7).*

Pour chaque scénario, l'équilibre offre-demande du système électrique ouest-européen a été simulé au pas horaire pour 1 000 années différentes représentant la variabilité météorologique (chroniques différentes de température, vent, ensoleillement,

Figure 3.36 Profil hebdomadaire de puissance de la consommation par usages d'une semaine de janvier en 2050 pour quatre chroniques climatiques différentes



précipitations) et diverses disponibilités des moyens de production. La figure 3.36 présente, à titre d'illustration, les appels de puissance d'une semaine de janvier, à l'horizon 2050, pour quatre de ces tirages dans un des scénarios d'étude.

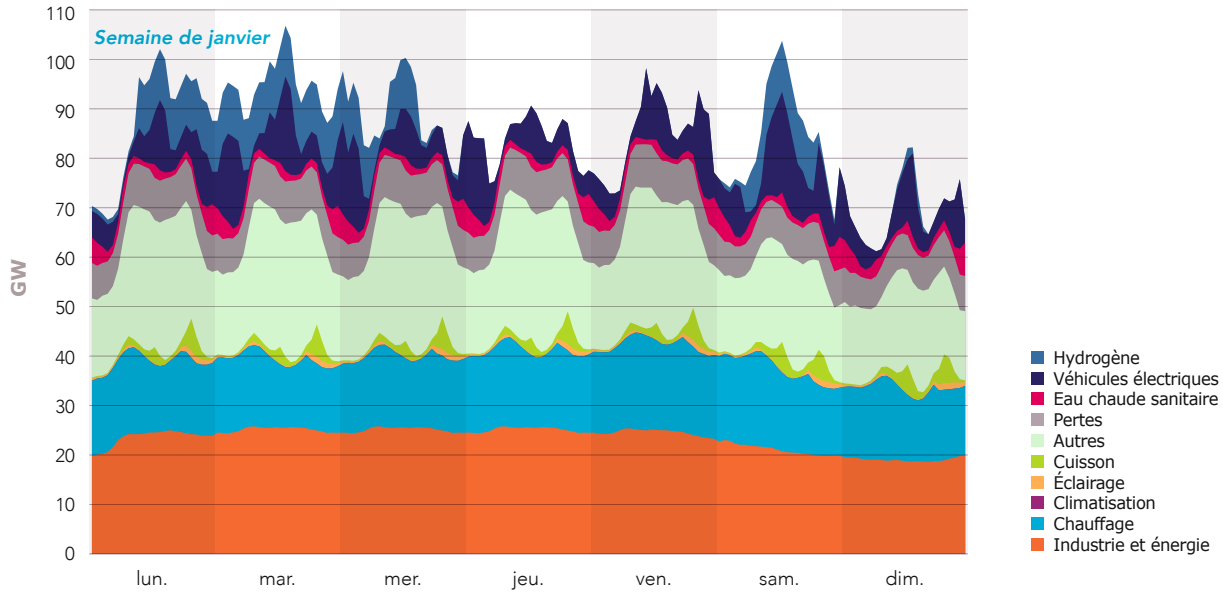
Le contraste est patent par rapport à la situation actuelle : le pilotage optimisé des flexibilités (eau chaude sanitaire, véhicules électriques, production électrolytique d'hydrogène) se traduit par une plus grande volatilité de leurs appels de puissance selon les contraintes du système, notamment le niveau de la production fatale (photovoltaïque, éolien, etc.). En particulier, la consommation des électrolyseurs pour la production d'hydrogène pourra être présente sur tout (exemple 3) ou partie (exemples 1 et 2) de la semaine, ou être totalement absente (exemple 4).

Ainsi, la pointe journalière n'intervient plus à la même heure d'un jour à l'autre, et la pointe du week-end peut être supérieure à celle de certains jours ouvrés.

Si l'on examine, toujours à titre d'exemple, plus en détail un de ces tirages *(cf. figure 3.37)*, on constate qu'une partie de la demande, correspondant aux usages peu ou pas pilotables (industrie, éclairage, cuisson, autres usages…), conserve un profil relativement cyclique, avec des jours ouvrés de forme similaire et un certain décrochage baissier le week-end. La réduction marquée du poids de l'éclairage en 2050 par rapport à aujourd'hui apparaît également, du fait de la poursuite du passage à la technologie LED.

Sur cet exemple, un niveau de production éolienne relativement important du lundi au mercredi autorise une production électrolytique d'hydrogène en l'absence de contrainte sur l'équilibre du système électrique. Cette production d'hydrogène est interrompue sur les deux jours suivants essentiellement du fait d'une production éolienne beaucoup plus faible. Un nouvel épisode venteux lors de la journée du samedi conduit toutefois à la réactiver. Combinée avec une importante production photovoltaïque autorisant un placement poussé de la recharge méridienne des véhicules électriques, la

Figure 3.37 Exemple de profil hebdomadaire de puissance de la consommation par usages d'une semaine de janvier en 2050 pour une chronique climatique possible



pointe de consommation du samedi est sensiblement supérieure à celle des deux jours ouvrés précédents. Cette recharge méridienne des véhicules électriques est observable sur les autres journées, mais avec une profondeur variable selon le niveau de production fatale.

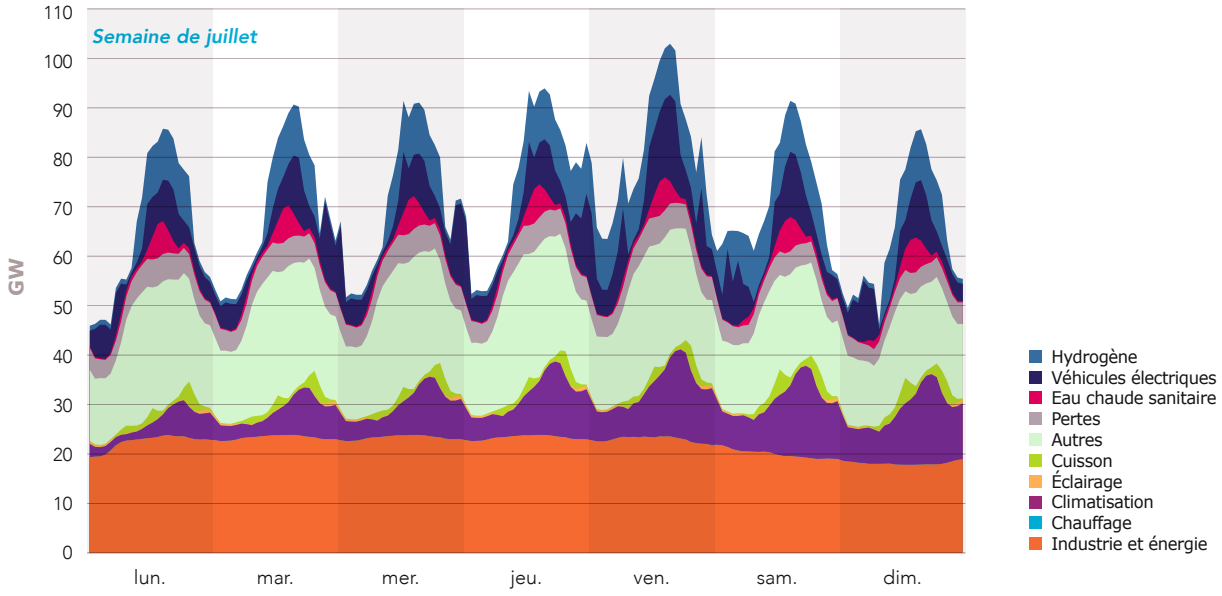
Au global, **les pointes de consommation observées dans cet exemple ne reflètent donc pas des situations de tension sur l'équilibre du système électrique mais résultent au contraire d'un pilotage optimal de la consommation flexible.**

L'impact de ce pilotage est également patent en période estivale. La figure 3.38 fournit un exemple de courbe de charge d'une semaine de juillet en 2050 pour un tirage d'aléas.

Plusieurs constats peuvent être dressés :

- le développement important de la climatisation à l'horizon 2050 se traduit par des appels de puissance élevés. Les niveaux de puissance appelée peuvent, sur des épisodes de très forte chaleur, approcher 35 GW (contre un peu plus de 20 GW aujourd'hui) ;
- la production photovoltaïque abondante en période estivale permet de concentrer une part importante de la demande flexible (véhicules électriques et eau chaude sanitaire notamment) sur les heures méridiennes ;
- la charge des véhicules électriques, plus forte les vendredis d'été en raison des départs en vacances, explique le pic d'appel de puissance sur la semaine ce jour-là.

Figure 3.38 Exemple de profil hebdomadaire de puissance de la consommation par usages d'une semaine de juillet en 2050 pour une chronique climatique possible



3.8.4 Avec le pilotage de la demande flexible, les pointes estivales de consommation pourront atteindre des niveaux élevés, du même ordre que celui des pointes hivernales, et varier dans une plage bien plus large

Outre le profil des appels de puissance, le pilotage d'une demande de plus en plus flexible selon les contraintes du système se traduira par des niveaux globalement bien plus élevés des pointes estivales de consommation.

Pour illustrer cette évolution, la figure 3.39 représente, sur la dernière semaine de juillet, la plage de variation des appels de puissance horaires modélisés pour les mille tirages annuels des différents aléas sur le système électrique de 2019. Elle fait apparaître, pour une heure donnée, une plage de fluctuation maximale de l'ordre d'une dizaine de gigawatts et, à l'échelle de la semaine, la variabilité totale des appels de puissance est de l'ordre de 30 GW.

La figure 3.40 fournit les mêmes éléments pour l'année 2050. Globalement, le niveau des puissances appelées est bien plus élevé : il peut approcher 120 GW sur les cas de figure extrêmes.

Pour une heure donnée, la plage de variation des appels de puissance apparaît bien plus large qu'en 2019, de l'ordre de plus de 30 GW sur certaines heures (soit trois fois plus qu'en 2019). Ceci est dû au fait qu'à la thermosensibilité estivale (seul paramètre d'influence en 2019) s'ajoute la variabilité du pilotage de la demande flexible en fonction des contraintes du système électrique.

Enfin, on peut noter l'amplitude hebdomadaire bien plus élevée pour les appels de puissance horaires, de près de 75 GW. Ceci est notamment dû au creusement de l'écart jour/nuit, la demande flexible étant largement positionnée sur les heures méridiennes pour offrir un débouché à la production photovoltaïque.

Le même type d'analyse mené sur une semaine hivernale (troisième semaine de janvier) fait apparaître des évolutions de moindre ampleur entre 2019 (figure 3.41) et 2050 (figure 3.42).

En effet, le niveau de la plage de variation des appels de puissance se trouve, compte tenu de la forte croissance de la demande électrique, légèrement rehaussé (d'une quinzaine de gigawatts) en 2050 par rapport à 2019, mais bien moins que dans le cas d'une semaine estivale. La baisse d'un peu plus de 10 % de la consommation de chauffage électrique à cet horizon contribue à modérer la hausse des appels de puissance.

Sur les heures méridiennes de production photovoltaïque, la puissance appelée peut atteindre jusqu'à 130 GW pour certains tirages d'aléas, du fait du placement de la demande flexible sur ces périodes quand l'état du système électrique l'autorise. Ces niveaux élevés de puissance appelée ne sont donc pas nécessairement le reflet d'une tension sur l'équilibre du système électrique.

Figure 3.39 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la dernière semaine de juillet – Année 2019

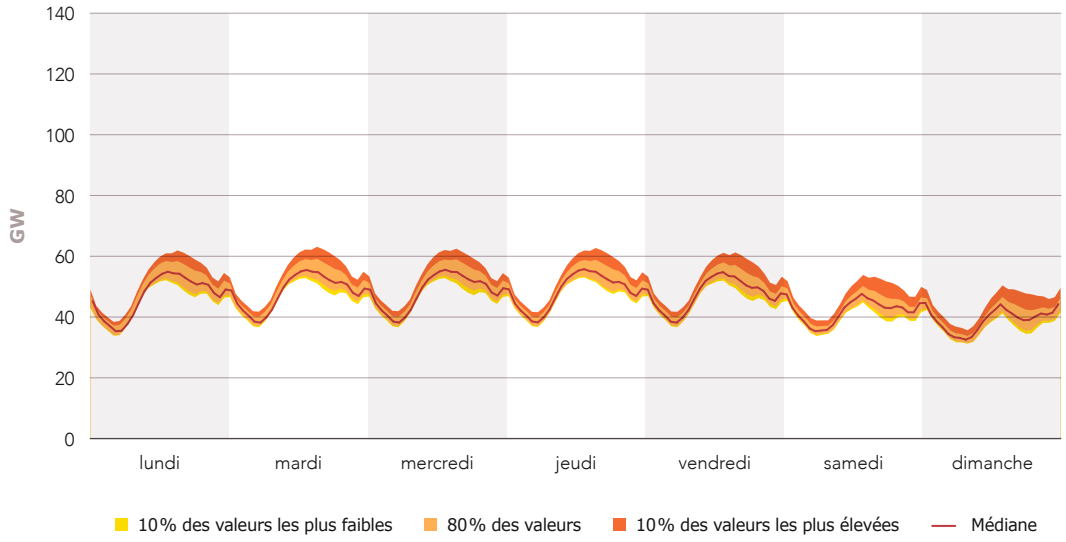


Figure 3.40 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la dernière semaine de juillet – Année 2050



Figure 3.41 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la troisième semaine de janvier – Année 2019

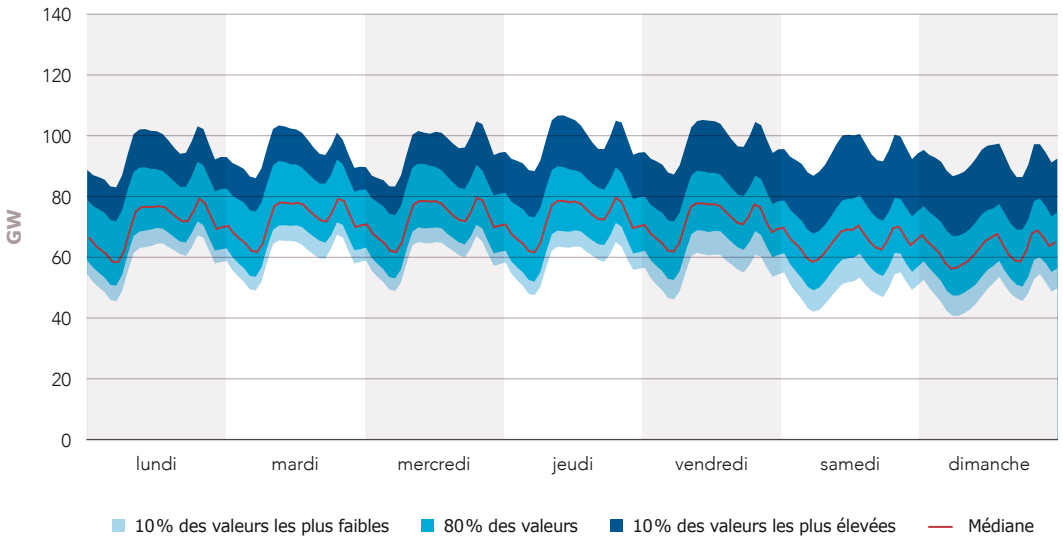
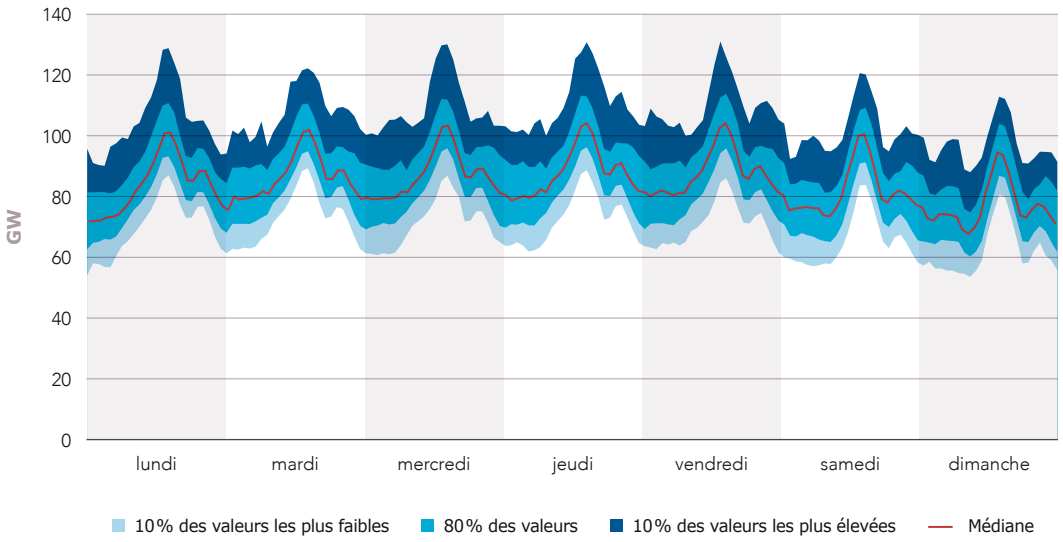


Figure 3.42 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la troisième semaine de janvier – Année 2050



3.8.5 Les pointes de consommation seront potentiellement élevées, mais l'élément dimensionnant pour l'exploitation du système est la consommation résiduelle

À l'horizon 2050, les valeurs atteintes par la consommation seront projetées comme pouvant être bien plus élevées que celles rencontrées aujourd'hui. Dans le scénario de référence, la consommation atteint une valeur supérieure à 100 GW près de 2,4% du temps, alors que la probabilité d'atteindre cette valeur est aujourd'hui exceptionnelle (0,02%). En 2050, certaines pointes pourront dépasser 120 GW.

Ces valeurs atteintes par la consommation ne reflètent qu'imparfaitement la tension sur l'équilibre offre-demande. En effet, la consommation qui doit être couverte par des moyens pilotables est la consommation résiduelle, consommation défalquée des productions fatales, et cette production fatale sera importante à l'horizon 2050 dans tous les scénarios étudiés.

Les instants qui présenteront le plus de contraintes sur l'équilibre offre-demande seront les instants à plus forte consommation résiduelle, et non pas les instants de plus forte consommation.

Le graphique ci-dessous, basé sur une semaine d'hiver d'un des scénarios d'étude, permet de représenter des instants où la consommation résiduelle atteint des valeurs très basses, voire négatives alors que la consommation dépasse 120 GW.

Figure 3.43 Évolution des monotones de consommation entre 2019 et 2050

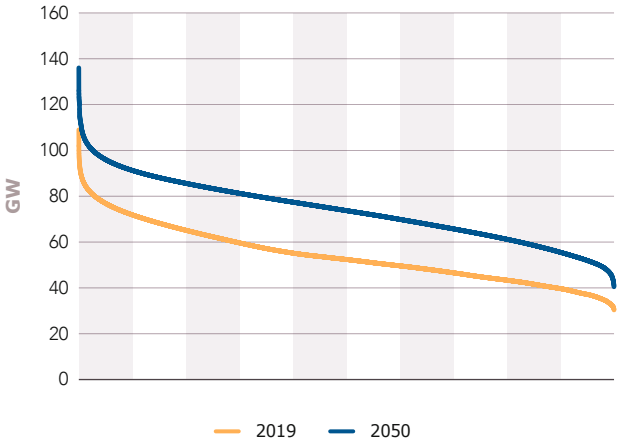
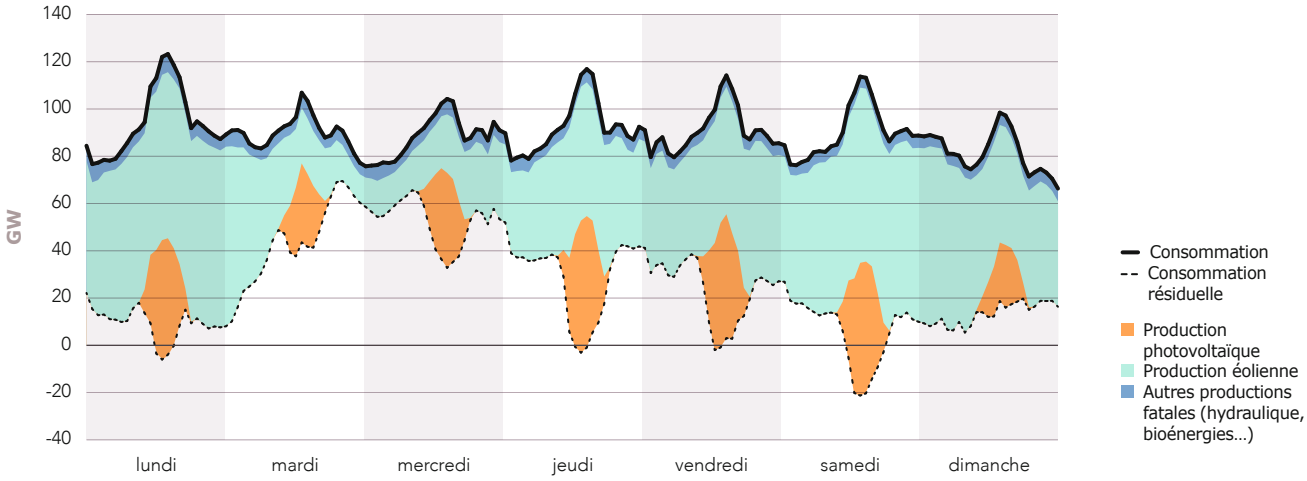


Figure 3.44 Écart entre consommation totale et consommation résiduelle



3.8.6 La flexibilité de la consommation permet de limiter le recours aux moyens de production et de stockage pilotables pour couvrir les pointes de consommation résiduelle

La pointe à couvrir par des moyens pilotables est historiquement représentée par la pointe de consommation à une chance sur dix. Cet indicateur a peu à peu perdu de sa pertinence avec (i) le développement de productions renouvelables variables et fatales (notamment éoliennes et photovoltaïques) et (ii) la flexibilité croissante de la consommation.

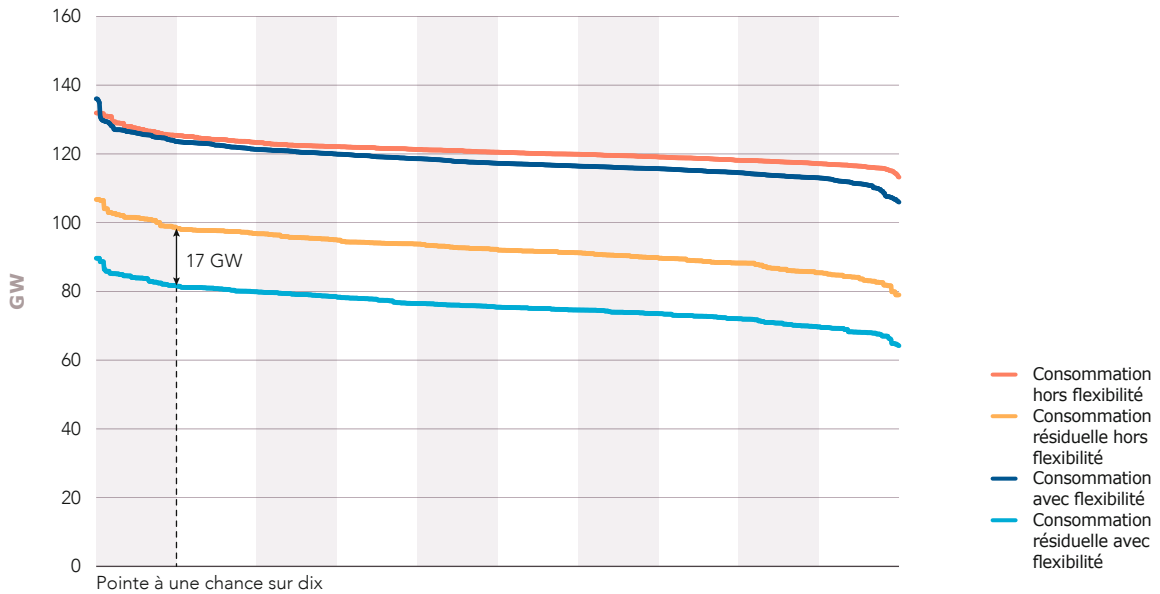
L'indicateur représentatif de la production à couvrir par les moyens pilotables est désormais la pointe à une chance sur dix de la consommation résiduelle après application des flexibilités. Cet indicateur est fonction des mix de production, et varie entre 82 GW et 88 GW dans les différents scénarios étudiés.

Un point notable est le bénéfice apporté par la flexibilité de la consommation. Sans flexibilité de la consommation, les pointes à couvrir par les moyens pilotables seraient significativement plus élevées. Ce bénéfice apporté sur la consommation résiduelle par les flexibilités est aujourd'hui de 3 GW et sera en 2050, selon les scénarios de l'étude, compris entre 16 GW et 18 GW.

Le graphique ci-après permet d'illustrer la réduction apportée par la flexibilité du système.

Des analyses détaillées sur la contribution de la flexibilité de la demande et des autres moyens de flexibilité (stockage, production thermique…) à la sécurité d'approvisionnement sont présentées dans le chapitre 7.

Figure 3.45 Monotones des pointes de consommation en 2050



LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION
À L'HORIZON 2050

Consommation finale d'électricité par secteur : Industrie, Résidentiel, Tertiaire, Transport, Hydrogène

SCÉNARIOS

	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS
Référence	Électrification progressive (en substitution aux énergies fossiles) et ambition forte sur l'efficacité énergétique (hypothèse SNBC). Hypothèse de poursuite de la croissance économique (+1,3% à partir de 2030) et démographique (scénario fécondité basse de l'INSEE). La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter. Prise en compte de la rénovation des bâtiments mais aussi de l'effet rebond associé.	**645 TWh**	180 TWh 134 TWh 113 TWh 99 TWh 50 TWh

	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050 (par rapport à la référence)	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS (+ écart par rapport à la référence)
Sobriété	Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations (moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc.), occasionnant une diminution générale des besoins énergétiques, et donc également électriques.	**555 TWh** (-90 TWh)	160 TWh (-20 TWh) 111 TWh (-23 TWh) 95 TWh (-18 TWh) 77 TWh (-22 TWh) 47 TWh (-3 TWh)
Réindustrialisation profonde	Sans revenir à son niveau du début des années 1990, la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13% en 2050. Le scénario modélise un investissement dans les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, ainsi que la prise en compte de relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française.	**752 TWh** (+107 TWh)	239 TWh (+59 TWh) 134 TWh (0 TWh) 115 TWh (+2 TWh) 99 TWh (0 TWh) 87 TWh (+37 TWh)

VARIANTES

Électrification rapide	La part de l'électricité dans la consommation finale s'accroît de manière plus forte que dans la SNBC. Certains usages basculent plus rapidement ou fortement vers l'électricité. C'est particulièrement le cas dans le secteur des transports, dans lequel l'adoption du véhicule électrique et l'électrification de certaines catégories de poids lourds est beaucoup plus rapide. Le transfert vers le chauffage électrique se fait également plus rapidement et de manière plus volontariste.	**700 TWh** (+55 TWh)	192 TWh (+12 TWh) 139 TWh (+5 TWh) 120 TWh (+7 TWh) 125 TWh (+27 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Moindre électrification	La part de l'électricité dans la consommation finale augmente de manière moins forte et moins rapide que dans la SNBC. Dans l'industrie, par exemple l'électricité ne parvient pas à être compétitive et la bascule vers l'électrification se fait moins rapidement. Il en est de même pour le transfert vers la mobilité électrique (véhicules légers et lourds) et vers les dispositifs de chauffage électrique dans les secteurs résidentiel et tertiaire.	**578 TWh** (-67 TWh)	150 TWh (-30 TWh) 126 TWh (-8 TWh) 107 TWh (-6 TWh) 81 TWh (-18 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Efficacité énergétique réduite	Les hypothèses de progrès de l'efficacité énergétique des équipements électriques généralement retenues ne se matérialisent pas, ou s'accompagnent de phénomènes de surconsommation au-delà de ce qui est prévu dans la trajectoire de référence. Dans le secteur du bâtiment, les objectifs de rénovation et la conversion aux pompes à chaleur ne sont pas atteints, et le taux d'atteinte des gisements d'efficacité énergétique ne dépasse pas 50% en 2050 (contre 70% dans la trajectoire de référence).	**714 TWh** (+69 TWh)	191 TWh (+11 TWh) 156 TWh (+22 TWh) 135 TWh (+22 TWh) 105 TWh (+6 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Hydrogène +	Le développement de la production d'hydrogène décarboné connait une forte accélération conduisant à une demande finale d'hydrogène nettement plus élevée que dans la trajectoire de référence. L'hydrogène se substitue à l'électrification directe dans certains secteurs difficiles à électrifier (sidérurgie…) ainsi qu'à l'utilisation de biomasse (transport lourd, chaleur industrielle).	**754 TWh** (+109 TWh)	164 TWh (-16 TWh) 134 TWh (0 TWh) 113 TWh (0 TWh) 93 TWh (-6 TWh) 171 TWh (+121 TWh)

4

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICTÉ

4

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ : DES PERSPECTIVES INTÉGRANT DES ÉVOLUTIONS CONTRASTÉES SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET NUCLÉAIRE

4.1 Le point de départ : augmenter la production d'électricité bas-carbone tout en faisant face au renouvellement des installations actuelles

4.1.1 Une problématique industrielle : renouveler les installations bas-carbone quand elles arrivent en fin de vie

La production d'électricité en France est déjà très largement décarbonée (à 93 % en 2019 et 2020)[1]. Comme présenté au chapitre 1, son bilan carbone est l'un des meilleurs au monde (62 gCO_2/kWh, pour une moyenne européenne de 317 hors France[2]). Au cours des prochaines années, la fermeture définitive des dernières centrales au charbon et la moindre sollicitation attendue des centrales à gaz du fait de la croissance des énergies renouvelables devraient conduire renforcer cette performance. La France est de plus un pays très largement exportateur, ce qui améliore encore son bilan carbone.

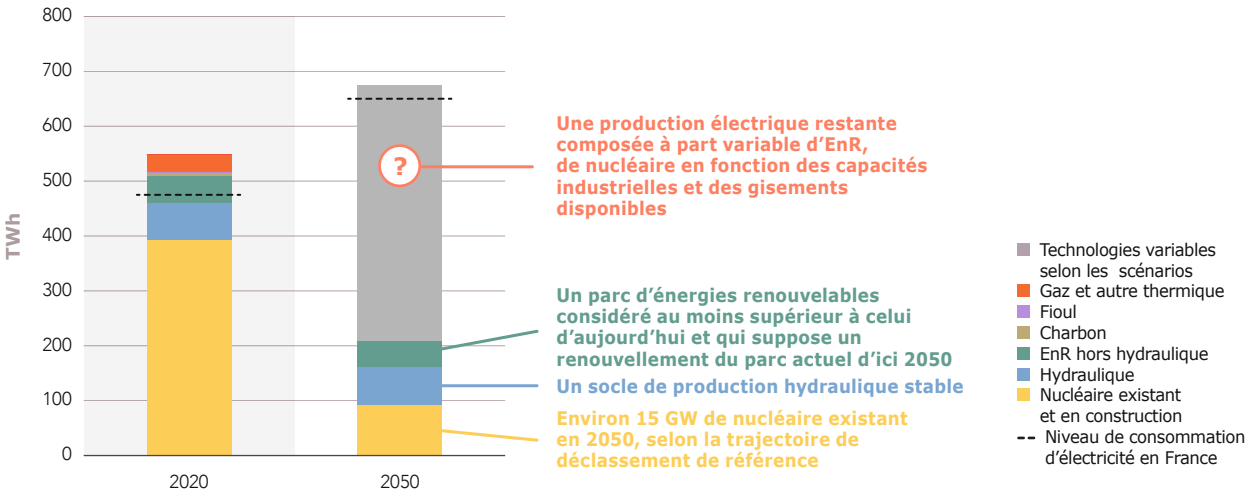
De ce fait, la décarbonation du secteur électrique n'est pas le levier principal pour améliorer la performance climatique du pays. En revanche, le maintien de cette performance sur le temps long n'est pas acquis. Il est tributaire du renouvellement des installations de production bas-carbone durant la période couverte par l'étude « Futurs énergétiques 2050 ». Si cette problématique est largement passée sous silence dans le débat public, elle est pourtant structurante dans l'établissement d'une feuille de route énergétique au cours des 40 prochaines années.

S'agissant de la pyramide des âges de son parc de production, la situation française est atypique. Même si l'éolien et le solaire se sont développés récemment en France, les installations bas-carbone françaises sont pour l'essentiel des centrales hydrauliques et nucléaires, et ces centrales ont, pour la majorité, été construites il y a plusieurs décennies. *A contrario*, un des cycles d'investissement les plus récents, celui des années 2010, a porté sur des installations utilisant des combustibles fossiles : les centrales à gaz françaises ont ainsi moins de dix ans de moyenne d'âge. Le cycle naturel de renouvellement des installations par critère d'âge porte ainsi, en priorité, sur des installations bas-carbone.

C'est en particulier le cas des réacteurs nucléaires de deuxième génération, qui fournissent 70 % de l'électricité du pays : construits de manière rapprochée de la fin des années 1970 au début

1. Bilan électrique 2020 de RTE, https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/
2. Émissions de CO_2 incluant la cogénération et l'autoproduction – Source : *Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde,* édition 2021, Ministère de la transition écologique

Figure 4.1 Perspectives d'évolution de la production d'électricité entre 2020 et 2050



des années 1990, ils ont été initialement conçus en tablant sur une durée d'exploitation de quarante années, et donc avec la perspective qu'un cycle de renouvellement interviendrait entre la fin des années 2010 et le début des années 2030. Même s'il a été depuis montré, en France et ailleurs dans le monde, que ces réacteurs pouvaient être exploités plus longtemps sous réserve que certains de leurs composants clés soient progressivement renouvelés, l'arrêt à terme de ces réacteurs, comme de toute installation industrielle, revêt un caractère inéluctable et doit nécessairement être pris en compte dans la stratégie énergétique française.

Enfin, durant les quarante prochaines années, les premières éoliennes et panneaux solaires installés sur le territoire au cours des 15 dernières années devront également être renouvelés. Ces installations ont en effet des durées de vie plus courtes, de l'ordre de 20 à 25 ans.

Dès lors, **la question du mix électrique au cours des prochaines décennies doit nécessairement être appréhendée en considérant qu'une large partie des actifs actuels devront être renouvelés.** Il ne s'agit donc pas uniquement de définir comment l'incrément de consommation électrique pourra être alimenté, mais bien de réfléchir sur la quasi-totalité du volume d'électricité à produire.

4.1.2 Un choix structurant : la relance ou non d'un programme de nouveau nucléaire

Pour alimenter une consommation d'électricité d'environ 650 TWh en 2050 et remplacer les réacteurs nucléaires qui seront fermés, le débat technique et public s'est structuré autour de deux options distinctes : (i) celle d'un mix « renouvelables + nucléaire », en lançant donc un nouveau programme nucléaire allié à un fort développement des énergies renouvelables, (ii) celle d'un système reposant à terme uniquement sur les énergies renouvelables.

Dans le premier cas, le mix électrique – nécessairement intégralement bas-carbone pour atteindre la neutralité carbone – serait constitué de réacteurs nucléaires anciens et récents et d'un bouquet d'énergies renouvelables, dans des proportions différentes d'aujourd'hui et variables selon les scénarios. Dans le second cas, le système électrique s'acheminerait vers une solution « 100 % renouvelable ».

La scénarisation de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » est articulée autour de cette distinction entre les deux grandes options. Dans la première (scénarios N1, N2, N03), les nouveaux investissements dans le parc combinent énergies renouvelables et de nouveaux réacteurs nucléaires ; dans la seconde (scénarios M0, M1, M23), ils se portent uniquement sur les énergies renouvelables. Au sein de chaque famille de scénarios, plusieurs trajectoires de développement des énergies renouvelables et du nucléaire sont considérées et reposent sur des logiques industrielles et sociétales contrastées. La suite de ce chapitre détaille les trajectoires sous-jacentes pour les différentes filières de production tandis que les scénarios de mix production-consommation sont explicités dans le chapitre 5.

Cette représentation met ainsi l'accent sur l'importance de la décision de relance ou non d'un parc électronucléaire, qui engagera le pays sur le temps long et résultera d'un choix structurant ayant des implications techniques, économiques, environnementales et sociétales très larges et qui constituera donc une décision politique.

Dans le cadre de la concertation, la distinction claire entre les scénarios selon cette ligne a fait l'objet d'un large consensus.

Organisée ainsi, l'étude « Futurs énergétiques 2050 » s'inscrit dans la séquence logique définie par les pouvoirs publics pour prendre une décision sur le renouvellement du parc nucléaire :

- La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en 2020 porte sur la période allant jusqu'à 2028 et est cadrée sur une vision prospective du système électrique à 15 ans, cohérente avec la temporalité retenue dans le Bilan prévisionnel 2017 de RTE. L'échéance 2035 n'est toutefois pas suffisante pour statuer sur l'intérêt et les enjeux du renouvellement du parc.
- La PPE définit un programme de travail devant permettre de documenter les différentes options pour le renouvellement du parc. Ce programme de travail inclut différents livrables, qui sont selon les cas de la responsabilité de l'État, de RTE, ou des acteurs de la filière nucléaire. Ce programme de travail est coordonné par l'État.
- Au titre de ce programme, EDF a remis à l'État au printemps 2021 une proposition technique, économique et financière de renouvellement du parc nucléaire. Cette proposition, appelée « programme nouveau nucléaire France » (programme NNF) consiste à engager maintenant un programme de construction de six nouveaux réacteurs (trois paires) de technologie EPR 2 sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts de France) et Tricastin ou Bugey (Auvergne- Rhône-Alpes). Les mises en service seraient prévues entre 2035 et 2045.
- Les administrations ont conduit de multiples audits sur la proposition d'EDF. Elles doivent remettre au gouvernement une estimation actualisée de l'option du nouveau nucléaire, associée à leur propre évaluation des coûts.
- Pour répondre aux questions relevant de son périmètre de responsabilité, RTE a engagé la démarche « Futurs énergétiques 2050 ». La consistance technique spécifique des scénarios 100 % renouvelables a fait l'objet d'un rapport commun entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie, publié le 28 janvier 2021. La description technique, économique, sociétale et environnementale des scénarios du présent rapport et les analyses approfondies qui seront publiées au premier trimestre 2022 doivent compléter cette analyse.

4.2 Le nucléaire : des avenirs contrastés, entre fermeture des réacteurs actuels, différentes options de réinvestissement et possibilité d'une sortie

4.2.1 L'enjeu de disposer d'une prospective de qualité sur l'avenir de l'option nucléaire

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » implique un travail de prospective sur l'évolution de la production électronucléaire française, réalisé en concertation avec les parties prenantes.

Il s'agit d'un sujet qui suscite un débat très vif, qui a animé la concertation menée sur l'étude. Dans cette discussion à forte charge symbolique, la détermination même de trajectoires de long terme implique des sous-jacents qu'il est nécessaire d'expliciter et de mettre en débat, tant sur la faculté de la filière à construire de nouveaux réacteurs dans des délais maîtrisés que sur la faculté d'exploiter un parc durablement constitué de réacteurs de deuxième génération qui auront fait l'objet de travaux structurants dans la décennie 2020.

Le travail spécifique d'explicitation des trajectoires possibles d'évolution du parc nucléaire au cours des 40 prochaines années est un produit de la concertation. Il a fait l'objet de discussions ouvertes, qui ont progressivement conduit à élargir le spectre des scénarios envisageables. La consultation publique et les réunions de concertation ont illustré la diversité des appréciations portées sur le choix du nucléaire. Un premier groupe de contributions a mis l'accent sur les risques d'une stratégie reposant sur l'exploitation prolongée des réacteurs de deuxième génération ou le lancement d'un renouvellement du parc, en soulignant un potentiel risque économique (surdimensionnement de l'appareil électronucléaire), climatique (retard dans la mise en service des réacteurs, conduisant à ne pas tenir les trajectoires) ou systémique (absence d'alternative en cas de nécessité de procéder à l'arrêt anticipé de réacteurs pour des raisons de sûreté). Un autre groupe a souligné le risque, *a contrario*, que les limites actuelles de la filière soient surpondérées dans la décision publique et qu'elles jouent le rôle de prophéties auto-réalisatrices, conduisant à des risques majeurs sur le plan climatique (le rythme nécessaire de déploiement des renouvelables devant être très important sans nucléaire), économique (coût des renouvelables) ou techniques (la faisabilité pratique d'un système 100 % renouvelable étant soumise à la réussite de paris technologiques). Dans tous les cas, il en résulte un besoin d'articuler finement les trajectoires d'évolution du parc ainsi que ses principaux jalons, et d'en tenir compte dans l'analyse des stratégies de moindre regret qui sera finalisée début 2022.

Les perspectives pour le parc nucléaire français sont déterminées à la fois par les trajectoires de fermeture du nucléaire existant (deuxième génération) et par le rythme possible de développement de nouveaux réacteurs (troisième génération et petits réacteurs modulaires).

4.2.2 La part du nucléaire dans les scénarios de mix : un débat symbolique, mais insuffisant à décrire les enjeux techniques

En France, le débat sur le nucléaire s'est structuré de manière très spécifique autour de la notion de «part» du nucléaire dans la production d'électricité. RTE a déjà eu l'occasion de préciser que, formulé ainsi, ce débat ne rendait pas correctement compte des enjeux sur la sécurité d'alimentation. Le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement, tout comme la résilience du système à divers aléas, ne dépendent en effet pas de la «part» des différentes sources de production mais du dimensionnement global de l'appareil de production par rapport à la consommation projetée et, ainsi, des marges de sécurité autorisées par chaque configuration de mix électrique. Ce niveau est évalué alors par analyse probabiliste des aléas et peut être comparé à des normes internationales selon les métriques de référence utilisées dans le présent rapport *(voir notamment chapitres 7 et 8 sur la sécurité d'approvisionnement).* Il peut être complété par différents «stress-tests», qui peuvent porter par exemple (pour l'appareil de production) sur le risque d'indisponibilité générique de réacteurs nucléaires ou les périodes «sans vent» mais, là encore, la notion de «part» d'une technologie ne permet pas, seule, de conclure sur la sécurité d'approvisionnement.

Dans les «Futurs énergétiques 2050», la part relative du nucléaire à l'horizon 2050 varie selon les scénarios en fonction de la taille projetée du parc nucléaire et du développement anticipé des énergies renouvelables.

Cette part est le résultat d'analyses techniques et n'est pas limitée par une contrainte politique qui serait liée à la diversification du mix. Si la majorité des scénarios retient comme point de départ la SNBC et la PPE adoptées en 2020, qui structurent les politiques publiques actuellement conduites par la France, certains scénarios s'en écartent et testent des configurations alternatives. Telle est bien la nature d'un exercice prospectif visant à déterminer des scénarios permettant d'atteindre les objectifs climatiques de la France, à en débattre de manière ouverte et structurée, à permettre aux pouvoirs publics de disposer d'outils pour la prise de décision : **pour les besoins de l'étude, il n'y a donc pas lieu de limiter *a priori* la part du nucléaire.**

La part des différentes filières peut, en revanche, être conditionnée aux contraintes industrielles existantes. S'agissant du nucléaire, une double contrainte s'exerce : la durée de vie du parc nucléaire actuel et les rythmes envisageables pour la construction de nouveaux réacteurs. Ces contraintes ont été discutées avec les acteurs de la filière nucléaire, qui ont pu s'exprimer lors de la concertation et de la consultation publique.

La proposition industrielle la plus haute de la filière consiste à date à atteindre un parc nucléaire d'une capacité complète de 50 GW en 2050, dans un scénario de relance volontariste du nucléaire.

Cette perspective, qui représente un défi industriel de premier plan, ne doit pas être interprétée comme un «renoncement» sur le nucléaire. En effet, disposer d'un parc de 50 GW en 2050 implique de réunir quatre conditions : (i) prolonger l'essentiel des réacteurs actuels au moins jusqu'à 60 ans, (ii) être en mesure d'exploiter certains d'entre eux au-delà de cette durée (et ce d'autant plus que certains fermeront à 50 ans)en respectant les prescriptions de sûreté qui seront imposées par l'ASN, (iii) mettre en service 14 nouveaux réacteurs de type EPR 2 entre 2035 et 2050, dont de très nombreux entre 2040 et 2050, et (iv) installer en complément une capacité significative (4 GW) de petits réacteurs nucléaires.

Cette projection pourra être amenée à évoluer avec le temps : sans réinvestissement dans la filière, sa capacité projetée à long terme continuera de diminuer, tandis qu'une décision rapide de relance pourrait conduire, ultérieurement, à revoir à la hausse ses perspectives.

Un parc de 50 GW est susceptible de produire de l'ordre de 325 TWh en 2050. Un tel volume représente, dans la trajectoire de consommation de référence, environ 50% de la production d'électricité nationale. La part relative du nucléaire dans la production varie selon la trajectoire de consommation considérée : dans le «scénario sobriété», un parc de 50 GW pourrait alimenter environ 60% des besoins, dans le scénario «réindustrialisation profonde» environ 44%. Il n'y a donc aucune limite intrinsèque à la part du nucléaire dans les différents scénarios.

4.2.3 Les réacteurs de seconde génération : une fermeture à anticiper au cours des années 2030 à 2060

4.2.3.1 Une trajectoire de référence : une durée d'exploitation maximale de 60 ans, un panachage des fermetures à l'échéance des 5e et 6e réexamens périodiques

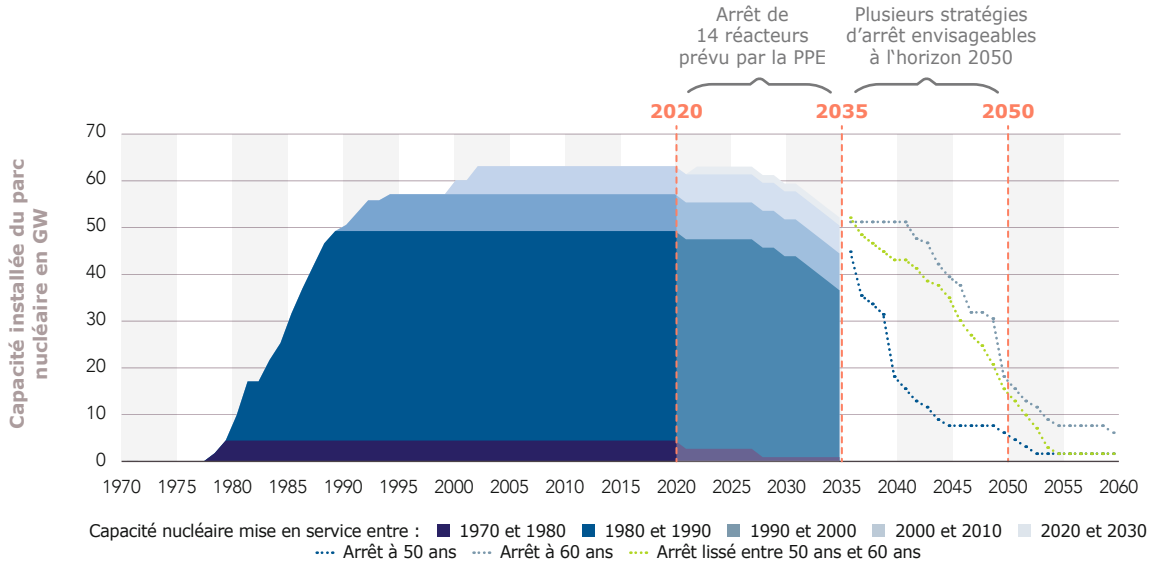
Les scénarios prévoient tous une diminution progressive de la capacité du parc nucléaire de seconde génération entre aujourd'hui et 2060, pour des raisons techniques. En effet, l'étude prend pour hypothèse – sans que ce point n'ait fait l'objet d'une contestation de la part des acteurs de la filière – que le parc actuel sera progressivement mis à l'arrêt et que la durée d'exploitation des réacteurs pourra aller au-delà de 50 ans pour une grande partie mais ne pourra pas, dans le cas général, excéder 60 ans.

L'essentiel des réacteurs de seconde génération ayant été mis en service entre la fin des années 1970 et le début des années 1990, de nombreux réacteurs existants atteindront 60 ans de durée de vie dans les décennies 2040 et 2050. Pour éviter un «effet falaise» associé à l'arrêt d'un grand nombre de réacteurs d'une année sur l'autre, le lissage des arrêts de réacteurs sur l'ensemble de la période 2040-2060, correspondant à des fermetures panachées entre 50 et 60 ans de durée d'exploitation, présente un fort intérêt industriel. Celui-ci favorise en particulier la gestion des conséquences sociales associées à la fermeture progressive des tranches nucléaires ainsi que l'articulation avec le développement de nouveaux moyens en remplacement (qu'ils soient nucléaires ou renouvelables) qui se fera nécessairement de manière progressive.

Cette trajectoire industrielle, intégrant un lissage des arrêts, est celle qui est retenue en référence dans l'étude.

Le «début de trajectoire», c'est-à-dire le rythme de fermeture de réacteurs sur la période 2020-2035, est suit celui fixé par la PPE. Celle-ci prévoit l'arrêt de 12 réacteurs nucléaires, en plus de ceux de Fessenheim, déjà fermés en 2020. Au-delà de la possibilité de fermer deux réacteurs additionnels en 2025-2026, la trajectoire de la PPE implique que

Figure 4.2 Évolution du parc nucléaire existant et en construction à 2060 dans la trajectoire de référence (intégrant les arbitrages actuels de la PPE sur les fermetures d'ici 2035 et avec un arrêt des réacteurs lissé entre 50 et 60 ans de durée de vie au-delà)



quelques fermetures de réacteurs interviennent à partir de 2028, en anticipation par rapport à l'échéance du cinquième réexamen périodique.

Au-delà de cet horizon, le rythme de fermetures serait nécessairement plus rapide, avec notamment trois réacteurs fermés chaque année en moyenne sur la période 2045-2055.

Dans la trajectoire de référence, la capacité des réacteurs existants (incluant l'EPR de Flamanville actuellement en construction) diminue progressivement, s'élève à environ 15 GW en 2050 et devient nulle vers la fin des années 2050. Dans cette trajectoire et en l'absence de construction de nouveaux réacteurs, la sortie du nucléaire en France intervient à l'horizon 2060 (à l'exception possible de l'EPR de Flamanville).

4.2.3.2 Un sous-jacent important à la trajectoire de référence : une réussite du grand carénage pour prolonger l'ensemble des réacteurs actuels jusqu'à leur cinquième visite décennale, et certains au-delà

La prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires de deuxième génération jusqu'à 50 ou 60 ans constitue une opération lourde, dont la réussite ne peut être considérée comme acquise *a priori*.

Elle implique un programme industriel de grande ampleur, le grand carénage, actuellement mis en œuvre par EDF sur tous ses réacteurs dans le cadre de leurs arrêts programmés pour maintenance. Ce programme doit conduire à remplacer plusieurs grands composants des installations nucléaires (générateurs de vapeur, turbines) et à renforcer les dispositifs de sûreté en tenant compte du retour d'expérience formalisé à l'issue de l'accident nucléaire de Fukushima-Daiichi, comme le veut la règle générale en vigueur dans l'industrie nucléaire. À l'issue du grand carénage, la réévaluation de la sûreté des réacteurs existants doit donc être réalisée au regard des nouvelles exigences de sûreté, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires et de la durée de fonctionnement selon les termes utilisés par l'ASN, c'est-à-dire ceux des réacteurs de troisième génération de type EPR.

Sur le plan réglementaire, il n'existe pas en France de limite fixée par la loi ou la réglementation pour l'exploitation d'une installation nucléaire. Les autorisations sont délivrées sans limitation de durée, et des réexamens approfondis des installations (réexamens périodiques) sont réalisés tous les dix ans pour évaluer les conditions de la poursuite d'exploitation pour dix années supplémentaires.

À l'issue d'une longue instruction, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a rendu en février 2021 son avis générique sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique[3], c'est-à-dire pour une prolongation de 40 à 50 ans de la durée de fonctionnement. Il s'agit d'un avis particulièrement structurant, puisqu'il avait été retenu, lors de la conception de ces réacteurs, une hypothèse de 40 années de fonctionnement. Par cet avis, l'ASN a validé le principe de la prolongation des réacteurs 900 MW jusqu'à 50 ans, tout en prescrivant la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF dans le cadre du grand carénage et en fixant des dispositions supplémentaires pour atteindre les objectifs du réexamen. Ces prescriptions génériques seront ensuite appliquées à chaque réacteur dans le cadre de son réexamen.

La publication de l'avis générique de l'ASN sur le palier 900 MW conforte la crédibilité de la trajectoire de référence, la prolongation pour dix ou 20 ans de l'exploitation des réacteurs, sous réserve des importants travaux actuellement en cours ou demandés par l'ASN.

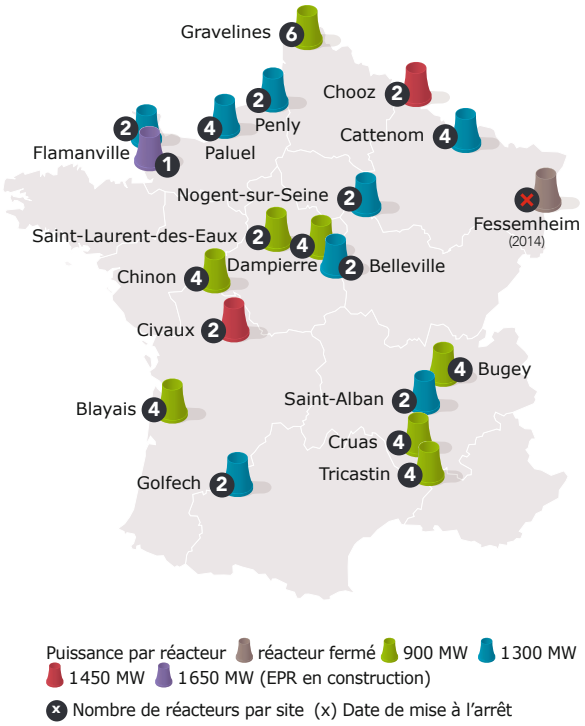
Néanmoins, ce processus souligne également qu'il demeure un grand nombre d'étapes à franchir pour atteindre ce scénario de référence. L'ASN ne s'est prononcée que sur un seul des paliers – celui de 900 MW – et uniquement pour une

3. Décision n° 2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021

prolongation de dix années. À la date de publication de ce rapport, parmi les 32 réacteurs du palier 900 MW en activité, quatre ont achevé avec succès leur quatrième visite décennale (Tricastin 1, Bugey 2, Tricastin 2, Bugey 4), et trois sont en cours (Dampierre 1, Bugey 5, Gravelines 1). Comme RTE l'a illustré à de nombreuses reprises, le calendrier des quatrièmes visites décennales s'accélère en 2021 et atteint son pic en 2023, il implique un volume d'interventions considérables, dont la maîtrise est clé et sur laquelle l'ASN a déjà alerté[4], et qui engendre des engagements financiers importants.

L'analyse de la stratégie de référence pour la prolongation du parc au cours des prochaines années doit ainsi également intégrer l'importance de disposer de marges de sécurité permettant de faire face à des aléas dans la conduite des chantiers, de se prémunir contre la possibilité que les prolongations ne soient pas possibles sur tous les réacteurs ou qu'elles impliquent des arrêts plus longs qu'escompté.

Figure 4.3 Parc nucléaire au 31 décembre 2020



4.2.3.3 Une trajectoire de fermeture plus rapide dans le scénario de sortie du nucléaire en 2050

Dans le cas d'une volonté de sortir du nucléaire d'ici 2050, voire à une échéance plus rapprochée, il est nécessaire d'accélérer nettement le rythme de fermeture des réacteurs sur la période de l'étude.

Ainsi, pour une sortie du nucléaire à l'horizon 2050 correspondant à l'objectif du scénario «M0», il est nécessaire de mettre à l'arrêt près de trois réacteurs par an en moyenne dès l'horizon 2030 et jusqu'à 2050. Ceci implique de fermer l'essentiel des réacteurs existants à 40 ou 50 ans de durée d'exploitation (et même avant 40 ans pour l'EPR de Flamanville).

Dans un scénario de sortie du nucléaire à une date très rapprochée (2035), le rythme de fermeture à atteindre serait encore plus important avec plus de cinq réacteurs par an à arrêter dès les prochaines années. Une telle configuration de «fermeture accélérée du nucléaire» est étudiée dans les «Futurs énergétiques 2050» *(voir chapitre 5)* : au-delà des doutes majeurs qu'elle suscite sur les capacités à remplacer ces installations pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le respect des objectifs climatiques, un tel rythme de fermeture des centrales embarque des contraintes industrielles et sociales importantes.

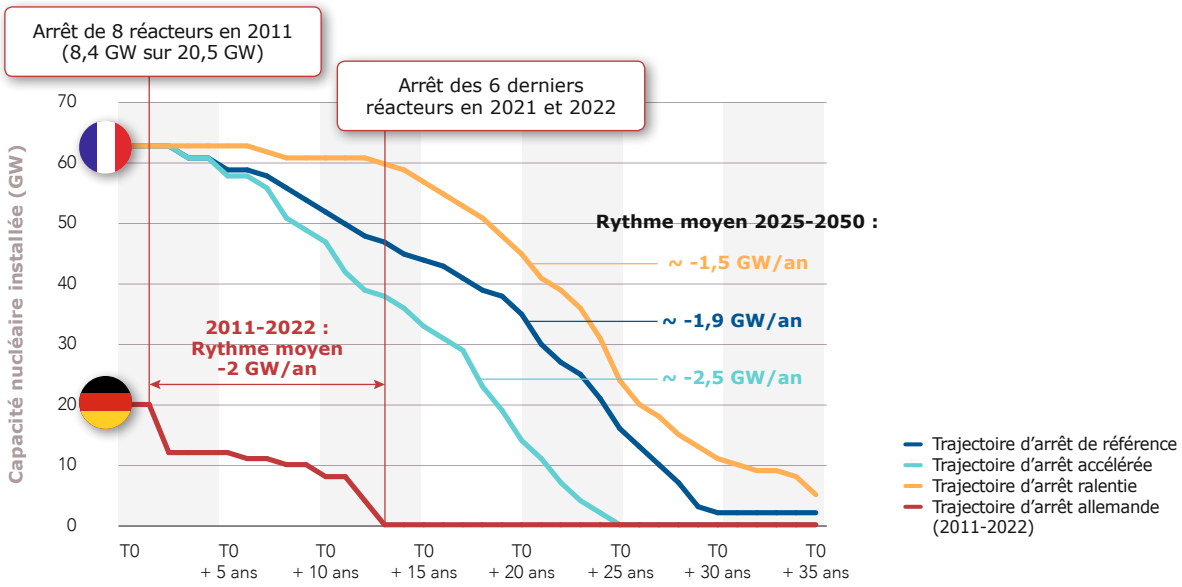
Il existe deux précédents récents de fermeture très rapide de réacteurs nucléaires : l'Allemagne (de manière programmée) et le Japon (de manière instantanée).

4. Présentation du Rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020 aux parlementaires de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) par Bernard Doroszczuk, président de l'ASN, et Olivier Gupta, directeur général, le 27 mai 2021

L'Allemagne a commencé sa sortie du nucléaire au lendemain de l'accident de Fukushima-Daiichi. Elle a immédiatement mis à l'arrêt huit réacteurs, puis a programmé la fermeture des autres en l'étalant sur une durée de 11 ans. À l'issue de ce programme, fin 2022, l'Allemagne aura fermé 17 réacteurs en 11 ans, produisant à l'origine près de 150 TWh, soit une réduction d'un rythme de 14 TWh/an. Cette fermeture a été accompagnée d'une forte croissance du développement de l'éolien et du solaire (+ 110 TWh entre 2011 et aujourd'hui), qui néanmoins demeure insuffisante pour permettre la fermeture simultanée des centrales à charbon. Le rythme de fermeture des réacteurs dans la trajectoire accélérée est supérieur à celui de l'Allemagne. Quant au Japon, la fermeture immédiate des réacteurs (dont certains ont depuis été redémarrés) a été compensée en large partie par la remise en service de capacités thermiques peu utilisées, complétée par des programmes d'économie d'énergie, l'utilisation des énergies renouvelables demeurant très faible.

La question du rythme de fermeture des réacteurs nucléaires en France doit, de plus, intégrer des dimensions supplémentaires propres à la stratégie du « cycle fermé » choisie par France. En effet, des pays comme l'Allemagne et le Japon ne retraitent actuellement pas leur combustible nucléaire usé et se sont donc dotés d'importantes capacités pour l'entreposer. Dans la situation française, de telles capacités de stockage n'existent pas aujourd'hui puisque le combustible nucléaire est retraité une fois sous forme de MOX au lieu d'être stocké. La production d'une unité de combustible MOX consomme environ huit unités de combustible usé. Ainsi, la fermeture d'un réacteur consommant du MOX à n'est actuellement possible qu'au prix d'une réduction des déchets en fermant au préalable des réacteurs classiques ou d'une augmentation des capacités d'entreposage de combustible usé. Toute trajectoire de fermeture du nucléaire en France doit intégrer ces éléments, qui structurent le rythme possible de réduction de la capacité de production nucléaire.

Figure 4.4 Comparaison des trajectoires d'arrêt des réacteurs nucléaires proposée en France (2025-2060) et réalisée en Allemagne (2011-2022)



4.2.3.4 Une option pour ralentir la fermeture en début de période

À l'opposé des scénarios de sortie anticipée du nucléaire, l'étude analyse une autre trajectoire alternative consistant à repousser le plus longtemps possible la fermeture de réacteurs nucléaires dont les coûts sont amortis et qui constituent un atout pour la lutte contre le changement climatique. Cette stratégie implique de pousser la durée de vie des réacteurs au maximum de leurs capacités techniques dans le respect des conditions de sûreté fixées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

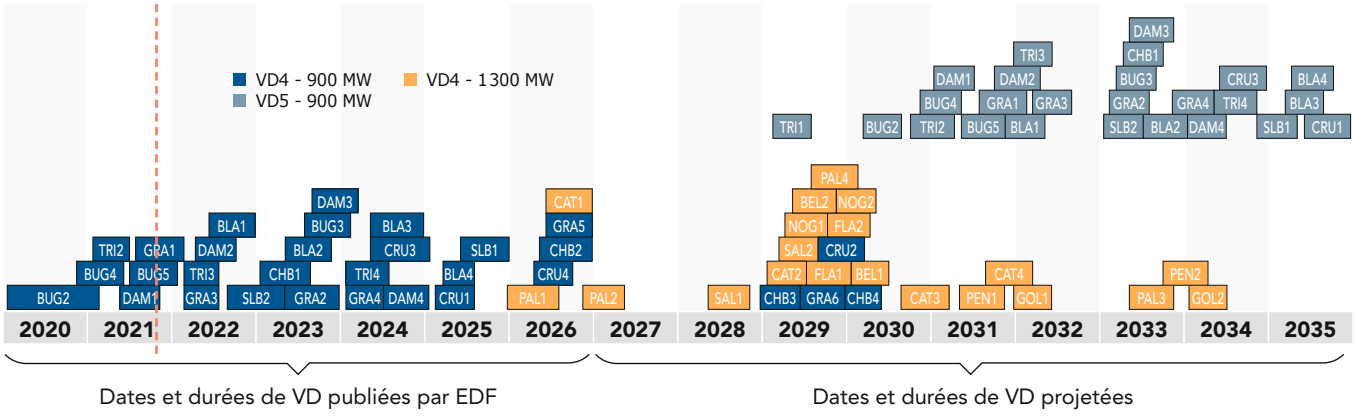
Dans cette option, les fermetures de réacteurs prévues par la PPE sur les quinze prochaines années seraient reportées, en totalité ou en partie. Il ne s'agit donc pas ici uniquement de ne pas activer les fermetures optionnelles sur les années 2025 et 2026 mentionnées par la PPE (RTE a déjà analysé, dans le Bilan prévisionnel 2021, que les conditions prévues par la PPE pour procéder à de telles fermetures ne sont pas remplies vu d'aujourd'hui[5]), mais bien d'envisager le report de l'ensemble des 12 fermetures de réacteurs prévues d'ici 2035.

L'option de la prolongation intégrale du parc au cours des 10-15 prochaines années permet de maintenir une capacité nucléaire maximale, en complément du développement des énergies renouvelables, à l'horizon 2030-2035. À cette échéance, il n'existe en effet pas de relais possible par du nouveau nucléaire, du fait des délais de développement et de construction de nouveaux réacteurs *(voir paragraphe 4.2.4)*.

Cette option implique de prolonger des réacteurs non seulement au-delà de leur VD 4, mais également au-delà de leur VD 5. C'est notamment le cas pour les réacteurs les plus anciens du parc (Tricastin, Bugey), dont les cinquièmes visites décennales (VD) sont programmées pour intervenir à l'horizon 2030 et qui devraient alors être prolongés au-delà. La perspective d'une prolongation intégrale du parc existant est donc conditionnée par la capacité industrielle de l'exploitant à réaliser les travaux de prolongation nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de l'ASN.

Cette option conduirait à repousser au-delà de 2035 l'atteinte de l'objectif fixé par la loi de 50 % de nucléaire dans la production d'électricité. Un tel report nécessiterait une modification de la loi mais serait indispensable dans le cas où les pouvoirs publics souhaitent maintenir à long terme

Figure 4.5 Planning prévisionnel des quatrième et cinquième visites décennales des centrales nucléaires françaises jusqu'à 2035



5. Bilan prévisionnel 2021 de RTE, https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/

(2050-2060) un socle nucléaire conséquent conduisant à une part du nucléaire proche des 50 % dans le scénario de référence. En effet, compte tenu des contraintes sur la durée de vie des réacteurs et des contraintes industrielles remontées par la filière nucléaire sur le rythme de mise en service de nouveaux réacteurs, il n'apparaît pas possible de baisser la part du nucléaire à 50 % en 2035 puis de la maintenir à ce niveau à l'horizon 2050-2060. Cela impliquerait de construire de nouveaux réacteurs à un rythme supérieur à celui des années 1980, ce qui dépasse nettement les capacités industrielles projetées par la filière nucléaire en France. RTE avait initialement proposé ce type de scénarios à la consultation publique mais celui-ci n'a été jugé ni réaliste ni cohérent sur le plan industriel par la grande majorité des répondants.

La prolongation de l'essentiel des réacteurs est ainsi retenue dans la trajectoire « arrêt ralenti » du scénario « N03 ». Dans cette trajectoire, seuls deux réacteurs (en plus des deux de Fessenheim) sont supposés fermer d'ici 2035 et la part du nucléaire dans le mix se maintient à environ 60 % à cet horizon.

4.2.3.5 Une option pour la prolongation au-delà de 60 ans

Dans le cadre de la concertation menée par RTE sur l'étude « Futurs énergétiques 2050 », plusieurs acteurs se sont interrogés sur la possibilité de prolonger certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans de durée d'exploitation.

Ces interrogations s'appuyaient en particulier sur l'exemple de certains réacteurs nucléaires aux États-Unis, dont les licences ont été prolongées par la *Nuclear Regulatory Commission (NRC)* pour permettre une exploitation jusqu'à 80 ans. Parmi ces réacteurs, quelques-uns ont effectivement été mis en service il y a désormais près de 60 ans sous le contrôle de la NRC.

En réponse à la consultation publique menée au début de l'année 2021, les industriels de la filière nucléaire se sont en outre montrés pour la première fois ouverts à l'hypothèse d'une prolongation de certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans en France. Il s'agit d'une évolution notable de leur position, la fermeture de tous les réacteurs à 60 ans au plus tard ayant toujours, jusque-là, fait office d'hypothèse de référence dans ces travaux sans que ce point ne soit contesté.

La comparaison avec les réacteurs états-uniens doit être prise avec précaution. Bien que la technologie utilisée pour la plupart des réacteurs français soit identique à celle de nombreux réacteurs américains (réacteurs à eau pressurisée sous licence *Westinghouse)*, des différences de traitement de la prolongation du nucléaire subsistent entre les deux pays.

D'une part, le fonctionnement des licences d'exploitation aux États-Unis, qui peuvent être renouvelées pour plusieurs décennies, diffère du processus mis en place en France : celui-ci prévoit une démonstration de sûreté et des travaux de mise à niveau tous les dix ans pour que les réacteurs puissent être autorisés à prolonger leur exploitation dans les meilleures conditions de sûreté. En outre, la prolongation des licences d'exploitation de certains réacteurs états-uniens jusqu'à 80 ans ne garantit pas que ceux-ci seront techniquement et économiquement aptes à fonctionner jusqu'à cette échéance.

D'autre part, la démonstration de sûreté des réacteurs américains n'est pas basée sur les mêmes principes méthodologiques (méthode probabiliste utilisée par la NRC aux États-Unis pour s'assurer du maintien du niveau de sûreté par rapport à la mise en service, méthode déterministe pour vérifier l'amélioration continue de la sûreté utilisée par l'ASN en France) et ne peut donc être répliquée dans les mêmes conditions.

En tout état de cause, si l'option de prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans en France apparaît ouverte, elle n'est possible que sous de strictes conditions et est soumise à la validation de l'ASN. Cette prolongation ne serait d'une part vraisemblablement envisageable que pour certains réacteurs et ne pourra donc constituer un cas général. Elle doit d'autre part être anticipée pour garantir la sûreté des réacteurs concernés. Dans une récente audition au

Sénat[6], le président de l'ASN a ainsi indiqué qu'il n'y avait à ce jour pas de visibilité sur la tenue des cuves au-delà de 50 ans et que les perspectives semblaient «un peu justes» pour certains réacteurs. Il a également plaidé pour une anticipation des études et des recherches sur le vieillissement des matériaux afin d'avoir de la visibilité sur les possibilités de prolongation au-delà de 60 ans et de disposer d'un plan réaliste pour le nucléaire en vue de projeter le mix énergétique de long terme.

Malgré ces réserves, cette option ne peut être exclue *a priori* au regard des expériences internationales et il apparaît en ce sens nécessaire qu'elle fasse l'objet d'une description, ne serait-ce que pour évaluer ses prérequis et identifier les principaux jalons décisionnels associés. Pour que certains réacteurs nucléaires de deuxième génération soient prolongés au-delà de 60 ans durant la décennie 2040-2050, la décision devra être prise aux alentours de 2040. Or une telle décision nécessite une

Figure 4.6 Trajectoires de fermeture du nucléaire existant

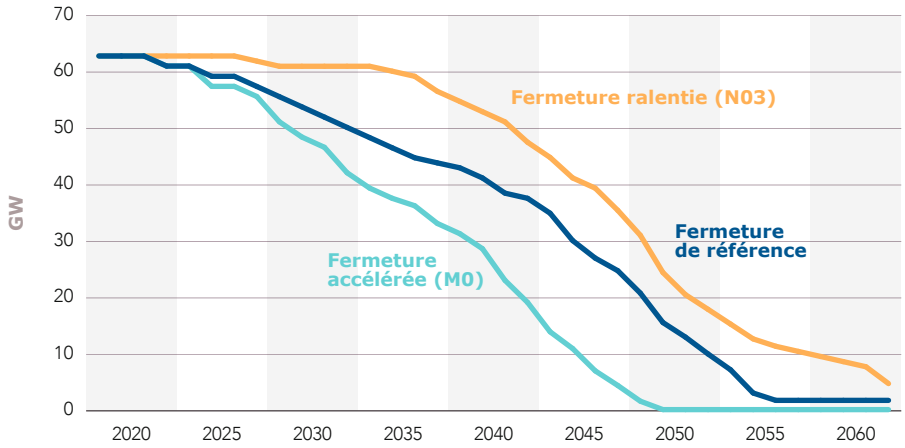


Tableau 4.1 Âge moyen des réacteurs encore en service par trajectoire de fermeture du nucléaire existant

	Trajectoire de fermeture du nucléaire existant		
Âge moyen des réacteurs existants (hors EPR de Flamanville) encore en service en	**Référence (M1, M23, N1, N2)**	**Accélérée (M0)**	**Différée (N03)**
2030	42 ans	41 ans	42 ans
2040	50 ans	47 ans	51 ans
2050	54 ans		56 ans
2060			58 ans

6. Audition de M. Bernard Doroszczuk, président de l'Autorité de sûreté nucléaire, devant la Commission des affaires économiques du Sénat, le 7 avril 2021 : https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20210405/ecos.html#toc5

instruction d'au moins dix ans, ce qui implique de disposer de premiers éléments techniques aux alentours de 2030. L'option d'une prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans impliquerait donc, dès aujourd'hui, qu'un programme de recherche et développement spécifique lui soit consacré.

Dans les scénarios de RTE, cette option n'est ouverte que dans le seul scénario «N03», pour quelques réacteurs (entre trois et cinq dans ce scénario selon les paliers et réacteurs retenus, et d'autant plus si certains doivent être fermés à 50 ans). Dans cette configuration, la capacité de nucléaire existant (incluant l'EPR de Flamanville en construction) encore en service en 2050 est d'environ 25 GW contre 15 GW dans la trajectoire centrale. Ceci contribue à atteindre une capacité de production nucléaire totale d'environ 50 GW à cet horizon.

4.2.4 Les réacteurs de troisième génération : des rythmes de développement de nouveaux EPR conditionnés par le déploiement de capacités industrielles adéquates

Après la principale phase d'investissement dans la technologie nucléaire (années 1970 et 1980), plusieurs pays ont développé une nouvelle génération de réacteurs nucléaires dit de «troisième génération» répondant à des exigences accrues en termes de sûreté et de sécurité. Ces exigences visent à tirer les enseignements des accidents nucléaires et des attentats ayant eu lieu depuis la fin des années 1970.

La France et l'Allemagne ont ainsi développé à partir de 1989 la filière EPR de réacteur à eau pressurisée. Après la décision allemande d'arrêter la construction de réacteurs nucléaires en 1998, le projet n'a plus été porté que par la France dont il constitue aujourd'hui la filière privilégiée. Les grandes options de conception définies conjointement entre les ingénieries des deux pays n'ont pas été remises en cause compte tenu de l'avancement du projet.

Dans les années 2000, dans un contexte international de «renaissance du nucléaire», les groupes EDF et Areva ont suivi des stratégies industrielles distinctes, et les réacteurs EPR construits depuis présentent des différences de conception. Deux réacteurs de cette filière sont en service en Chine (Taishan) ; deux sont construits et en préparation de mise en service (Olkiluoto en Finlande construit par Areva, Flamanville en France construit par EDF), et deux sont en phase de chantier à Hinkley Point au Royaume-Uni.

La construction des EPR européens en Finlande et en France a subi de nombreux retards. Le chantier de l'EPR de Flamanville, envisagé comme une tête de série d'un nouveau programme nucléaire français, a ainsi connu d'importants aléas (révision du contrôle-commande, défauts de fabrication du pont polaire, anomalies de l'acier de la cuve et du couvercle, défaut de spécification de soudures, etc.) qui ont retardé ce projet.

L'accident de Fukushima en mars 2011 a suscité une remise en question, à l'échelle internationale, des exigences appliquées aux réacteurs nucléaires présents et à venir. Ceci a conduit à un infléchissement du nombre de nouveaux projets de réacteurs nucléaires dans le monde qui a contrecarré la stratégie de construction en série d'EPR. EDF prévoit donc, pour ses futurs réacteurs, la construction d'EPR2 à la conception simplifiée.

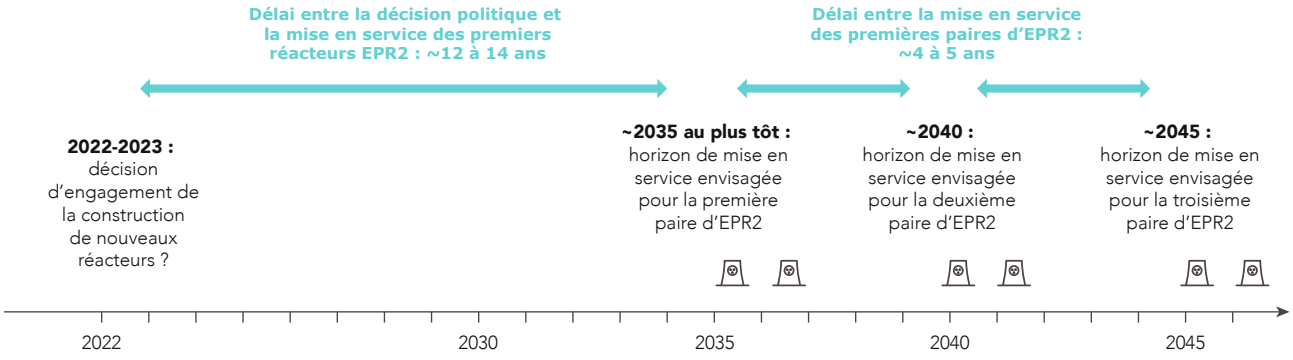
En dépit des difficultés de la filière EPR, qui n'est pas la seule à connaître des difficultés de mise en œuvre, la reprise des investissements nucléaires dans le monde est une réalité, pour des raisons tenant à la fois à la lutte contre le réchauffement climatique et au souhait de certains pays de renforcer leur indépendance énergétique. Les nouvelles constructions de réacteurs se situent aujourd'hui principalement en Asie : au-delà des EPR, des réacteurs de troisième génération de conceptions différentes, nippo-américains (AP-1000 de Westinghouse et ABWR de GE-Hitachi), russe (VVER-1200 de Rosatom), chinois (Hualong One de CGNPC & CNCC), ou coréen (APR-1400 Kepco) sont ainsi également en cours de déploiement dans le monde.

4.2.4.1 Dans les scénarios « N », des trajectoires qui reprennent le programme « nouveau nucléaire France » porté par les industriels du nucléaire sur la période 2035-2045

Le programme «nouveau nucléaire France» (NNF) porté par les acteurs de la filière nucléaire et étudié par le gouvernement conformément aux orientations de la PPE, consiste en la construction de six EPR2 (modèle de réacteur adapté de celui en cours de construction à Flamanville) sur la période 2035-2045, représentant une capacité d'environ 10 GW. Les nouveaux réacteurs seraient construits par paires, afin de bénéficier d'économies liées à «l'effet de paire» comme pour les réacteurs de seconde génération, sur des sites existants et au rythme d'une paire tous les quatre à cinq ans.

Ce programme est présenté par les acteurs du nucléaire comme une solution sans regret, en vue

Figure 4.7 Programme « nouveau nucléaire France » et délais estimés entre les premières mises en service des EPR2



de construire le mix électrique de la neutralité carbone. Il peut ensuite se prolonger avec de nouvelles mises en services selon un rythme plus ou moins important à partir de 2045.

La question du rythme de mise en service est déterminante pour la part du nucléaire dans le mix électrique à l'horizon 2050 et celle-ci a fait l'objet de nombreux échanges avec les parties prenantes dans le cadre de la concertation.

En particulier, les acteurs de la filière nucléaire ont indiqué en réponse à la consultation publique qu'un délai de 4 à 5 ans était nécessaire entre les mises en service des trois premières paires afin de reconstituer progressivement une capacité industrielle performante de construction de réacteurs nucléaires en France et de disposer d'un retour d'expérience suffisant entre les premières mises en service. Ce délai est jugé difficilement compressible par la filière et se retrouve ainsi dans les principaux scénarios étudiés par RTE.

4.2.4.2 Des trajectoires contrastées sur le rythme de construction de réacteurs au-delà du programme NNF, avec une accélération possible mais selon un rythme qui reste inférieur à celui des années 1980

Au-delà du programme NNF, les mises en service de nouveaux réacteurs peuvent se prolonger selon plusieurs trajectoires, avec un rythme maintenu au même niveau ou au contraire accéléré.

Dans la trajectoire du scénario N1, la mise en service se poursuit au rythme d'une paire d'EPR2 tous les cinq ans au-delà du programme NNF, conduisant à la mise en service d'une quatrième paire entre 2045 et 2050 et de deux autres sur la décennie 2050-2060. Dans ce scénario, la capacité de nouveau nucléaire disponible atteint environ 13 GW en 2050 et autour de 20 GW en 2060.

Dans les trajectoires des scénarios N2 et N03, le rythme de construction de nouveaux réacteurs s'accélère au-delà du programme NNF pour atteindre environ deux paires tous les trois ans à partir de 2044. Dans ces scénarios, la capacité de nouveaux EPR s'élève à environ 23 GW en 2050 et jusqu'à près de 40 GW en 2060.

Cette perspective d'accélération, considérée dans les scénarios N2 et N03, correspond au rythme maximum communiqué par les acteurs de la filière nucléaire au cours de la concertation. Il a notamment fait l'objet de contributions écrites spécifiques de la part d'EDF, du GIFEN, de la SFEN et du CEA à

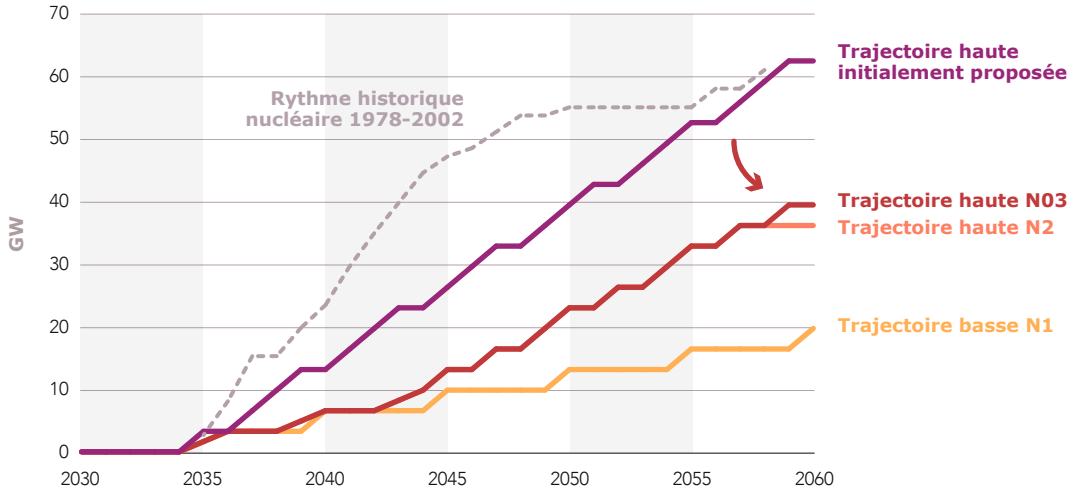
l'occasion de la consultation publique. Cette accélération est soumise d'après ces mêmes acteurs à plusieurs conditions parmi lesquelles le lancement du programme NNF dans les tous prochains mois, la stabilité du cadre politique et réglementaire pour assurer une visibilité à long terme pour l'industrie, la standardisation des équipements et réacteurs développés ou encore la mise en place d'une logique partenariale entre maître d'ouvrage et acteurs de la supply-chain.

Le rythme de construction résultant de ces propositions industrielles (un à deux réacteurs par an au maximum à partir de 2045) ressort nettement en-dessous de celui du programme nucléaire historique, qui a vu trois à quatre réacteurs mis en service chaque année en moyenne, entre la fin des années 1970 et le début des années 1990. Cette différence entre le rythme historique et celui projeté dans le meilleur des cas a fait l'objet en concertation de discussions passionnées conduisant à de multiples prismes d'interprétation, mettant l'accent tantôt sur le caractère exceptionnel du programme nucléaire civil français des années 1980, tantôt sur la perte de compétence industrielle du pays depuis.

Plusieurs acteurs ont suggéré d'étudier la possibilité d'aller au-delà de l'accélération décrite ci-dessus, pour disposer d'un scénario retenant une capacité de production nucléaire plus importante, avec 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs en 2050. Un des scénarios initialement proposés par RTE dans la consultation publique était d'ailleurs basé sur ce type de trajectoires. Pour autant, cette proposition n'a pas été reprise par des acteurs industriels, qui ont indiqué que les contraintes de *supply-chain* rendaient difficilement envisageable d'atteindre un tel rythme. Celui-ci ne serait possible qu'en recourant à des capacités industrielles à l'étranger, soit en Europe dans le cadre de programmes nucléaires coordonnés avec le Royaume-Uni, la République tchèque et la Pologne notamment, soit en Asie. Ces conditions n'étant manifestement pas susceptibles d'être remplies, RTE n'a pas retenu, parmi les scénarios principaux, une trajectoire prévoyant la construction de 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs d'ici 2050 (cette capacité ne pouvant être atteinte qu'à l'horizon 2060).

Le scénario N03 permet néanmoins de documenter un scénario comprenant 23 GW de nouveau nucléaire en 2050, et constitue donc un bon objet d'étude pour tester les conséquences de scénarios de relance du nucléaire très ambitieux.

Figure 4.8 Trajectoires de développement de nouvelles tranches nucléaires (nouveaux EPR2)



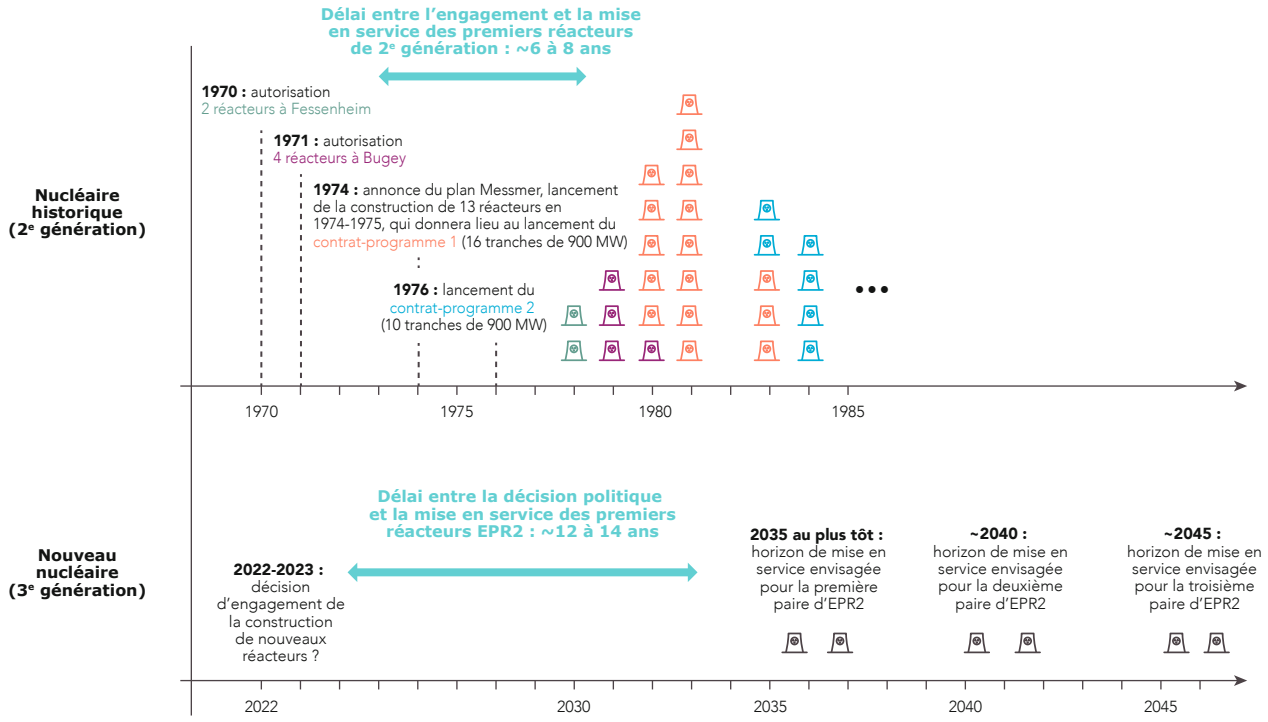
4.2.4.3 Dans le cas d'une relance du nucléaire en France, des décisions d'engagement qui doivent être prises très rapidement pour que le nouveau nucléaire puisse faire une différence à l'horizon 2050

Quoi qu'il en soit, une relance du nucléaire en France ne constitue un élément distinctif entre les différents scénarios que dans le cas d'une décision rapide de construction de nouveaux réacteurs sous la forme d'un programme.

D'une part, cette rapidité apparaît nécessaire pour maintenir un certain nombre de compétences et de ressources spécifiques pour l'industrie nucléaire et éviter un «trou d'air» avant le lancement de nouveaux chantiers. Sur le passé récent, le délai important entre la fin des chantiers des réacteurs de seconde génération intervenue à la fin des années 1990 et l'engagement de la construction d'un nouveau réacteur EPR en France décidé en 2006-2007 a conduit à une perte de compétences généralisée dans la filière nucléaire française, qui constitue une des raisons des délais et surcoûts importants observés sur le chantier de l'EPR de Flamanville[7]. D'après les acteurs de la filière, pour éviter un nouveau déclin des compétences, l'engagement rapide de nouveaux chantiers apparaît primordial pour assurer la faisabilité des scénarios N.

D'autre part, il existe un délai très important entre une éventuelle décision de construction de

Figure 4.9 Délais moyens de construction des réacteurs nucléaires pour les réacteurs de seconde génération et les réacteurs de troisième génération (EPR2)



7. Jean-Martin Folz, «*La construction de l'EPR de Flamanville, Rapport au Président Directeur Général d'EDF*», Octobre 2019.

réacteurs et la production d'électricité décarbonée. Selon les informations communiquées par EDF, les délais de développement et de construction de nouveaux réacteurs entre la décision d'engagement et la mise en service des premiers réacteurs EPR2 (y compris pour la concertation et les demandes d'autorisation) s'élèvent en effet à environ 12 à 14 ans au minimum. Ainsi, seule une décision politique sur la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouvelles tranches à l'horizon 2035, et elle ne pourrait conduire à une accélération du rythme de mise en service qu'à compter de 2045. La fenêtre d'action pour permettre à une relance du nucléaire de contribuer à l'atteinte des objectifs de baisse des émissions de CO_2 à horizon 2040 et 2050 est donc extrêmement étroite.

Ces délais sont considérablement plus importants que ceux du programme nucléaire historique : ainsi, les premiers paliers nucléaires (22 réacteurs des paliers dits « CP0 » et « CP1 »), dont la construction a été lancée au début des années 1970 et accélérée dans le cadre du « plan Messmer » de 1974 consécutif au premier choc pétrolier, ont été intégralement mis en service entre 1978 et 1983, souvent de l'ordre de sept à huit ans après les décisions d'engagement. L'écart avec l'historique s'explique en partie par un contexte économique et industriel différent, l'augmentation de la complexité de la conception des réacteurs du fait d'exigences de sûreté renforcées, mais également la durée des procédures de débat public, d'autorisation et de concertation.

4.2.5 Les petits réacteurs modulaires (SMR) : une opportunité pour le développement de nouveau nucléaire complémentaire aux réacteurs de troisième génération

L'intérêt croissant pour la solution des petits réacteurs modulaires représente l'une des évolutions les plus marquantes constatée au cours des deux ans de concertation sur les «Futurs énergétiques 2050».

Les petits réacteurs modulaires *(Small Modular Reactors* en anglais, abrégé en SMR), qui correspondent à des réacteurs de faible puissance unitaire (généralement inférieure à 300 MW_e), constituent une nouvelle option de développement de nouvelles installations de production d'électricité nucléaire dans le monde. Historiquement utilisé pour la propulsion navale dans certains sous-marins, ce type de réacteurs pourrait en effet à terme contribuer à la production d'électricité. Les SMR ont ainsi fait l'objet d'une attention accrue au niveau mondial au cours des dernières années, avec le développement de nombreux projets et expérimentations. Ils pourraient offrir à long terme une solution

Figure 4.10 Nombre de projets de développement de SMR en cours en Europe, et entreprises porteuses associées

Type de filière	Nombre de projets en développement en 2020	Quelques exemples de design de SMR
SMR terrestre refroidi à l'eau	**25**	VK-300 : 250 MW (en phase de design avancée)
		NUWARD : 2x170 MW (en phase de design)
		NuScale : 12x60 MW (en revue réglementaire)
SMR marin refroidi à l'eau	**6**	KLT-40S : 2x35 MW (en exploitation)
		RITM-200M : 2x50 MW (en cours de développement)
SMR à haute température refroidi au gaz	**14**	HTR-10 : 2,5 MW (en exploitation)
		HTTR-30 : 30 MW (en exploitation)
		HTR-PM : 210 MW (en cours de construction)
		HTMR-100 : 35 MW (en phase de design)
SMR à neutrons rapides	**11**	BREST-OD-300 : 300MW (licence de construction obtenue)
		LFR-AS-200 : 200 MW (en phase de design)
SMR à sels fondus	**10**	FUJI : 200MW (en phase expérimentale)
		Natrium : 500 MW (en phase de design)
Micro SMR	**6**	Westinghouse eVinci : 2-3,5 MW (en cours de développement)

Source : https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf

supplémentaire pour la production d'électricité bas-carbone, en particulier dans des zones isolées pour lesquelles des grands réacteurs ne se révèlent pas adaptés.

Les concepts de SMR développés par les puissances nucléaires à travers le monde peuvent correspondre à des technologies très différentes. En France, un consortium regroupant EDF, le CEA, NavalGroup et TechnicAtome développe actuellement un modèle de SMR baptisé Nuward™, reprenant la technologie des réacteurs à eau sous pression de 3e génération, mais avec une puissance unitaire d'environ 170 MW_e, dix fois inférieure à celle des EPR. Ce concept est aujourd'hui à un stade de conception et de maturité moins avancée que l'EPR2 mais pourrait faire l'objet de démonstrateurs en France au cours de la décennie 2030 et représenter quelques gigawatts en service à l'horizon 2050, selon les informations remontées par la filière.

Du fait de sa moindre taille, ce type de réacteurs doit permettre de faciliter le respect des exigences de sûreté, en s'appuyant notamment sur d'avantage de mécanismes de sûreté passifs, c'est-à-dire sans intervention humaine ni alimentation en énergie. Il est également caractérisé par une conception modulaire simplifiée, permettant notamment une fabrication et un pré-assemblage des réacteurs directement en usine. D'après les acteurs de la filière, ceci constitue une opportunité de paralléliser la construction de nouveaux réacteurs en France (1) en sollicitant des capacités de *supply-chain* complémentaires à celles utilisées pour la construction des EPR, et (2) en réduisant les temps de construction des réacteurs.

Dans les scénarios de RTE, l'option SMR est développée essentiellement dans le scénario « N03 », pour un volume d'environ 4 GW en service à l'horizon 2050, en complément des EPR2.

4.2.6 Les réacteurs de quatrième génération : pas de projet à moyen terme en France

Au-delà des réacteurs de troisième génération, la France participe de longue date à une coopération internationale visant à développer des réacteurs de quatrième génération, dont les principaux objectifs sont de permettre une amélioration significative de la sûreté, une diminution de l'utilisation de ressources naturelles et de combustible, une minimisation des déchets radioactifs et une réutilisation des combustibles usés. Plusieurs projets et technologies de réacteurs de quatrième génération sont ainsi étudiés à travers le monde.

En France, les recherches sur les réacteurs de quatrième génération portées par le CEA se sont orientées autour de la technologie de réacteurs à neutrons rapides au sodium (RNR-Na). Cette technologie présentait l'avantage de rendre complète la stratégie de « fermeture du cycle » avec un multi-recyclage des combustibles usés aujourd'hui entreposés pouvant alimenter de tels réacteurs pendant plusieurs décennies, voire plusieurs siècles. Plusieurs réacteurs de recherche fonctionnant selon ce concept ont été testés en France par le passé (Rapsodie, Phénix et Superphénix) et un démonstrateur technologique nommé ASTRID a été lancé en 2010. Cependant, en raison de l'absence de contrainte sur la ressource en uranium sur les prochaines décennies, diminuant ainsi l'intérêt des réacteurs de quatrième génération, et du coût de développement élevé du projet ASTRID, celui-ci a été réorienté par l'État depuis 2019. Ainsi, la PPE ne prévoit désormais pas de développement de réacteurs de quatrième génération en France avant la seconde moitié du XXIe siècle.

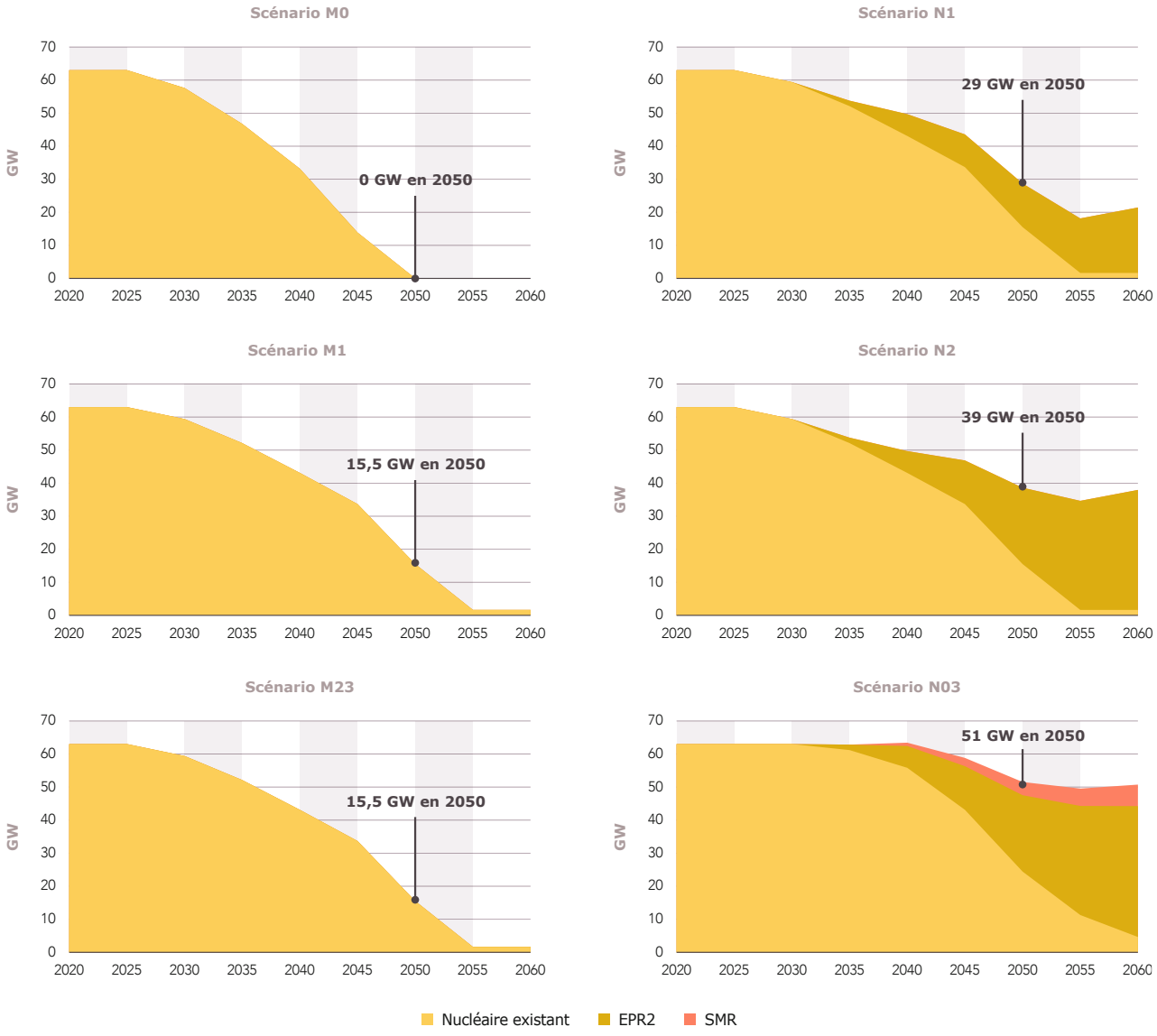
Cette réorientation n'a qu'un faible impact sur la capacité à déployer de nouveaux réacteurs en France d'ici 2050, horizon pour lequel la filière privilégie le déploiement industriel de réacteurs de troisième génération présentés dans les sections précédentes. Elle a en revanche soulevé des interrogations auprès des participants à la concertation quant aux perspectives de réutilisation de combustible usé aujourd'hui entreposé en France en attendant une éventuelle valorisation dans des réacteurs de quatrième génération. Plusieurs acteurs ont suggéré qu'un scénario ambitieux de relance du nucléaire devait porter sur un « écosystème complet », intégrant la poursuite de l'effort de recherche sur la quatrième génération.

4.2.7 À l'horizon 2050, le parc nucléaire maximal issu des propositions industrielles des acteurs de la filière est d'environ 50 GW, dont environ la moitié issue de nouveaux réacteurs

En combinant les perspectives industrielles sur les réacteurs nucléaires existants et sur le développement de nouveaux réacteurs, la capacité installée de nucléaire en France s'élève au maximum à 50 GW à l'horizon 2050.

La trajectoire haute (scénario N03) repose ainsi sur la mobilisation de l'ensemble des leviers possibles pour maximiser la capacité nucléaire tout en prenant en compte les contraintes industrielles remontées par les acteurs de la filière.

Figure 4.11 Synthèse des trajectoires d'évolution du nucléaire (par type de technologie) dans les six scénarios d'étude



Elle combine ainsi :

- la prolongation généralisée des réacteurs nucléaires de deuxième génération jusqu'à au moins 60 ans (sous réserve de leur capacité à maintenir un niveau de sûreté conforme aux exigences de l'ASN) et de certains réacteurs au-delà de 60 ans, qui permet de disposer d'environ 24 GW de nucléaire existant en 2050 (contre 15,5 GW dans la trajectoire de fermeture de référence) ;
- le développement de réacteurs EPR2 selon le rythme de construction le plus haut indiqué par la filière nucléaire française et conduisant à la mise en service de 14 EPR2 d'ici 2050, soit une capacité d'environ 23 GW ;
- en complément, la mise en service de petits réacteurs modulaires en commençant par des démonstrateurs à l'horizon 2035 et avec une capacité pouvant atteindre 4 GW en 2050.

Ce scénario nécessite donc de relever de manière combinée un certain nombre de défis industriels et technologiques, sur l'accélération du rythme de construction de réacteurs mais également sur la maîtrise des enjeux de vieillissement des matériaux pour la prolongation des réacteurs existants et sur la capacité à concevoir, tester puis industrialiser un nouveau modèle de réacteur de type SMR au cours des trois prochaines décennies.

Des propositions visent à aller au-delà, notamment grâce à une accélération du rythme de déploiement des EPR2. Lors de la consultation publique, ce type de propositions n'a pas été défendu par les acteurs de la filière qui les ont jugées difficilement atteignables du fait de contraintes sur la *supply-chain.*

4.3 Les énergies renouvelables : une très forte croissance dans tous les scénarios pour décarboner le pays

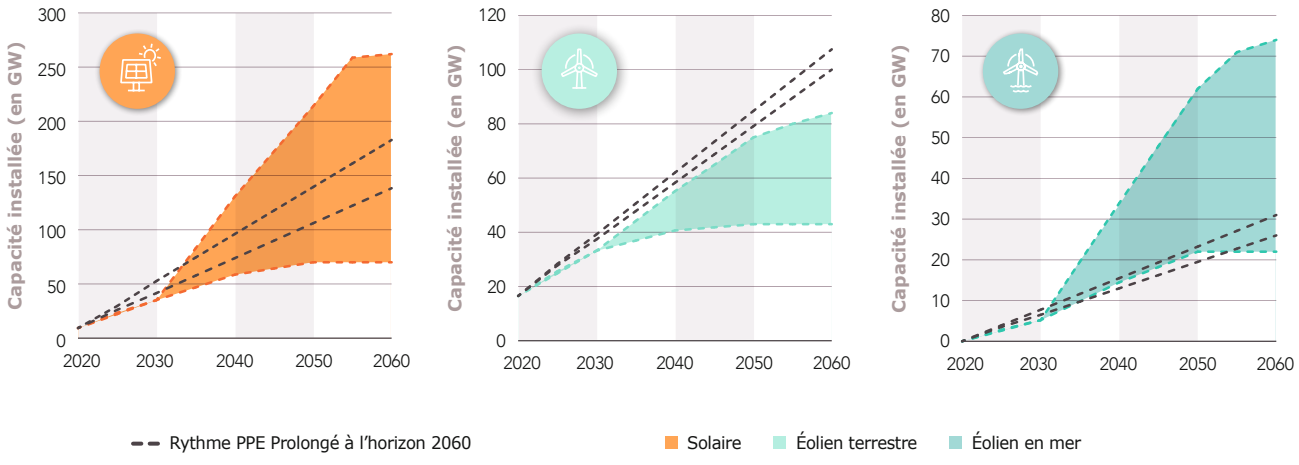
4.3.1 La croissance des énergies renouvelables est commune à tous les scénarios mondiaux

Le développement des énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire, au-delà de la production hydraulique dont le potentiel est déjà largement exploité, suit une dynamique mondiale : tous les pays engagés dans des politiques climatiques visant une forte réduction des émissions de gaz à effet de serre ont choisi de développer ces sources d'énergie. Ces politiques de soutien ont conduit à de fortes diminutions de coût pour les éoliennes et les panneaux solaires, dont la compétitivité par rapport aux énergies fossiles ou au nucléaire s'est largement renforcée. Au cours des dernières années, l'essentiel des investissements en nouvelles capacités de production, en Europe, concernait l'éolien et le solaire.

Néanmoins, le caractère renouvelable de ces énergies n'est pas synonyme de facilité de déploiement sur le terrain comme le montre le débat publique en France. Le développement de l'éolien terrestre est ainsi source de polémiques dans plusieurs pays, notamment en raison de son emprise paysagère ; l'éolien en mer soulève des enjeux de partage de l'occupation de l'espace maritime notamment avec les activités de pêche ; le solaire se voit reprocher son coût carbone dans la mesure où la plupart de ses composants sont importés. Enfin, le caractère intermittent de leur production suscite la crainte que ces énergies nécessitent intrinsèquement le maintien de centrales de production à charbon ou à gaz pour en assurer le soutien (« back-up ») et soient donc impropres à permettre une véritable décarbonation. Quant à l'énergie hydraulique, son impact sur la biodiversité est également pointé du doigt.

L'ensemble de ces problématiques se retrouvent en France. Des années 1940 à 1970, la France a fortement développé l'hydraulique en exploitant des fleuves comme le Rhône et le Rhin et en créant

Figure 4.12 Évolution des capacités installées des filières photovoltaïque et éoliennes dans les scénarios



de larges retenues d'eau en montagne (Alpes, Pyrénées, Massif central). Elle soutient le développement de l'énergie solaire et éolienne depuis une quinzaine d'années, même si les volumes installés sont moindres que dans d'autres pays. Elle est le théâtre d'un affrontement médiatique très vif entre partisans des énergies renouvelables et partisans du nucléaire.

Au niveau mondial, parmi les différentes technologies bas-carbone, les énergies renouvelables sont celles qui se développent le plus vite : la petite taille des projets et leurs caractéristiques techniques intrinsèques (par exemple leur simplicité d'exploitation par rapport au nucléaire) rendent l'investissement à la portée de davantage d'acteurs et d'États. Les scénarios de transition énergétique sont ainsi, le plus souvent, construits largement autour d'un développement poussé de l'éolien terrestre, de l'éolien en mer et du solaire photovoltaïque. Dans le récent scénario « zéro émission nette » de l'Agence internationale de l'énergie, les deux tiers de l'énergie consommée dans le monde en 2050 sont d'origine renouvelable, de même que 90 % de l'électricité produite.

Les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » partagent la caractéristique de prévoir une forte progression des énergies renouvelables. Cette progression se mesure en valeur absolue (avec une capacité installée minimale de l'ordre de 29 GW pour l'hydraulique, de 22 GW pour l'éolien en mer, de 43 GW pour l'éolien terrestre et de 70 GW pour le solaire) et en valeur relative (avec une part minimale de 50 % de la production d'électricité totale en France en 2050).

Les rythmes d'installation des énergies renouvelables varient selon les scénarios (à l'exception de l'hydraulique, exploité au même niveau dans tous les scénarios car le potentiel exploitable au-delà des installations actuelles est jugé limité) :

- en 2030, le développement des énergies renouvelables est supposé atteindre la cible de la trajectoire basse de la PPE[8] dans tous les scénarios ;
- après 2030, l'éventail des rythmes de développement s'élargit, avec des écarts pouvant aller du simple au quadruple, notamment pour le photovoltaïque ;
- les niveaux à atteindre sur chaque filière sont échelonnés entre les scénarios et sont ajustés de manière à couvrir la consommation.

8. Trajectoire basse de PPE à l'horizon 2028

4.3.2 L'hydraulique : un potentiel déjà largement exploité, quelques opportunités de développement limitées

Le parc hydroélectrique a été développé dès les années 1940 (aménagement du Rhône), puis essentiellement entre les années 1950 et 1970. Les centrales hydroélectriques constituent aujourd'hui la première source de production d'électricité renouvelable en France. Elles représentent une capacité installée d'environ 26 GW et une production annuelle d'environ 60 TWh, soit de l'ordre de 15% de la production électrique nationale (variable d'une année sur l'autre selon les conditions météorologiques).

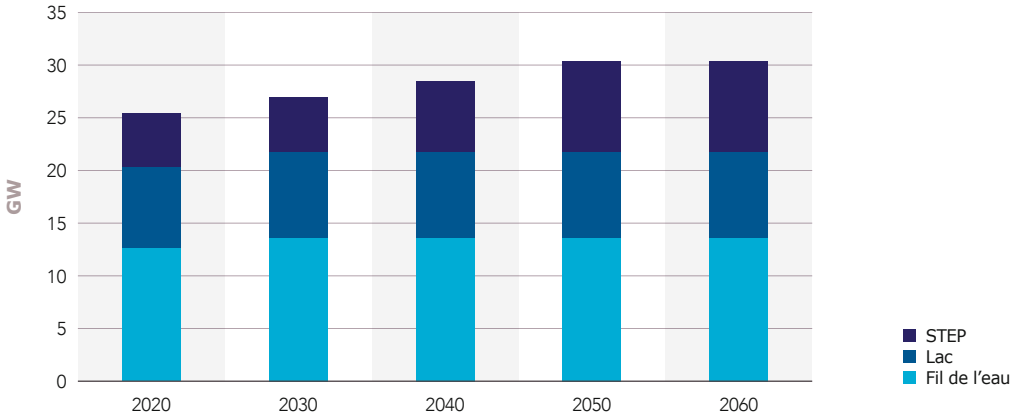
Une partie des installations hydroélectriques présentent l'avantage d'être pilotables (barrages de type «lac»), voire de stocker de l'énergie pour la restituer ultérieurement dans le cas des stations de pompage-turbinage (STEP). Ces installations contribuent dès aujourd'hui fortement à la flexibilité du système électrique et constituent un atout pour l'intégration des énergies renouvelables variables à long terme.

Le potentiel de production hydraulique en France est aujourd'hui considéré comme déjà largement exploité et présente peu d'opportunités supplémentaires à long terme. Les limites sur le développement de la filière sont par ailleurs renforcées par des craintes sur les impacts pour les écosystèmes et la biodiversité, ainsi que par des interrogations sur l'évolution de la ressource en eau dans un contexte de changement climatique et de concurrence avec d'autres usages susceptibles de croître (par exemple l'irrigation pour l'agriculture).

Quelques opportunités existent néanmoins pour augmenter la capacité de production hydraulique, notamment avec la création de nouvelles stations de pompage-turbinage. La PPE envisage ainsi la possibilité de mettre en service jusqu'à 1,5 GW de nouvelles STEP entre 2030 et 2035. Dans l'étude de RTE, un potentiel total de l'ordre de 3 GW de STEP supplémentaires entre 2020 et 2050 est considéré et intégré aux scénarios. Au-delà de ces capacités supplémentaires, le rôle des STEP (y compris existantes) est amené à se renforcer avec l'augmentation des besoins de flexibilité du système électrique et se traduira par une utilisation accrue.

Plusieurs sites sont aujourd'hui envisagés pour l'accueil de ces nouvelles STEP mais leur développement effectif nécessite qu'un certain nombre de conditions soient remplies, notamment en matière d'acceptabilité, de limitation des impacts environnementaux et de modèle économique.

Figure 4.13 Trajectoire de capacités hydrauliques installées en France entre 2020 et 2060



En complément, l'augmentation des capacités des installations existantes à l'occasion de leur remise à niveau (remplacement ou suréquipement via l'ajout de nouvelles turbines) ou encore le développement de nouvelles petites installations hydrauliques, bien que cristallisant une partie des inquiétudes pour la biodiversité, pourraient également représenter quelques centaines de mégawatts supplémentaires.

4.3.3 Les bioénergies électriques : une filière qui devrait rester marginale dans la production électrique, la biomasse étant orientée prioritairement vers d'autres vecteurs

La filière bioénergies regroupe les centrales thermiques fonctionnant avec des combustibles renouvelables ou de récupération. Elle inclut les installations produisant de l'électricité à partir de biomasse solide (bois, paille…), de biogaz ou encore de déchets. Cette filière représente aujourd'hui environ 2 GW de capacité installée et près de 10 TWh de production annuelle (2 % de la production d'électricité totale).

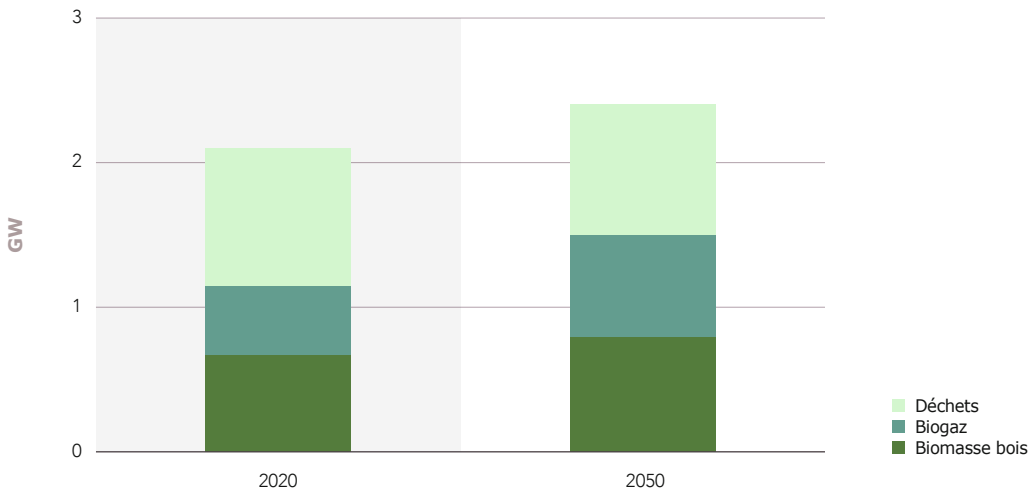
Les filières de production d'électricité à partir de biomasse solide ou de biogaz sont considérées comme des moyens bas-carbone dans la mesure où le CO_2 au cours de la combustion dans les centrales est d'origine biogénique, c'est-à-dire capté par les plantes et arbres sur leur cycle de vie. Pour des cultures gérées de manière durable, le bilan carbone sur l'ensemble du cycle de vie est donc considéré comme neutre (le carbone fixé par les plantes est réémis lors de la combustion).

La filière de production d'électricité à partir des déchets utilise des combustibles dits de récupération qui auraient de toute manière été incinérés. La récupération de l'énergie produite au cours de la combustion constitue donc un moyen de les valoriser.

Malgré leur caractère bas-carbone, les filières de bioénergies pour la production d'électricité ne devraient se développer que de manière marginale à long terme, selon les orientations publiques. En effet, la SNBC a mis en évidence le caractère limité du gisement de biomasse valorisable pour l'énergie en France *(voir section 3.1.1)* et prévoit d'orienter en priorité son utilisation pour la production de chaleur directe (par combustion dans des chaudières), de biocarburants ou de biogaz. Cette orientation permet de maximiser le rendement énergétique d'ensemble et/ou de favoriser la décarbonation de certains usages plus difficiles ou coûteux à électrifier (par exemple les chaudières industrielles à très haute température, le transport aérien ou maritime…).

Les trajectoires retenues par RTE se fondent sur ces orientations, avec un développement limité des bioénergies pour la production d'électricité à

Figure 4.14 Capacités de bioénergies installées en France en 2020 et en 2050



long terme. Ainsi, dans la trajectoire de référence, seul un développement d'unités de cogénération au biométhane est considéré, notamment pour des installations éloignées du réseau de gaz et qui ne peuvent donc injecter directement le biométhane dans le réseau gazier national. Une variante des scénarios explore néanmoins la possibilité qu'un volume plus important de biogaz soit utilisé pour la production d'électricité d'appoint dans les scénarios à fort développement en énergies renouvelables (la production d'électricité à base de biogaz étant susceptible de pouvoir concurrencer l'utilisation de l'hydrogène dans certains cas).

D'autres orientations pourraient être possibles, notamment dans le cas d'un développement de la production d'électricité ou de chaleur à partir de biomasse combinée à du captage et du stockage de carbone (BECCS) permettant des émissions négatives (le carbone biogénique n'est pas réémis dans l'atmosphère lors de la combustion mais capté et stocké, ce qui conduit à une absorption globale de carbone sur l'ensemble du cycle de vie). Cette stratégie n'est toutefois pas envisagée à grande échelle en France.

4.3.4 Le solaire photovoltaïque : une filière amenée à se développer de manière considérable, mais avec des rythmes qui doivent s'infléchir nettement par rapport à aujourd'hui

Développer l'énergie solaire constitue aujourd'hui un axe prioritaire de la politique énergétique de la France. Il n'en a pas toujours été ainsi, le développement de la filière ayant connu plusieurs à coups au début des années 2010 (le mauvais calage des tarifs de rachat a conduit à une bulle spéculative en 2011, qui a été suivie d'un moratoire sur les projets et de nombreuses années de croissance atone) ce qui conduit la France à disposer d'un parc de production solaire relativement faible par rapport à ses voisins en 2021.

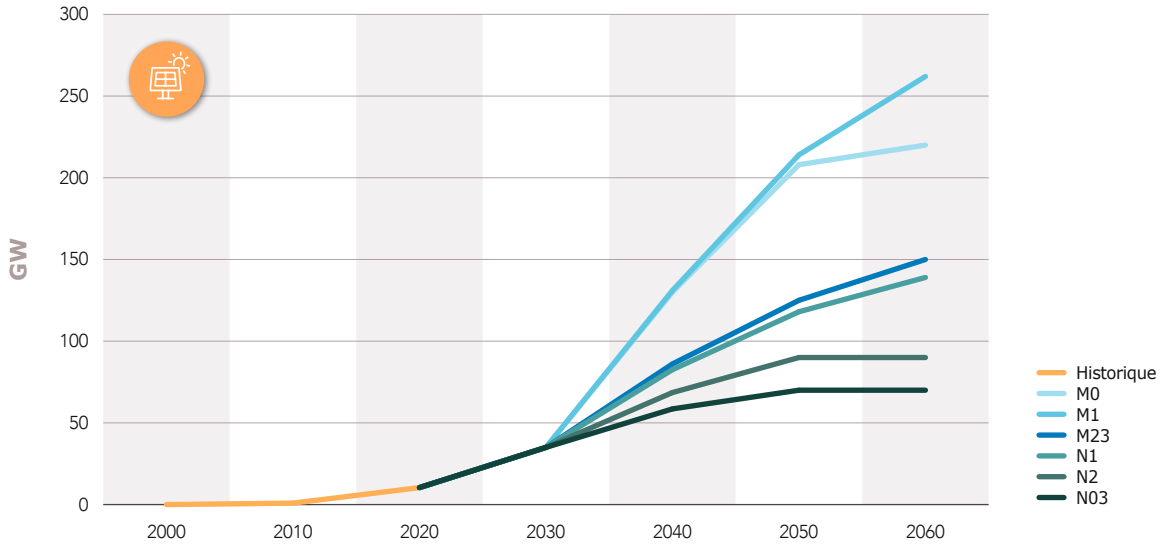
Sur le plan économique, les installations de production d'électricité d'origine photovoltaïque ont connu des baisses de coûts très importantes au cours des dix dernières années. La filière photovoltaïque apparaît aujourd'hui mature sur le plan technologique, et il existe un large consensus pour considérer que l'industrialisation de la fabrication de panneaux à très grande échelle conduira à terme à des innovations et de nouvelles économies d'échelle.

Sur le plan de l'insertion de cette technologie, le développement des panneaux photovoltaïques apparaît soutenu par la population ainsi que par les collectivités territoriales, notamment en raison d'une emprise paysagère réduite par rapport à l'éolien. En conséquence, le photovoltaïque fait partie des filières amenées à se développer de manière considérable dans tous les scénarios énergétiques européens et mondiaux visant la neutralité carbone.

Ces perspectives sont reprises dans les scénarios de l'étude, qui prévoient pour la France une multiplication par sept à vingt des capacités photovoltaïques en France à l'horizon 2050. L'habilité à suivre ces trajectoires représente toutefois plusieurs défis.

D'une part, sur le plan industriel, il s'agit de parvenir à accélérer effectivement le rythme de mise en service des capacités photovoltaïques par rapport aux tendances récentes. La PPE de 2016 avait prévu l'installation de près de 2 GW par an, et celle de 2020 un rythme de 3 à 4 GW par an d'ici 2023, en organisant le lancement de nombreux appels d'offres. Pour autant, les mises en service effectives sont demeurées très inférieures et n'ont jamais excédé 1 GW par an en France ces dernières années. Si, au premier semestre 2021, le rythme semble enfin s'être accéléré pour dépasser 1 GW en

Figure 4.15 Évolution des capacités photovoltaïques depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix



l'espace de six mois, il ne s'agit toujours pas du rythme prévu par la PPE : cette tendance devra non seulement se confirmer dans les prochains mois, mais en plus s'accélérer encore pour atteindre les objectifs de la PPE.

Dans la plupart des scénarios de l'étude (sauf N03), le rythme prévu par la PPE doit se maintenir au-delà de 2030, voire s'accélérer dans les scénarios de faible ou d'absence de relance du parc nucléaire. Dans le scénario articulé autour de l'objectif de sortie du nucléaire à l'horizon 2050 (M0) et dans celui centré sur les installations diffuses (M1), le rythme de mise en service de nouvelles installations atteint environ 7 GW par an sur l'ensemble de la période 2020-2050. Au-delà de la croissance du parc, le renouvellement des installations les plus récentes devra s'organiser essentiellement à partir de la décennie 2040 (la durée de vie considérée des installations solaires est de 25 à 30 ans). La mise en place d'une capacité industrielle suffisante pour tenir cette accélération devra s'anticiper afin que celle-ci puisse être déployée progressivement et être au rendez-vous à partir des années 2030.

D'autre part, sur le plan sociétal et environnemental, de telles capacités photovoltaïques suscitent des interrogations de la part de certains acteurs en matière d'emprise au sol et de coexistence avec d'autres usages. Ces points ont fait l'objet d'approfondissements spécifiques dans l'analyse des scénarios *(voir section 5.2.4)*. En effet, si les panneaux photovoltaïques peuvent être installés en grande partie sur les toits, ce type d'installations est nettement plus coûteux que les parcs au sol. Un développement important du photovoltaïque pour couvrir les besoins d'électricité de la France de manière compétitive passera donc à terme nécessairement par le raccordement de grands parcs au sol, qui seront alors soumis aux mêmes types de débat que les autres infrastructures énergétiques. Pour éviter une concurrence d'usages des sols, ces projets sont aujourd'hui incités à se développer sur des terrains déjà artificialisés (friches industrielles abandonnées notamment) mais la disponibilité de foncier sur de tels terrains se fera plus rare au fur et à mesure du développement de la filière. En complément, le développement de parcs photovoltaïques sur des surfaces en co-usage avec des usages agricoles est également possible *(agrivoltaïsme, voir chapitre 12).* Toutefois, ce type d'installations reste aujourd'hui marginal et expérimental en France. Un retour d'expérience approfondi sur l'impact du photovoltaïque sur les cultures ainsi qu'un cadre réglementaire et incitatif adapté seraient nécessaires pour généraliser ce type de pratiques à terme.

Enfin, le solaire photovoltaïque est parfois critiqué pour son bilan carbone, en particulier parce que les panneaux sont très majoritairement fabriqués en Asie et que cette étape de fabrication est intensive en énergie et donc émettrice de gaz à effet de serre. S'il est vrai que le bilan carbone des installations photovoltaïques reste plus important que celui des éoliennes et du nucléaire, celui-ci tend à diminuer nettement depuis quelques années avec les améliorations technologiques (taille des *wafers*…) et l'augmentation de la durée de vie anticipée des installations. Une relocalisation des chaînes de production permettrait de réduire encore ce bilan, même si celle-ci est aujourd'hui difficilement envisageable. En outre, contrairement à certains discours, malgré un niveau légèrement plus élevé que pour les éoliennes et le nucléaire, le bilan de l'installation d'un panneau solaire sur le cycle de vie est très largement positif dès qu'il remplace une production d'origine fossile ou qu'il contribue à accompagner la sortie des énergies fossiles *(voir analyse environnementale au chapitre 12)*.

Au-delà des orientations publiques à l'échelle nationale, le développement du photovoltaïque pourrait être déterminé en grande partie par des initiatives locales voire individuelles. Depuis plusieurs années, la construction d'installations photovoltaïques en autoconsommation, à l'échelle individuelle ou collective, se développe progressivement, atteignant 100 000 installations pour l'autoconsommation individuelle et 50 opérations pour l'autoconsommation collective[9] en 2021. À long terme, ce type de modèles pourrait être amené à prendre une place de plus en plus importante, dans un contexte où de nombreux consommateurs (foyers, entreprises, collectivités locales…) sont désireux de se réapproprier leur approvisionnement énergétique et de favoriser des modes de production locaux. L'un des scénarios élaborés par RTE prévoit ainsi un fort développement de ce type de modèles (scénario M1), qui passe par un déploiement important d'installations photovoltaïques réparties de manière diffuse sur le territoire et plus particulièrement à proximité des grands centres de consommation. **Avec près de 35 GW d'installations photovoltaïques en toiture résidentielle à l'horizon 2050, ce scénario représente ainsi huit millions de maisons individuelles (soit une maison individuelle sur deux) qui pourraient être en mesure de consommer directement leur production photovoltaïque.**

9. L'autoconsommation individuelle correspond à un consommateur qui produit lui-même l'électricité qu'il consomme tandis que l'autoconsommation est dite collective lorsque plusieurs consommateurs s'associent avec un ou plusieurs producteurs pour échanger de l'électricité

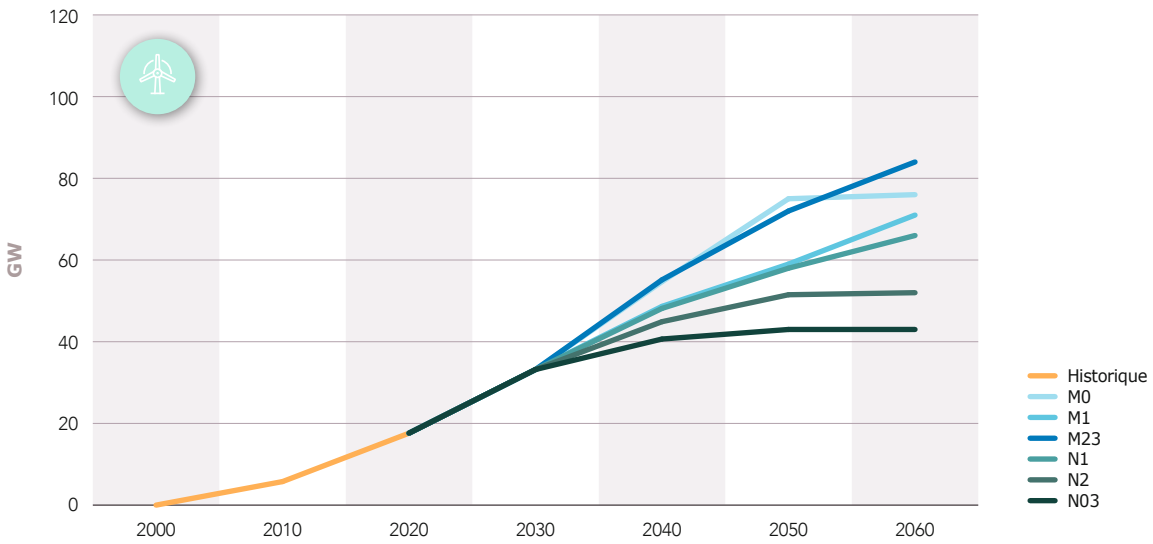
4.3.5 L'éolien terrestre : une technologie mature et compétitive, sujette à un débat politique virulent

L'éolien terrestre constitue aujourd'hui la deuxième filière de production d'électricité renouvelable en France derrière l'hydraulique, avec près de 40 TWh de production électrique sur l'année 2020. Plus de 8000 éoliennes ont été installées sur le territoire national, pour une capacité installée de près de 18 GW, et avec une croissance régulière des nouvelles installations depuis plusieurs années. La France dispose du quatrième plus gros parc européen, et le douzième si l'on considère la capacité de production rapportée à la taille du territoire avec 3,3 kW/km^2.

L'éolien terrestre est une technologie désormais mature et compétitive. Les niveaux de prix issus des derniers appels d'offres qui s'élèvent à environ 60 €/MWh et continuent de baisser depuis plusieurs années. Vu les niveaux de prix de marché de l'électricité observés en 2021, le soutien aux nouvelles installations éoliennes terrestres pourrait ainsi se faire à coût nul (voire négatif) pour le budget de l'État. Dans le débat médiatique demeure l'idée que le soutien à l'éolien serait très onéreux : cette idée ne correspond pas aux caractéristiques de coût actuelles de la filière, et n'est pas non plus établie au niveau des soutiens financiers apportés par l'État (86 millions d'euros par an[10], soit beaucoup moins que le solaire avec 123 M€ annuel ou que les premiers parcs d'éoliennes en mer).

Bien que soutenu à l'échelle nationale d'après plusieurs enquêtes d'opinion, le développement de l'éolien terrestre fait l'objet d'inquiétudes parmi une partie de la population et d'un débat politique virulent depuis quelques années, qui s'est renforcé au cours des derniers mois de 2021. Outre les interrogations sur la variabilité de la production des éoliennes et les implications pour l'exploitation du système électrique, des opposants pointent

Figure 4.16 Évolution des capacités d'éolien terrestre depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix



10. Synthèse de l'évaluation des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques, Ministère de la transition écologique et solidaire, mai 2020, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Artelys_R20108_Synth%C3%A8se_finale.pdf

régulièrement son emprise paysagère. Les projets de nouveaux parcs, qui sont aujourd'hui soumis à des enquêtes publiques au niveau local, font souvent l'objet de recours contentieux de la part des d'associations d'opposants, de riverains ou d'élus.

En outre, certaines contraintes réglementaires, par exemple dans les zones situées à proximité des radars militaires, se sont renforcées ces dernières années et sont susceptibles de restreindre largement les surfaces potentielles pour l'installation de nouvelles éoliennes.

Malgré ce contexte, le développement de l'éolien terrestre se poursuit à un rythme régulier depuis plusieurs années, avec entre 1 GW et 1,7 GW par an de nouvelles installations mises en service. Si ce rythme demeure très inférieur à celui observé dans d'autres pays (notamment l'Allemagne entre 2011 et 2019, qui a atteint un rythme de +3,2 GW/an durant cette période, avant un net ralentissement en 2020 et 2021 et des incréments inférieurs à un gigawatt) et en dessous des objectifs de la PPE (+2,2 GW/an), l'éolien terrestre constitue aujourd'hui la principale source de croissance de la production d'énergie bas-carbone en France, avec environ +4 à +6 TWh d'électricité bas-carbone supplémentaire apportée chaque année depuis cinq ans.

Dans ces conditions, la poursuite du développement de l'éolien terrestre apparaît indispensable à long terme pour atteindre la neutralité carbone, en particulier étant donné les enjeux sur l'intégration des nouveaux usages électriques et la décroissance attendue de la capacité nucléaire d'ici 2050. Une configuration alternative fondée sur un moratoire pour les énergies renouvelables et un arrêt du développement de l'éolien au-delà de 2025 a été également étudiée mais celle-ci met en évidence les risques associés à une telle stratégie pour l'approvisionnement énergétique et le respect des objectifs climatiques *(voir partie 5.5.2)*.

Les principaux scénarios étudiés par RTE intègrent donc tous un développement de l'éolien terrestre, mais selon des trajectoires contrastées au-delà de 2030 et sans inflexion forte : selon les scénarios, le rythme s'échelonne entre un fort ralentissement du développement de nouvelles installations au-delà de 2030 (scénario N03, atteignant 43 GW en 2050) et un rythme légèrement supérieur à celui observé ces dernières années (scénarios M0 et M23, atteignant respectivement 72 et 74 GW en 2050). Tous les scénarios prennent en compte un renouvellement des installations éoliennes au fur et à mesure. En effet, la durée de vie considérée des installations éoliennes est de 25 à 30 ans ce qui conduit à un besoin de renouvellement essentiellement à partir de l'horizon 2040.

Sur les plans technique et industriel, ces scénarios ne présentent pas de difficultés majeures : le potentiel technique de surfaces disponibles apparaît largement suffisant pour accueillir les capacités totales envisagées et les rythmes de développement annuel de nouvelles installations restent du même ordre de grandeur que celui observé sur le passé récent en France et dans d'autres pays. À titre de comparaison, l'Allemagne a développé en une quinzaine d'années plus de 50 GW d'éolien terrestre sur un territoire 30 % plus petit.

Selon les acteurs de la filière, les trajectoires les plus hautes ne sont toutefois atteignables que sous réserve d'évolutions structurantes du cadre réglementaire et de soutien politique renforcé. Les évolutions nécessaires concernent notamment la libération d'espaces fonciers aujourd'hui inaccessibles, la possibilité d'installer des technologies de plus grande taille (y compris pour les parcs existants faisant l'objet d'un renouvellement ou *repowering)*, la réduction des délais d'instruction des demandes d'autorisation, des incitations économiques pour l'installation d'éoliennes dans des zones moins venteuses ou encore le développement de la participation des citoyens dans les nouveaux projets à travers le financement participatif ou via des projets les intégrant à la gouvernance.

4.3.6 L'éolien en mer : une option de plus en plus considérée par les États et que la France a les moyens de développer

Les perspectives pour le développement de l'éolien en mer en Europe et en France sont désormais orientées vers une forte croissance à long terme.

Historiquement plus coûteuse que les énergies renouvelables terrestres, cette technologie a connu une baisse rapide des coûts d'installation au cours des dernières années, ce qui en fait désormais une des filières les plus prometteuses pour la production d'électricité bas-carbone à long terme. En France, au-delà des premiers parcs qui ont été développés à des coûts de l'ordre de 150 à 200 €/MWh (après renégociation), le dernier appel d'offres (à Dunkerque) a atteint le prix record de 44 €/MWh, une valeur très inférieure aux prix de marché actuels. Néanmoins, le coût du raccordement ne suit pas la même trajectoire et devrait croître au fur et à mesure que les projets sont implantés de plus en plus loin des côtes.

Par ailleurs, du fait de leur éloignement des côtes, les éoliennes en mer bénéficient de vents plus forts et plus réguliers ainsi que d'une acceptabilité globalement plus favorable que l'éolien terrestre, bien que leur déploiement suscite tout de même certaines inquiétudes, notamment sur de possibles conflits d'usage avec la pêche artisanale ou sur son impact sur la biodiversité marine. Le développement de la filière éolienne en mer française a en outre été caractérisé par la création de nombreux emplois locaux, avec en particulier trois usines majeures de fabrication de composants des éoliennes en mer, et fait donc l'objet d'un soutien politique plus marqué au niveau régional.

Si la France ne dispose pas de parcs éoliens en mer en service à l'heure actuelle, plusieurs projets devraient être mis en service dans les toutes prochaines années, en commençant par le parc éolien posé de Saint-Nazaire qui commencera à produire de l'électricité en 2022. La PPE prévoit le raccordement de plus de 5 GW d'éoliennes en mer d'ici 2028 et le lancement de nombreux appels d'offres afin d'atteindre un rythme de raccordement de 1 GW par an dès la fin des années 2020.

Figure 4.17 Évolution des capacités d'éolien en mer, depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix

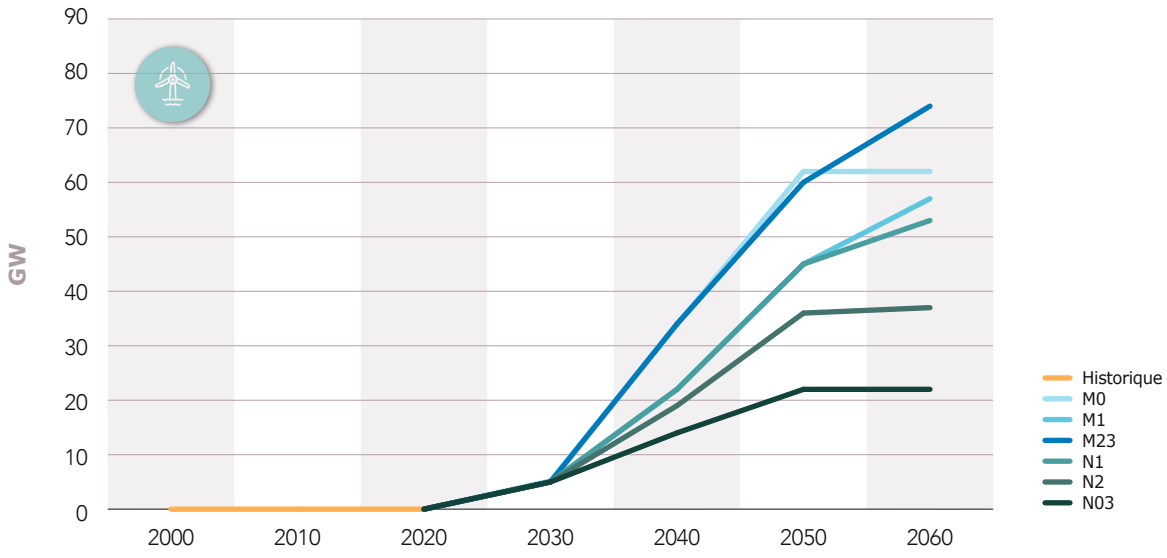
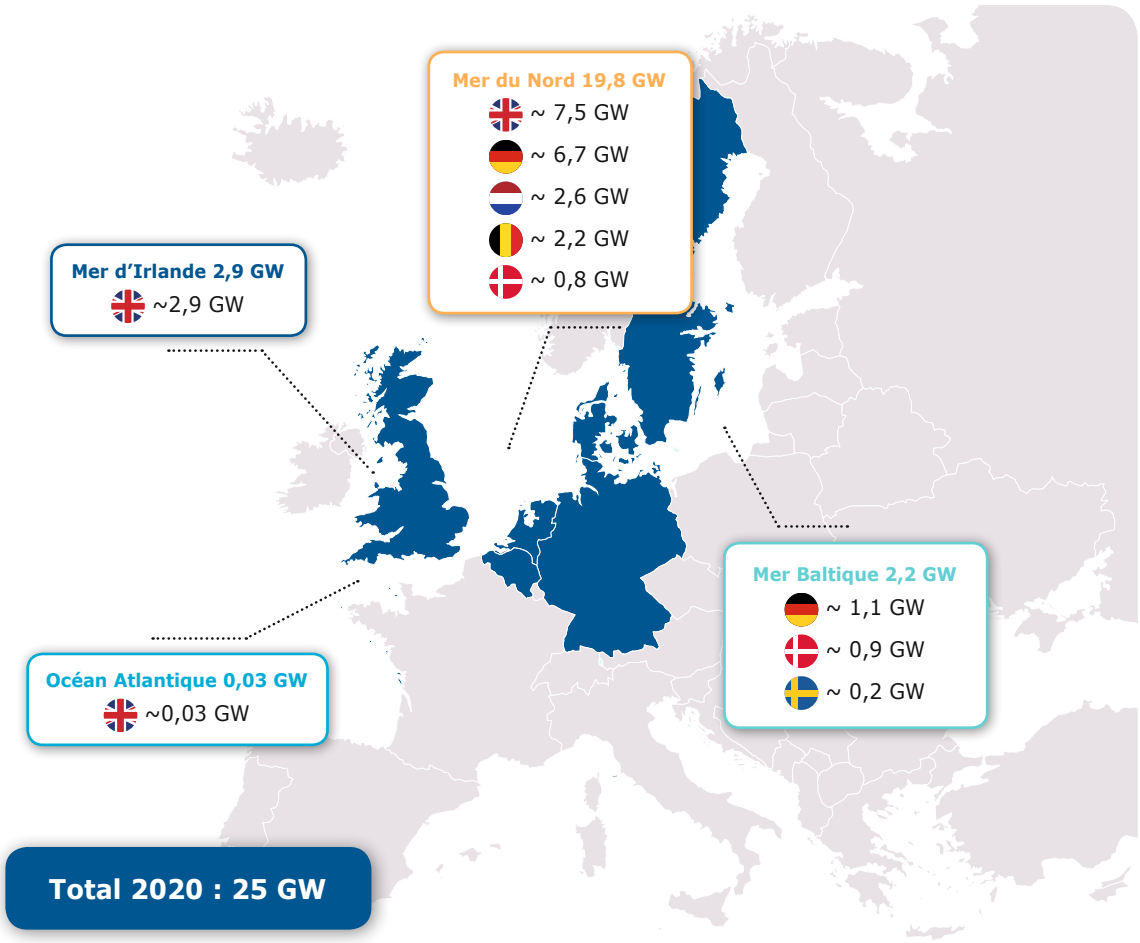


Figure 4.18 État des lieux des principales installations d'éolien en mer en service en Europe en 2020



NB : la contribution des pays au développement des façades maritimes a été comptabilisée à partir de 100 MW par pays (toutes façades confondues)

D'autres pays d'Europe ont par ailleurs vu leur capacité éolienne en mer croître largement au cours des dernières années, notamment le Royaume-Uni (10,4 GW), l'Allemagne (7,7 GW) ou encore les Pays-Bas (2,6 GW), avec des niveaux de prix compétitifs (autour de 50 €/MWh pour les projets les plus récents).

Tous ces pays connaissent ainsi des perspectives de forte croissance pour l'éolien en mer. De même, l'Union européenne prévoit dans sa stratégie pour l'éolien en mer une capacité de 300 GW installés à l'horizon 2050[11]. À l'échelle de la France, qui dispose du deuxième potentiel le plus important en Europe après le Royaume-Uni[12], l'éolien en mer

11. Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat, Commission européenne, 19/11/2020, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN
12. Comité interministériel de la mer, Dossier de presse, janvier 2021, https://www.gouvernement.fr/sites/default/files/contenu/piece-jointe/2021/01/2021-01-22_dossier-presse-cimer.pdf

pourrait donc connaître une accélération de son développement à long terme et ainsi contribuer largement à l'atteinte de la neutralité carbone.

Toutefois, contrairement aux pays de la mer du Nord, la plupart des côtes françaises sont marquées par des profondeurs qui augmentent rapidement avec l'éloignement des côtes. Par conséquent, sur certaines façades maritimes françaises (en particulier sur la façade Atlantique et en Méditerranée), le développement de l'éolien en mer ne pourra se faire qu'avec des parcs éoliens flottants. Cette technologie reste à un stade de maturité significativement moins avancé que pour l'éolien « posé », qui est la technologie utilisée aujourd'hui dans tous les projets commerciaux en Europe. Bien que présentant des perspectives favorables, la technologie « flottante » possède donc des coûts plus élevés à moyen terme et des incertitudes plus fortes sur son évolution à long terme que la technologie « posée ».

Dans les « Futurs énergétiques 2050 », les trajectoires considérées pour le développement de l'éolien en mer (posé et flottant) en France conduisent à une capacité installée en 2050 comprise entre 22 GW (scénario N03, qui correspond à un rythme de développement qui reste légèrement inférieur à 1 GW par an sur les trente prochaines années) et environ 60 GW (scénarios M23 et M0). Dans le scénario M23, la capacité installée atteint même plus de 70 GW en 2060.

Si l'espace maritime français apparaît suffisant pour accueillir de telles capacités, ce type de scénarios est adossé à des conditions fortes.

D'une part, l'espace mobilisé pour les parcs éoliens en mer serait alors significatif. Ceci implique de disposer d'un haut niveau d'acceptabilité local et d'assurer une coexistence avec les autres usages de la mer, en particulier la pêche et les espaces maritimes protégés.

D'autre part, les trajectoires les plus hautes prévoient un rythme de développement qui atteint jusqu'à plus de 2,5 GW par an en moyenne au-delà de 2030 pour les scénarios les plus hauts. S'agissant du renouvellement des installations, son impact sur les rythmes de développement est limité sur les trente prochaines années, dans la mesure où aucune installation est aujourd'hui en service en France et que les premiers projets pourraient fonctionner jusqu'à la fin des années 2040 au moins. Bien que de tels niveaux de croissance aient été observés ponctuellement dans d'autres pays, atteindre un tel rythme sur plusieurs décennies constitue un défi industriel. Un tel défi nécessiterait une planification spatiale et temporelle renforcée pour apporter de la visibilité à long terme sur le déploiement de la filière et optimiser le raccordement et le renforcement des réseaux *(voir chapitre 10)*.

4.3.7 Autres énergies marines : des perspectives limitées à court terme mais une émergence de projets commerciaux possibles à long terme

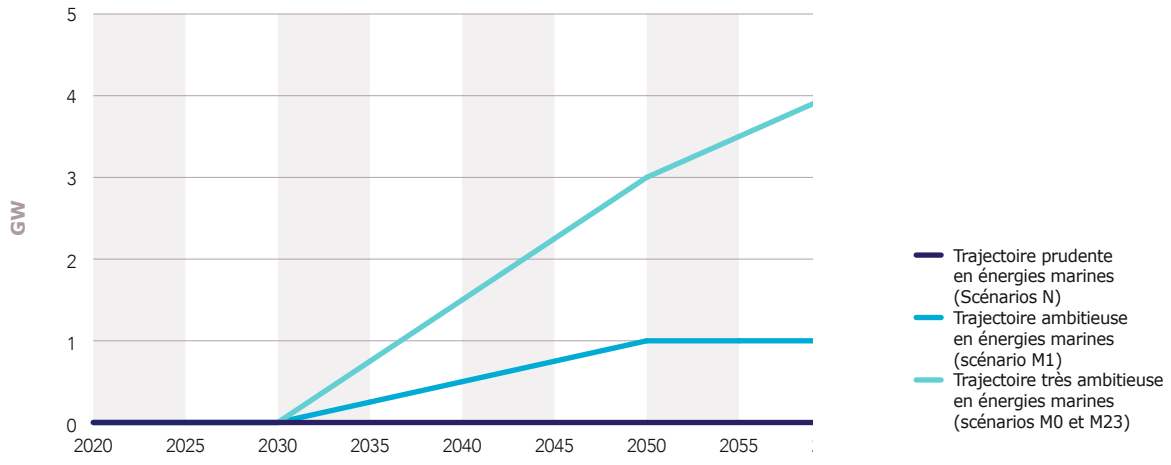
Au-delà de l'éolien en mer, plusieurs technologies sont envisageables pour produire de l'électricité en mer : hydroliennes (énergie des courants marins), usines marémotrices (énergie des marées), centrales houlomotrices (énergie des vagues), installations maréthermiques (exploitant les écarts de température en surface et en profondeur), etc.

L'usine marémotrice de la Rance (240 MW) a été la première installation produisant de l'électricité à partir de l'énergie des marées (environ 500 GWh par an). Depuis sa mise en service en 1966, d'autres usines ont vu le jour dans le monde (Canada, Corée du Sud) mais l'essor de la filière reste très limité, du fait de ses impacts environnementaux. Son développement en France n'est pas envisagé à court terme.

S'agissant des hydroliennes en mer, la France dispose d'un potentiel technique significatif grâce à des courants parmi les plus forts du monde. Ce potentiel est estimé à quelques gigawatts et se situe essentiellement au niveau du raz Blanchard (au large du Cotentin) ainsi que sur quelques autres sites favorables (passage du Fromveur au large d'Ouessan, Golfe du Morbihan, raz de Barfleur). Bien que significatif par rapport aux autres pays d'Europe, ce potentiel reste très limité par rapport aux autres EnR en France. Cependant, notamment du fait de leur moindre impact environnemental et de leur immersion, les hydroliennes suscitent un intérêt depuis plusieurs années. Si plusieurs démonstrateurs ont été mis en service en Europe et en France ces dernières années, la filière reste aujourd'hui à un niveau de maturité technologique et de coûts qui ne permettent pas d'envisager son déploiement à grande ampleur à court terme. La PPE de 2020 n'a, ainsi, pas organisé de soutien public sous forme d'appel d'offres d'ici 2028 en privilégiant le principe de la poursuite des expérimentations. À ce titre, de nouveaux démonstrateurs devraient prochainement voir le jour au large des côtes bretonnes et dans la Manche, pour de petites puissances.

Enfin, la croissance des autres énergies marines renouvelables devrait rester limitée à court terme. En effet, la filière houlomotrice est toujours au stade de la démonstration technique et le gisement d'énergie thermique des mers est limité en France métropolitaine.

Figure 4.19 Trajectoires d'évolution des capacités d'énergies marines installées dans les scénarios de mix



De ce fait, malgré une grande variété de sources d'énergies marines possibles, aucune technologie n'a atteint un stade de maturité suffisant pour permettre le déploiement industriel et commercial à court terme. À moyen-long terme en revanche, certains acteurs considèrent qu'il sera possible de déployer des projets commerciaux à des coûts compétitifs, par exemple sur l'hydrolien.

Ces différentes perspectives ont conduit à retenir, dans les « Futurs énergétiques 2050 », une hypothèse prudente correspondant à une capacité comprise entre 0 et 3 GW d'énergies marines en 2050, avec de premières installations mises en service à partir des années 2030, et uniquement dans les scénarios M.

4.4 Les rythmes de croissance des énergies renouvelables envisagés apparaissent élevés au regard des tendances observées en France ces dix dernières années, mais une vision européenne permet de les remettre en perspective

Le développement massif et rapide des énergies renouvelables envisagé en France représente un défi industriel et sociétal considérable. Les rythmes nécessaires pour atteindre la neutralité carbone, selon les différents scénarios, conduisent nécessairement à une discussion sur leur réalisme ou leur faisabilité. Pour documenter ce débat, le précédent des différents pays européens est important : il permet de vérifier quels rythmes ont déjà pu être atteints par le passé alors même que l'urgence climatique n'était pas perçue aussi clairement qu'aujourd'hui.

S'agissant du solaire, les rythmes annuels de développement envisagés dans les « Futurs énergétiques 2050 » varient entre 2,5 et 7 GW/an en moyenne sur 2020-2050, en tenant compte des besoins de renouvellement des infrastructures de production. Ils peuvent être comparés au rythme maximal atteint en Europe au cours des dernières années, soit celui de l'Allemagne avec 4 GW/an : les scénarios M0 et M1 conduisent à des rythmes nettement supérieurs, N1 et M23 nécessiteraient d'atteindre ce rythme, tandis que N03 et N2 reposent sur des trajectoires directement atteignables à court terme en France, et même inférieures au rythme prévu par la PPE de 2020.

Le rythme de développement de l'éolien terrestre prévu apparaît, pour sa part, plus en retrait : compris entre un et deux gigawatts par an selon les scénarios, il n'implique pas d'accélération par rapport à la tendance actuelle en France (le rythme moyen observé entre 2009 et 2020 est de 1,2 GW/an, avec un pic à environ 2 GW en 2017) mais une pérennisation de ce rythme. En Europe, l'Allemagne, qui a développé en quinze ans un parc d'une cinquantaine de gigawatts, est le pays ayant maintenu la trajectoire la plus dynamique, même si celle-ci a largement ralenti au cours des deux dernières années.

La France ne possède aujourd'hui aucune ferme éolienne en mer en service. Les rythmes de développement de la filière prévus dans cette

Figure 4.20 Rythmes moyens de développement historiques et projetés du solaire (en GW/an)

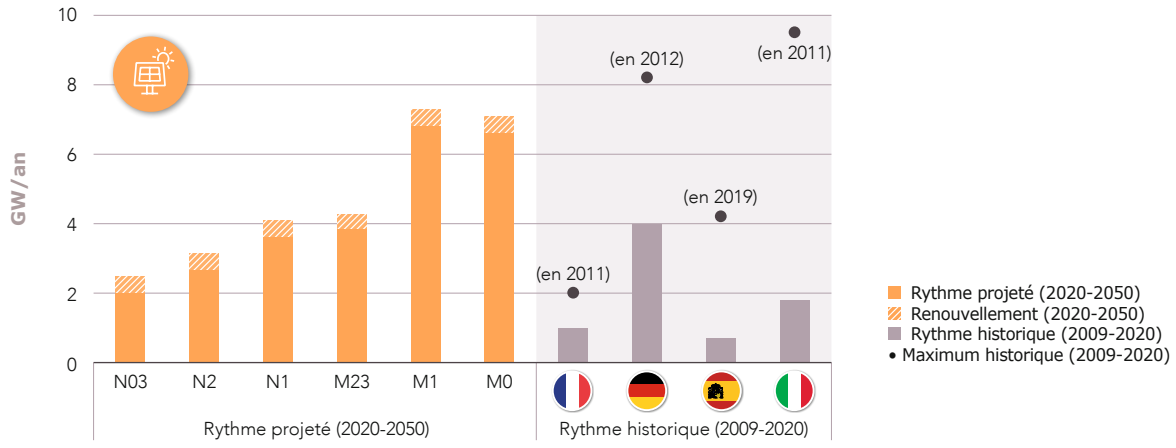
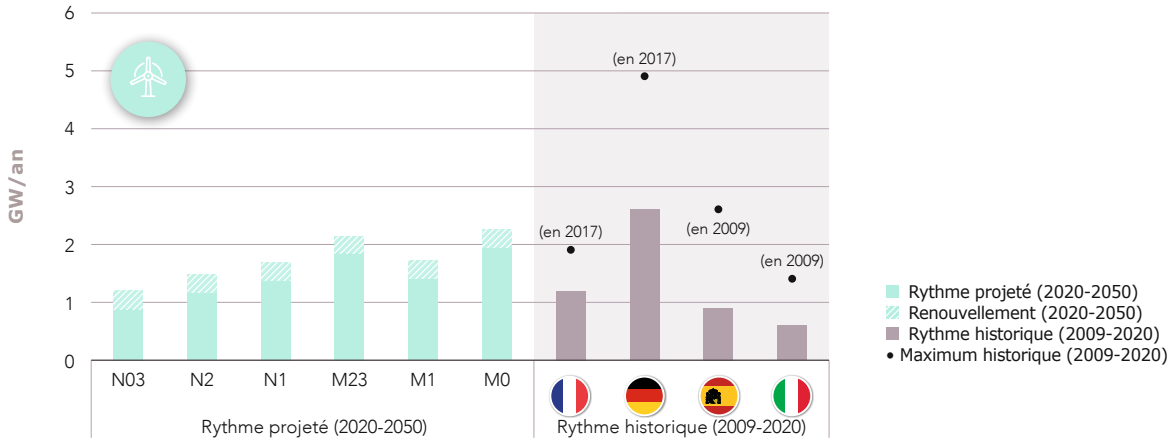
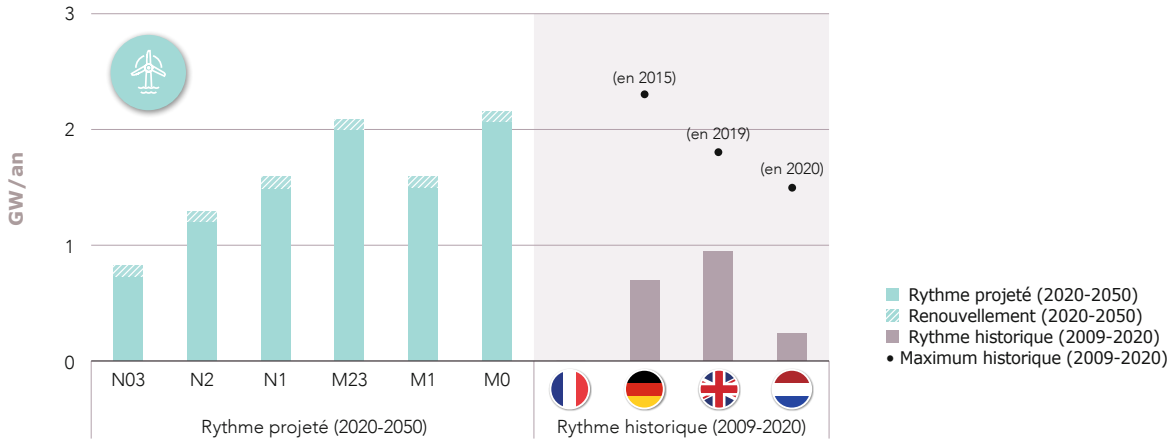


Figure 4.21 Rythmes moyens de développement historiques et projetés de l'éolien terrestre (en GW/an)



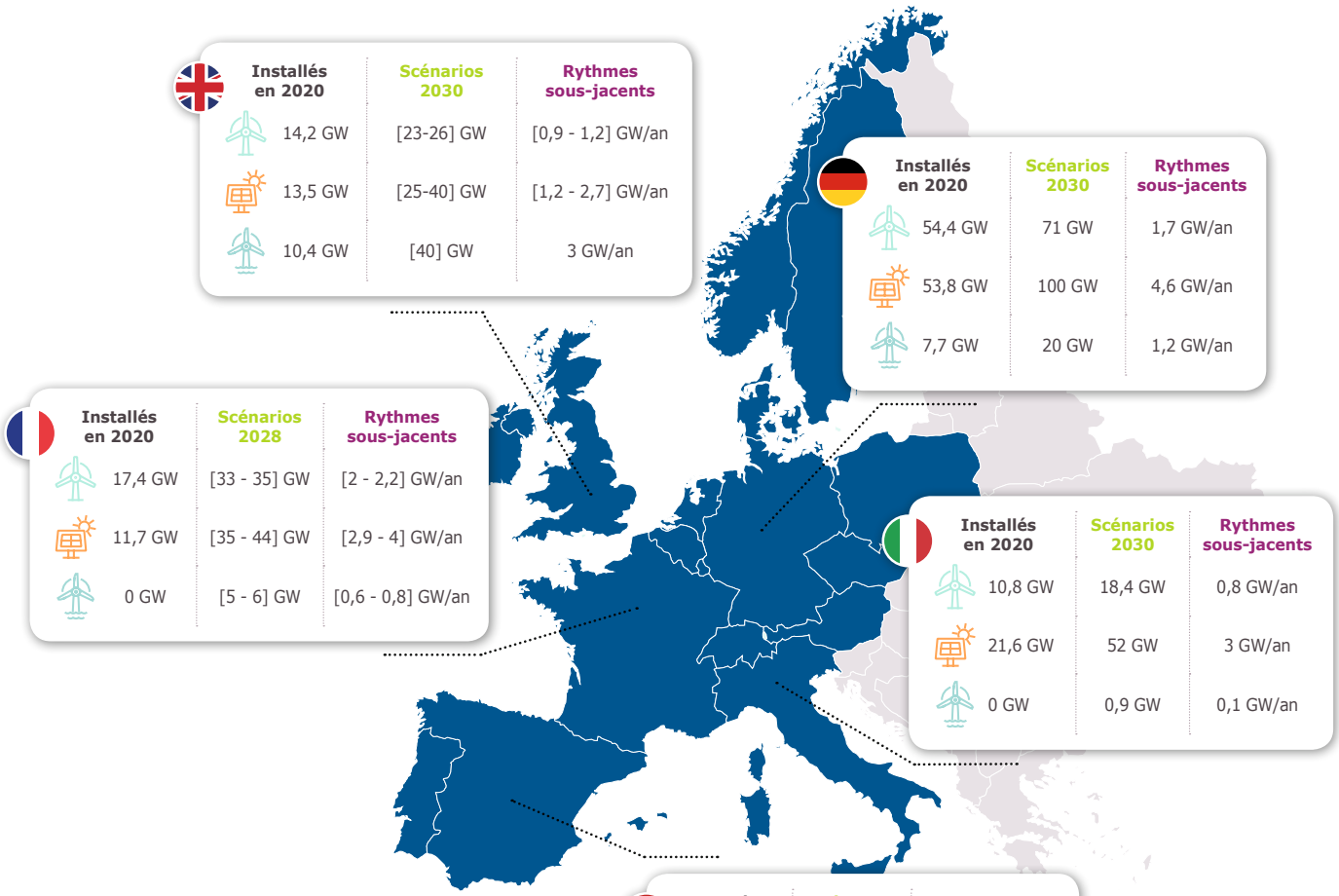
étude requièrent donc une trajectoire très soutenue (entre 0,7 et 2 GW par an de 2020 à 2050). Parmi les pays européens ayant déjà des installations éoliennes en mer, certains ont déjà atteint un rythme moyen sur les dix dernières années de près de 1 GW par an (Grande-Bretagne) et ont récemment procédé à une accélération importante et peuvent encore s'accélérer en bénéficiant des retours d'expérience des premières installations. Les rythmes prévus par la PPE devraient permettre à la France d'atteindre, au cours de la prochaine décennie, un rythme de 0,5 GW par an : c'est ainsi pour cette filière que l'enjeu d'accélération apparaît le plus prégnant, bien plus que pour l'éolien terrestre ou le solaire. Notamment, les scénarios M23 et M0 impliqueraient de tenir, durant les trente prochaine années, le rythme maximal atteint par l'Allemagne ou le Royaume-Uni au cours des dernières années.

Figure 4.22 Rythmes moyens de développement historiques et projetés de l'éolien en mer (en GW/an)



Au total, les rythmes de développement des énergies renouvelables envisagés apparaissent particulièrement ambitieux par rapport aux rythmes historiques atteints en France, quelle que soit la filière et quel que soit le scénario. La comparaison avec les autres pays européens permet de montrer qu'ils ne sont pas pour autant irréalistes. Les scénarios M1 (pour le solaire), M23 (pour l'éolien en mer) et M0 (pour ces deux filières) sont ceux pour lesquels l'enjeu de la faisabilité apparaît le plus important, mais même un scénario de type N1 implique d'atteindre des rythmes très élevés. Les scénarios N2 et N03 se situent plus proches des moyennes historiques, sauf pour l'éolien en mer.

Figure 4.23 Cibles de capacités et de rythme d'installations d'énergies renouvelables dans les orientations de politiques énergétiques nationales en Europe



Sources :
- France : *Programmation Pluriannuelle de l'Energie,* avril 2020
- Royaume-Uni : Déclaration du Premier Ministre Boris Johnson, octobre 2020
- Allemagne : *Renewable Energy Act (EEG) 2021,* janvier 2021
- Italie : *National Energy and Climate Plan (NECP),* octobre 2020
- Espagne : *Plan Nacional Integrado de Energia y Clima (PNIEC) 2021-2030,* mars 2021

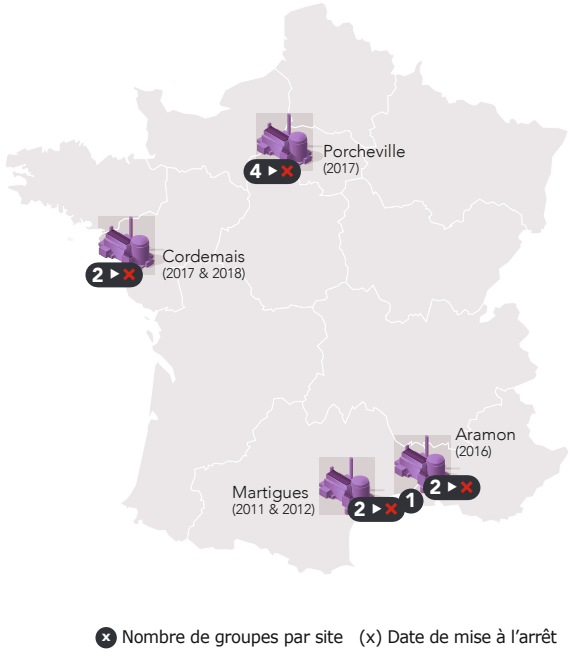
4.5 Le thermique à flamme : une fermeture progressive des moyens les plus émetteurs et une décarbonation du gaz en vue d'atteindre la neutralité carbone

4.5.1 Les grandes unités au fioul arrêtées en 2018, et une sortie du charbon imminente

La France disposait, au début des années 2000, d'un parc thermique composé de grandes et moyennes unités fonctionnant au fioul et au charbon. Moins développé que celui de ses voisins, ce parc thermique totalisait tout de même une capacité de l'ordre de 30 GW, en étant composé d'unités relativement anciennes, majoritairement mises en service dans les années 1970, mais également de petites unités de cogénération.

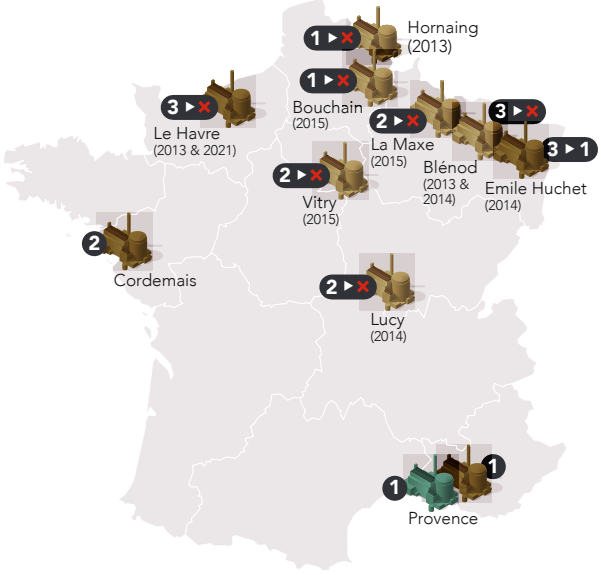
Pour des raisons principalement économiques, ce parc thermique conventionnel a été largement réduit depuis le début des années 2000, avec la mise à l'arrêt définitive des centrales au fioul (à l'exception de quelques turbines à combustion) et des centrales au charbon. Ce mouvement a accompagné la décarbonation du mix électrique, ces filières étant les plus émettrices du parc.

Figure 4.24 Évolution du parc de groupes fioul depuis 2010



(x) Nombre de groupes par site (x) Date de mise à l'arrêt

Figure 4.25 Évolution du parc de groupes charbon depuis 2010



(x) Nombre de groupes par site Pallier à 600 MW Pallier à 250 MW
(x) Date de mise à l'arrêt Groupe converti à la biomasse

Plus précisément, les grandes installations au fioul (unités de 600 MW) – qui représentaient encore début 2016 une puissance installée de 5 GW – sont à l'arrêt depuis le printemps 2018.

Le parc de centrales au charbon français, dont la puissance installée se montait encore à 7 GW en 2013, est en voie de fermeture définitive. Entre 2013 et 2016, les unités de moyenne taille ont toutes été fermées, sur décision économique de l'exploitant. Depuis 2017, la fermeture des dernières centrales au charbon (cinq unités de 600 MW réparties sur quatre sites) est programmée au titre des objectifs de politique énergétique. La centrale du Havre a fermé au printemps 2021 et l'arrêt de celles de Saint-Avold (Moselle) et de Gardanne (Bouches-du-Rhône) est prévu en 2022. Les deux dernières unités de Cordemais (Loire-Atlantique) seront, quant à elles, mises à l'arrêt entre 2024 et 2026 mais leur fonctionnement sera plafonné à partir de 2022 au titre des dispositions de la loi énergie-climat de 2019. La fermeture de ces dernières unités se déroule dans un contexte de sécurité d'approvisionnement plus tendu, les marges de sécurité du système français ayant disparu au cours des dernières années.

4.5.2 Le gaz fossile : des unités récentes, mais des perspectives d'utilisation en diminution

En parallèle de la fermeture progressive des centrales au charbon et au fioul, l'Europe a été le théâtre d'un important cycle d'investissement dans les centrales au gaz au moment de l'ouverture du marché de l'électricité entre 2000 et 2015. Dans un contexte d'ouverture des marchés, l'attrait pour ces centrales résultait de leur taille comparativement faible, ainsi que des perspectives de compétitivité de la production d'électricité à partir de gaz par rapport au charbon.

La technologie du cycle combiné bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact sur les émissions de CO_2 est moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un facteur d'émission de CO_2 réduit de moitié par rapport au charbon. Néanmoins, les centrales au gaz en Europe demeurent des unités fossiles, responsables d'une partie importante des émissions de gaz à effet de serre au niveau européen.

Le parc de cycles combinés à gaz en France est aujourd'hui composé de 14 unités représentant plus de 6 GW. Cette vague d'investissement est quasi achevée : une dernière unité doit être mise en service à Landivisiau en 2022, dans le cadre d'un projet retenu en 2011 pour sécuriser l'alimentation électrique de la Bretagne. En application de la loi énergie-climat, cette unité sera la dernière grande installation thermique fossile mise en service en métropole.

Le mix électrique français comprend également des moyens de pointe, et notamment un parc de 2 GW de turbines à combustion fonctionnant au fioul ou au gaz. Ces centrales sont conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an. Ce parc de turbines à combustion est relativement récent, les deux tiers des installations ayant été mises en service après 2007.

Figure 4.26 Parc de cycles combinés au gaz au 30/09/21

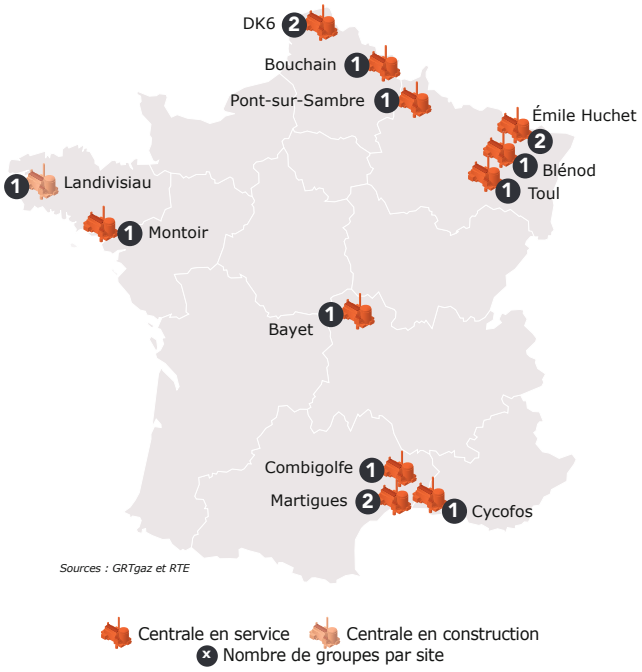
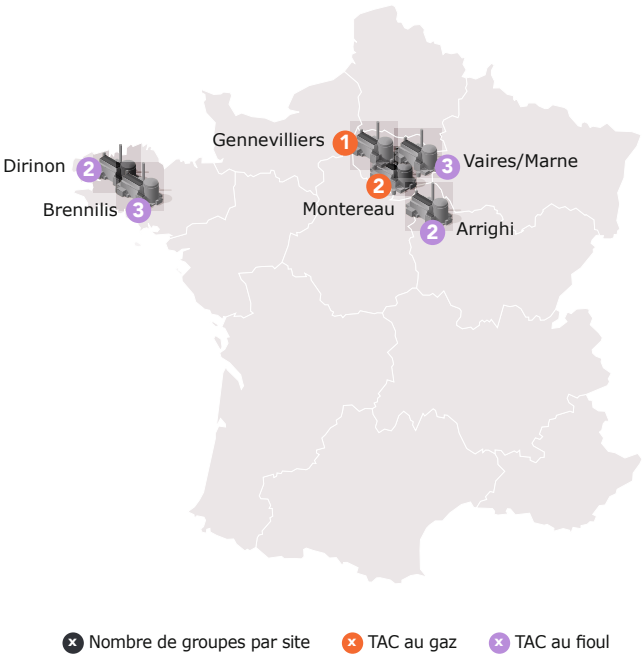


Figure 4.27 Parc de turbines à combustion au 30/09/21



Dans une trajectoire de neutralité carbone, l'utilisation du gaz fossile pour la production d'électricité est amenée à disparaître. Au cours des dix prochaines années, la stratégie définie par l'État dans la PPE, consistant à développer les énergies renouvelables en maintenant une base nucléaire importante, aura pour effet de réduire les durées de fonctionnement des centrales au gaz. Celles-ci devraient fonctionner selon les prix sur le marché européen, mais n'être appelées qu'épisodiquement. L'espace économique de ces centrales dépend en effet directement d'un équilibre européen : cet espace est actuellement fortement réduit, y compris par rapport aux centrales à charbon, du fait du prix du gaz sur les marchés mondiaux, mais il pourrait augmenter de manière temporaire du fait des programmes de fermeture du nucléaire en Allemagne et Belgique. Ces centrales sont donc appelées à être soit fermées à terme (dès la décennie 2030-2040 notamment), soit à changer de nature en utilisant un combustible bas-carbone *(voir ci-dessous).*

La réduction de l'utilisation du gaz d'origine fossile dans la production d'électricité en Europe dépend cependant de la tenue de l'ensemble des trajectoires de développement des énergies renouvelables. Dans l'éventualité (probable au vu de l'historique) de retards par rapport aux rythmes volontaristes projetés sur l'installation de l'éolien et du solaire dans tous les pays, il existe une probabilité importante que le gaz continue d'être utilisé assez largement dans la production d'électricité en Europe. Dans les pays où l'utilisation du charbon est encore importante, privilégier la production d'électricité à base de centrales au gaz constitue de plus un moyen de diminuer les émissions à court-moyen terme. Ceci explique pourquoi le gaz d'origine fossile est considéré dans plusieurs pays européens comme pouvant servir d'énergie de transition dans le cadre d'une décarbonation par étapes.

4.5.3 Le gaz décarboné : une perspective pour les centrales actuelles, soumise à un grand nombre d'incertitudes et de modèles envisageables

Assurer la sécurité d'approvisionnement dans un scénario 100 % renouvelable (scénarios M) ou à forte dominante renouvelable (scénario N1 et, dans une moindre mesure, N2) nécessite de disposer d'un minimum d'unités de production pilotables comme des centrales thermiques *(voir détails au chapitre 7)*. Pour qu'elles puissent réellement s'inscrire dans un système neutre en carbone, ces centrales doivent utiliser des combustibles décarbonés. Il s'agit d'un des enjeux majeurs autour du développement des « gaz verts ».

Plusieurs types de combustibles gazeux sont envisageables : l'hydrogène bas-carbone, le biométhane, le méthane de synthèse ou le méthane fossile associé à un dispositif de captage et stockage du carbone (CCS). Ils impliquent des systèmes énergétiques et des paris technologiques différents :

- Utiliser l'hydrogène apparaît la piste la plus prometteuse sur le plan économique. Néanmoins, les centrales actuelles et les infrastructures de transport et de stockage de gaz ne fonctionnent pas à l'hydrogène. Les systèmes utilisant l'hydrogène pour la production d'électricité reposent donc à la fois sur le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène et le développement d'une nouvelle génération de centrales, ou sur la conversion *(retrofit)* des centrales existantes. Le fonctionnement de centrales à hydrogène ne semble pas reposer sur un pari technologique majeur mais aujourd'hui, aucune centrale à grande échelle de ce type n'est en fonctionnement. Plusieurs projets de démonstrateurs à échelle industrielle (dont un de 12 MW en France) ont été lancés et des premiers enseignements pourront être tirés dans les prochaines années ;
- Utiliser du biométhane ne nécessite aucune adaptation des centrales à gaz actuelles. Il est néanmoins nécessaire d'utiliser cette ressource rare dans une optique de maximisation de l'utilité des gisements français. La SNBC en privilégie l'usage pour des applications à haut rendement énergétique (comme la chaleur) ou difficilement substituable (comme certains procédés industriels) ;
- Utiliser du méthane de synthèse ne nécessite également aucune adaptation des centrales à gaz actuelle. La production de méthane de synthèse implique néanmoins de disposer d'une source de CO_2 et une logistique associée et une étape de conversion supplémentaire par rapport à l'hydrogène (la méthanation) qui en dégrade le rendement énergétique et la rend plus coûteuse ;
- Utiliser le gaz fossile peut se faire dans la continuité du système actuel, mais reporte la difficulté sur le dispositif de CCS. Si plusieurs pays du nord de l'Europe parient largement sur cette option, sa pertinence économique pour des moyens de flexibilité ne fonctionnant que ponctuellement reste très incertaine. Elle présente également des incertitudes technologiques et d'acceptabilité et n'est donc pas retenue en France pour le moment.

La combustion de biomasse, éventuellement associée à du CCS, permettant ainsi des émissions « négatives », peut également constituer une solution pour fournir de la capacité pilotable de production d'électricité mais restreint l'utilisation de la biomasse pour d'autres usages (biogaz ou production de chaleur industrielle notamment).

Les analyses techniques ont montré que les scénarios M nécessitent, dans tous les cas, de construire de nouvelles centrales thermiques par rapport à aujourd'hui. Le scénario N1 peut fonctionner avec un nombre de centrales thermiques proche de celui d'aujourd'hui : dans le meilleur des cas, il pourrait fonctionner en réutilisant l'ensemble du parc thermique actuel, ce qui nécessitera une conversion à l'hydrogène ou d'utiliser du biométhane. Le scénario N2 implique, lui aussi, le recours à quelques centrales existantes, mais est compatible avec la fermeture de certaines d'entre elles. Seul le scénario N03 peut fonctionner avec une fermeture totale du parc thermique, sous réserve d'être déployé dans un système fortement interconnecté, où certains pays voisins recourront à cette technologie, et d'un développement même modéré de la flexibilité de la consommation.

Dans les scénarios M, les moyens d'équilibrage thermiques devront être mis en service pour l'essentiel sur la période 2040-2050, avec des rythmes d'installation, selon les scénarios, potentiellement soutenus (2,2 GW par an pour M0, 1,7 GW par an pour M23). Ces rythmes ne sont pas identifiés comme posant des défis industriels majeurs, notamment au regard des défis concernant les filières renouvelables ou nucléaire. Il n'en demeure pas moins qu'afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, le raccordement de ces moyens de production devra être programmé en cohérence avec les trajectoires des autres filières (et notamment la fermeture des réacteurs nucléaires).

4.5.4 Le parc thermique décentralisé : un socle de plusieurs gigawatts de moyens fonctionnant en base, mais amené à fermer à moyen terme

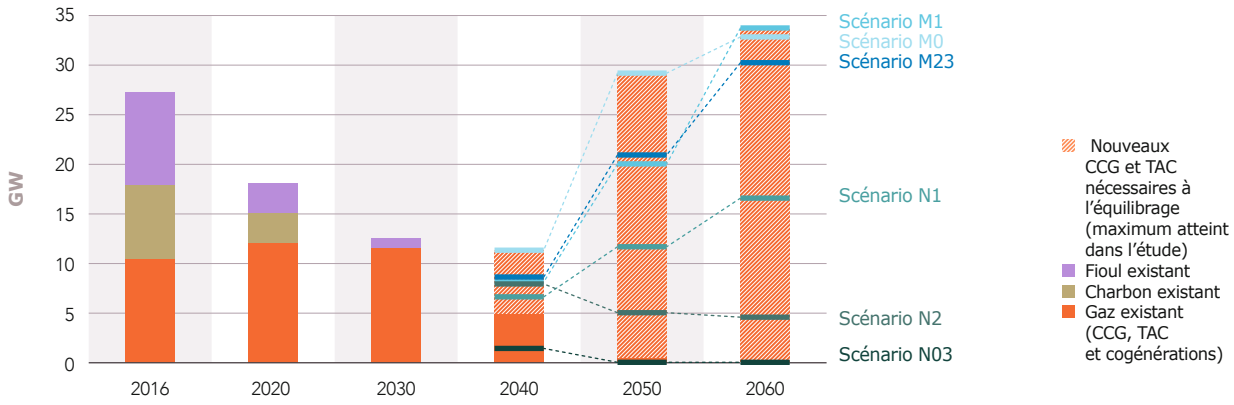
Enfin, au-delà des grandes installations de production, il existe en France un parc de moyens de production dont la taille unitaire est plus modeste. Ces installations contribuent néanmoins de manière significative à l'équilibre du système, avec une puissance installée de 7,1 GW fin 2020.

Ces moyens sont pour l'essentiel des installations de cogénération au gaz (pour 5,2 GW), auxquelles se rajoutent des cogénérations au fioul, des groupes diesel et des turbines à vapeur.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie ne fixe pas d'objectif chiffré pour l'évolution des installations de cogénération au gaz naturel et prévoit qu'un soutien public aux nouvelles installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel n'apparaît désormais plus justifié au regard des ambitions climatiques de la France. Ces moyens de production doivent donc trouver un modèle économique pour partie soutenu (jusqu'à expiration des contrats d'obligation d'achat existants, à moins de leur renouvellement), et pour partie également laissé aux contraintes de rentabilité d'un modèle marchand, quoique bénéficiant de sources de revenus provenant du secteur électrique et de la vente de chaleur.

Ce parc est donc amené à fermer, *a minima* pour raison d'obsolescence d'ici 2050, et potentiellement antérieurement pour raison économique et/ou réglementaire. Aucune hypothèse de nouvelle installation de cogénération au gaz n'est retenue dans les trajectoires des « Futurs énergétiques 2050 ».

Figure 4.28 Évolution des capacités thermiques installées entre 2012 et 2060



5

LES SCÉNARIOS DE MIX PRODUCTION-CONSOMMATION

5

LES SCÉNARIOS DE MIX PRODUCTION-CONSOMMATION

5.1 De nombreuses combinaisons possibles entre production et consommation analysées dans le cadre de l'étude

5.1.1 Des principes communs : les scénarios permettent d'atteindre la neutralité carbone dans le respect de la sécurité d'approvisionnement

Les trajectoires possibles pour atteindre la neutralité carbone décrites dans les deux chapitres précédents, tant sur le volet de la consommation d'électricité que celui de la production, dessinent un horizon des possibles relativement large.

Les « Futurs énergétiques 2050 » de RTE consistent à décrire les grandes options possibles pour le système électrique, combinant des stratégies cohérentes sur la consommation et la production, et à les analyser sur les volets technique, économique, environnemental et sociétal.

Sur le plan de la méthode, la construction des scénarios et variantes présentés dans la suite de ce chapitre s'appuie sur un socle de principes communs :

- Comme indiqué au chapitre 2, tous les scénarios et variantes sont élaborés avec l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cela implique une décarbonation totale ou quasi totale de la production d'énergie.
- Les scénarios et variantes sont conçus de manière à ne pas reposer sur des importations massives d'énergie, ni pour l'électricité, ni pour les combustibles bas-carbone (hydrogène, biométhane, méthane, ammoniac ou éthanol de synthèse produits à base d'énergies renouvelables ou d'énergies bas-carbone…). La modélisation du système électrique interconnecté intègre des échanges possibles d'électricité et de gaz avec les pays voisins, mais le solde des échanges à l'échelle annuelle ne peut être largement importateur. Ainsi, le mix de production renouvelable et, le cas échéant, nucléaire de la France est dimensionné de manière à couvrir la consommation annuelle d'électricité projetée, avec la possibilité de conserver une légère marge exportatrice à l'horizon 2050-2060, dans une optique de prudence et pour éviter un dimensionnement « au plus juste ».
- Par construction, tous les scénarios et variantes respectent la sécurité d'approvisionnement électrique et comprennent pour ce faire un « bouquet de flexibilités » (stockage, thermique décarboné, flexibilité de la demande…), évalué à l'aide de modélisations du système électrique *(voir chapitre 7)*. De manière spécifique, la production d'électricité supplémentaire nécessaire pour couvrir les pertes de conversions énergétiques dans les moyens de flexibilité (cyclage des batteries, boucle *power-to-gas-to-power,* rendement des STEP…) est intégrée dans les mix présentés. En d'autres termes, le dimensionnement des mix à forte part en énergies renouvelables détaillé dans la suite tient compte du fait qu'une partie de l'électricité produite sera consommée dans les pertes de rendements des moyens de stockage.
- Enfin, dans tous les scénarios et variantes étudiés, le système électrique français est interconnecté avec les pays voisins dans le cadre du marché européen de l'électricité. Le fonctionnement du système est ainsi supposé s'inscrire dans le respect des règles européennes en matière d'échanges d'électricité et de coopération pendant les périodes de tension sur l'équilibre offre-demande.

Dans le cadre de la consultation publique, certains répondants ont suggéré l'étude de configurations qui sortent du cadrage initial et qui ne permettent pas de respecter l'ensemble des critères listés ci-dessus. Au titre de l'engagement pris dans le cadre de la concertation, RTE a étudié ces configurations, afin de mettre en évidence les enjeux qui y sont associés.

5.1.2 Un débat méthodologique sur l'appariement des scénarios de consommation et production

L'appariement des hypothèses de consommation et des scénarios de production soulève un débat méthodologique important. Trois approches apparaissent en effet possibles et ont été mises en évidence dans le cadre de la concertation, avec en particulier deux visions différentes :

- D'un côté, certains recommandent d'étudier et de comparer des scénarios de mix électrique visant à couvrir une consommation donnée (par exemple, celle de la trajectoire de référence) et considérée identique pour les différents scénarios. Cette approche permet ainsi de comparer des scénarios de mix *toutes choses étant égales par ailleurs* et d'isoler les effets liés aux seuls choix sur le mix de production électrique.
- *A contrario,* d'autres mettent en évidence les interactions possibles entre les choix publics sur la consommation et la production et proposent une logique différente, où chaque scénario correspond à une « histoire ». En particulier, ces propositions invitent RTE à privilégier des combinaisons de scénarios de développement du nucléaire avec des trajectoires plus hautes sur la consommation électrique, considérant qu'un tel choix politique et industriel serait naturellement associé à une moindre maîtrise de la demande électrique.

De manière générale, ces différentes approches peuvent être complémentaires. **S'agissant de l'étude « Futurs énergétiques 2050 », contrairement au Bilan prévisionnel publié en 2017 et à l'issue de la concertation avec les parties prenantes, RTE a choisi de restituer les résultats selon une logique de comparaison toutes choses étant égales par ailleurs, à savoir de présenter l'ensemble des scénarios par rapport à la même trajectoire de consommation (trajectoire de référence). Cette option constitue en effet la meilleure façon de comparer les différentes options de mix.**

Ce choix s'explique également par le fait que les appariements alternatifs proposés ne sont pas toujours consensuels. À titre d'exemple, rien n'impose que les scénarios de sortie du nucléaire en 2050 doivent par essence aller de pair avec plus de sobriété (certaines ONG ou mouvements se réclamant de l'écologie défendent à la fois le nucléaire et la sobriété, et il existe des visions du développement des renouvelables qui ne s'accompagnent pas d'une revendication sur le changement des modes de vie), ou que la volonté de promouvoir une réindustrialisation du pays implique un appariement *a priori* avec un scénario reposant plus largement sur le nucléaire. Sans méconnaître l'importance du raisonnement par scénario et de construction d'univers cohérents, l'approche méthodologique retenue dans les « Futurs énergétiques » consiste donc à multiplier les variantes en réduisant autant que possible la définition de corrélations *a priori* entre certaines variables de commande de l'étude.

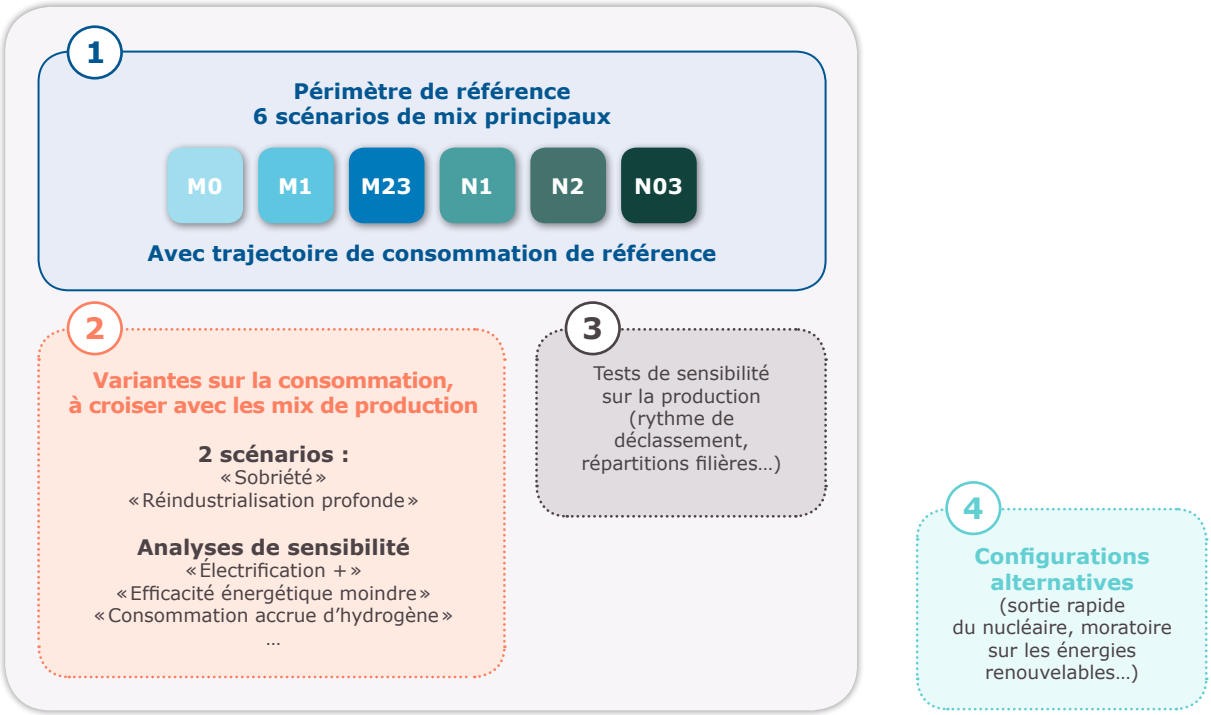
Au-delà de la présentation des scénarios de mix par rapport à la trajectoire de référence de consommation, l'analyse descriptive et comparative des scénarios sera complétée par un croisement entre les différentes trajectoires de consommation et les scénarios de mix électrique afin d'identifier des configurations favorables ou des « univers cohérents ».

5.1.3 Un univers des possibles élargi pour faire apparaître des configurations demandées lors de la consultation publique et de multiples analyses de sensibilité

La consultation publique menée début 2021 a conduit à réduire le nombre de scénarios pour n'en retenir que six, mais a également fait émerger une demande d'études complémentaires portant sur des configurations ne figurant pas dans le champ initial de l'étude (sortie très rapide du nucléaire, moratoire sur l'installation des renouvelables ou systèmes électrique reposant durablement sur la répartition actuelle entre nucléaire et renouvelables).

Enfin, le dispositif d'étude des scénarios est complété avec des analyses de sensibilité sur les principaux scénarios de mix de production (intégrant par exemple une répartition différente entre filières d'énergies renouvelables, à la marge des scénarios principaux) ainsi que par l'analyse de configurations alternatives, sortant du cadrage initial des scénarios, mais ayant fait l'objet de propositions dans le cadre de la consultation publique.

Figure 5.1 Synthèse des scénarios et configurations considérés dans le cadre de l'étude «Futurs énergétique 2050»



5.2 Six principaux scénarios de mix électrique associés à la trajectoire de référence sur la consommation d'électricité

Pour éclairer les différentes options de transition possibles, RTE a proposé, dès le cadrage de l'étude, de considérer des trajectoires d'évolution du système électrique contrastées et articulées autour de deux familles de scénarios. Ces deux familles se distinguent selon que les nouveaux investissements dans le parc se portent uniquement sur les énergies renouvelables (scénarios M) ou sur une combinaison d'énergies renouvelables et de nouveaux réacteurs nucléaires (scénarios N). Cette représentation met ainsi l'accent sur l'importance de la décision de relance ou non d'un parc électronucléaire, qui engagera le pays sur le temps long et résultera d'un choix politique ayant des implications techniques, économiques et sociétales très larges. Elle conduit à décrire deux types de systèmes électriques différents de celui d'aujourd'hui, qui nécessitent tous deux des transformations très structurantes :

- Les scénarios « M » sont ceux dans lesquels la France n'investit pas dans de nouveaux réacteurs nucléaires. Ils se distinguent par l'horizon de sortie du nucléaire (2050 ou 2060[1]) ainsi que par le type d'installations de production renouvelable développées et les modes d'organisation de l'approvisionnement en électricité.
- Les scénarios « N » sont ceux dans lesquels la France engage un programme de nouveaux réacteurs. Ils se distinguent selon le rythme de fermeture du parc nucléaire existant et de construction de nouveaux réacteurs, permettant ainsi de décrire une fourchette large sur la part du nucléaire à l'horizon 2050.

1. Dans les scénarios M1 et M23, l'EPR de Flamanville est toujours en fonctionnement en 2060.

5.2.1 Trois scénarios « M » sans programme de nouveau nucléaire, prévoyant à terme un système 100 % EnR et une sortie du nucléaire comprise entre 2050 et 2060

Scénario M0 : 100 % EnR en 2050

Le scénario M0 est construit autour d'un objectif de sortie complète du nucléaire en 2050. Pour que celle-ci obéisse à une trajectoire réaliste, permettant d'éviter « l'effet falaise » sur les fermetures, le scénario prévoit une accélération de la fermeture des réacteurs par rapport à la trajectoire actuellement retenue par la PPE. Ainsi, dans M0, 4 des 56 réacteurs nucléaires existants sont fermés d'ici 2030 et 22 d'ici 2040.

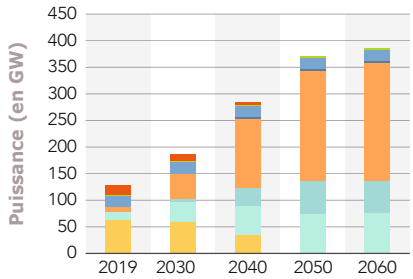
Il s'agit d'un scénario de sortie choisie du nucléaire, compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone. Pour parvenir à une sortie du nucléaire en 2050 sans augmentation des émissions de CO_2, le scénario M0 prévoit que les rythmes d'installation des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, énergies marines) soient poussés à leur maximum. Il implique de passer de 10 GW à plus de 200 GW sur le solaire, de développer un parc éolien terrestre de près de 75 GW et un parc éolien en mer de plus de 60 GW. Il ne peut exister aucune ambiguïté sur le caractère très ambitieux de tels rythmes, qui dépassent les meilleures performances européennes en la matière, et qui semblent aujourd'hui difficilement atteignables au vu des rythmes constatés et projetés et des difficultés d'acceptabilité des nouveaux projets. La faisabilité technique de M0 est en outre conditionnée aux différentes conditions listées dans le rapport publié conjointement par RTE et l'Agence internationale de l'énergie en janvier 2021. M0 implique notamment de mobiliser un bouquet de flexibilité très important et nécessite une maîtrise plus rapide de la brique du thermique décarboné que les autres scénarios.

Parmi les variantes de M0, celle associée au scénario de consommation « sobriété » apparaît intéressante car elle permet d'alléger les besoins d'accélération sur le rythme de développement des énergies renouvelables et de la flexibilité (voir chapitres 4 et 7). Même dans cette configuration, le scénario M0 demeure toutefois très volontariste, cumulant des conditions strictes sur le déploiement effectif de la sobriété dans tous les secteurs, sur l'inflexion du rythme de développement des énergies renouvelables et sur la possibilité de disposer de tels volumes de flexibilité (modulation de la demande, stockage et thermique décarboné).

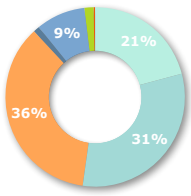
Scénario M0 : 100 % EnR en 2050

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

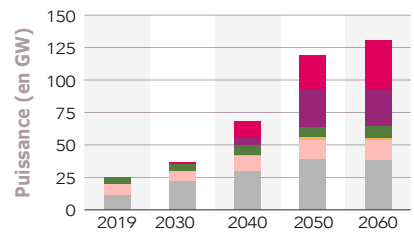


(capacité installée/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	-
Nouveau nucléaire	-
Éolien terrestre	74 GW / 149 TWh
Éolien en mer	62 GW / 224 TWh
Photovoltaïque	208 GW / 255 TWh
Énergies marines	3 GW / 9 TWh
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	29 GW
Batteries	26 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

Scénario M1 : vers 100 % EnR avec une répartition diffuse

Le scénario M1 est caractérisé par un développement très important des énergies renouvelables, réparti de manière diffuse sur le territoire national et porté par des acteurs locaux participatifs ou par des collectivités locales.

Ce développement se concentre en particulier sur la filière photovoltaïque, avec une logique de large diffusion de panneaux solaires sur tout le territoire, y compris dans les régions les moins ensoleillées. En particulier, le scénario M1 implique un fort développement des panneaux sur petites et grandes toitures et de l'autoproduction chez les particuliers, les commerces et les petites entreprises. Ces installations doivent le plus souvent être associées à des solutions de flexibilités telles que le stockage ou les flexibilités de la demande.

Si le scénario repose notamment sur un développement marqué du solaire diffus (plus de 100 GW), l'atteinte de tels volumes de production photovoltaïque impose également le développement de grands parcs.

Ce scénario implique donc une très forte inflexion sur le développement du photovoltaïque en France dont le rythme de mise en service doit rapidement passer d'environ 1 GW/an (sur les dernières années) à environ 2,5 GW/an dès les prochaines années, puis s'accélérer encore pour atteindre près de 9 GW/an sur la période 2030-2050. Cette dynamique suppose une forte compétitivité de la filière photovoltaïque et certaines innovations technologiques.

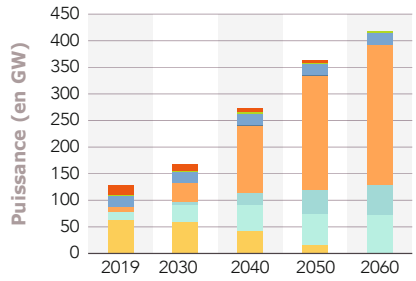
Dans ce scénario, l'éolien terrestre se développe de manière modérée, avec une orientation vers des projets citoyens ou associant les acteurs locaux, conduisant à une répartition des parcs assez homogène sur le territoire. Le développement de l'éolien en mer s'accélère au-delà des dix prochaines années pour atteindre un rythme de mise en service d'environ 1,5 GW par an, supérieur à celui projeté par la PPE pour les prochaines années mais qui reste plus limité que dans les scénarios M0 et M23.

La sortie du nucléaire est lissée dans le temps (trajectoire de fermeture de référence), avec une capacité qui atteint environ 16 GW en 2050 et une sortie du nucléaire à l'horizon 2060 (hors EPR de Flamanville). Par définition, aucun nouveau réacteur nucléaire n'est prévu dans ce scénario.

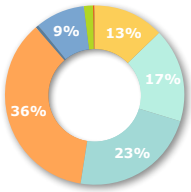
Scénario M1 : Répartition diffuse

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

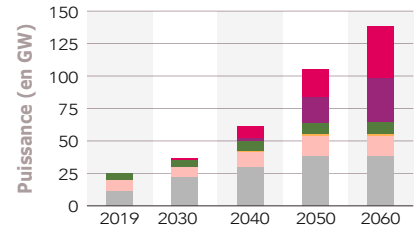


(capacité installée/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 91 TWh
Nouveau nucléaire	-
Éolien terrestre	59 GW / 119 TWh
Éolien en mer	45 GW / 162 TWh
Photovoltaïque	214 GW / 255 TWh
Énergies marines	1 GW / 3 TWh
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	17 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	20 GW
Batteries	21 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

Scénario M23 : vers 100 % EnR avec de grands parcs

Le scénario M23 est caractérisé par un développement poussé de l'ensemble des filières d'énergies renouvelables, sous la forme de grands parcs afin de dégager des effets d'échelle et de mutualisation. Sa logique répond ainsi à une volonté de minimiser les coûts de transition dans un scénario 100 % renouvelable, tout en intégrant des contraintes d'acceptabilité conduisant à répartir l'effort sur les différentes filières.

Ce principe conduit ainsi au développement important de grands parcs éoliens, à la fois sur terre et en mer. Le développement de la filière photovoltaïque est également rapide et articulé notamment autour de grands parcs au sol représentant les deux tiers des installations photovoltaïques.

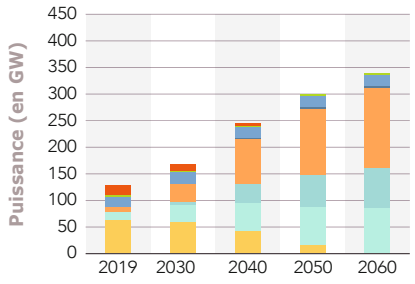
Dans le détail, pour atteindre ce mix, le développement de l'éolien terrestre se fait à un rythme soutenu et s'articule autour de grands parcs situés dans les zones avec le meilleur facteur de charge (les plus venteuses). Une part importante de la production solaire provient de grandes fermes solaires au sol dans les régions les plus ensoleillées. L'éolien en mer se développe sous la forme de grandes installations posées et flottantes dans les zones les plus propices en mutualisant autant que possible les infrastructures de raccordement associées.

De même que dans le scénario M1, aucun nouveau réacteur nucléaire n'est prévu dans ce scénario et la sortie du nucléaire est lissée dans le temps et s'opère à l'horizon 2060 (hors EPR de Flamanville).

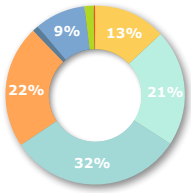
Scénario M23 : EnR grands parcs

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

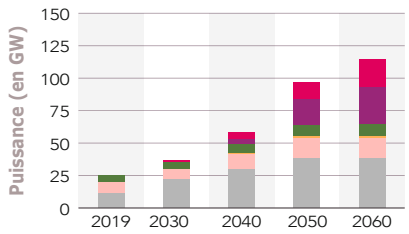


(capacité installée/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 91 TWh
Nouveau nucléaire	-
Éolien terrestre	72 GW / 145 TWh
Éolien en mer	60 GW / 215 TWh
Photovoltaïque	125 GW / 153 TWh
Énergies marines	3 GW / 9 TWh
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 62 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	20 GW
Batteries	13 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

5.2.2 Trois scénarios intégrant à la fois un programme de nouveau nucléaire et un développement des énergies renouvelables (« scénarios N »)

Scénario N1 : EnR + programme nouveau nucléaire à un rythme de deux EPR tous les cinq ans (ou « EnR + nouveau nucléaire 1 »)

Le scénario N1 est caractérisé par le lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires visant la mise en service de huit réacteurs d'ici 2050, accompagné du développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu.

Le développement du nouveau nucléaire considéré dans le scénario N1 serait engagé dès maintenant afin de permettre une première mise en service de nouveaux réacteurs au plus tard à l'horizon 2035. Il serait ensuite articulé autour de mises en service au rythme d'une paire tous les cinq ans environ, dans la continuité du programme NNF (qui prévoit la mise en service de trois paires de réacteurs jusqu'en 2045). Les nouveaux réacteurs correspondent à des EPR2, développés par paires sur des sites existants, afin de bénéficier des optimisations économiques liées aux effets de paires et de séries, conformément aux orientations communiquées par EDF.

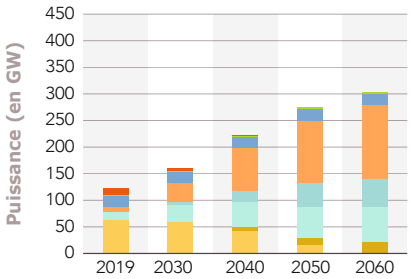
Un tel programme ne suffisant pas à compenser la fermeture des centrales nucléaires existantes, le scénario N1 repose également sur un développement très soutenu des énergies renouvelables. Celles-ci seraient réparties selon une logique s'apparentant à celle du scénario M23 (développement ciblé sur les grands parcs mais avec une répartition de l'effort sur toutes les filières renouvelables), dans la continuité des orientations de la PPE et avec une possible accélération sur l'éolien en mer.

Dans ce scénario, le mix électrique en 2050 est constitué d'environ 26 % de production nucléaire et 74 % de production issue des énergies renouvelables.

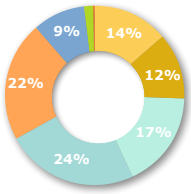
Scénario N1 : EnR + nouveau nucléaire 1

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

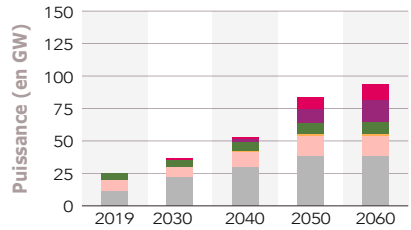


(capacité installée/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 92 TWh
Nouveau nucléaire	13 GW / 73 TWh
Éolien terrestre	58 GW / 117 TWh
Éolien en mer	45 GW / 160 TWh
Photovoltaïque	118 GW / 144 TWh
Énergies marines	-
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	11 GW
Batteries	9 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

Scénario N2 : EnR + programme nouveau nucléaire avec accélération au-delà des six premiers EPR (ou « EnR + nouveau nucléaire 2 »)

Le scénario N2 est élaboré autour du lancement d'un programme plus important de construction de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2, selon un rythme correspondant à la capacité maximale communiquée par les industriels de la filière nucléaire dans le cadre de la concertation. Ce développement de nouveaux EPR s'accompagne d'un développement des énergies renouvelables à un rythme toujours soutenu mais moindre que dans N1 et dans les scénarios M.

La trajectoire de développement du nouveau nucléaire considérée dans le scénario N2 passe par un lancement d'un programme dès aujourd'hui afin de permettre une première mise en service en 2035 au plus tard. Les trois premières paires seraient espacées d'environ quatre ans, ce qui se rapproche du délai prévu dans le programme NNF proposé par EDF. Le rythme de mise en service serait ensuite significativement accéléré au-delà de la troisième paire.

Comme dans le scénario N1, les nouveaux réacteurs nucléaires seraient développés de manière privilégiée en s'appuyant sur des paires d'EPR construites sur des sites existants, afin de bénéficier d'un effet de paires sur la réduction des coûts du nucléaire.

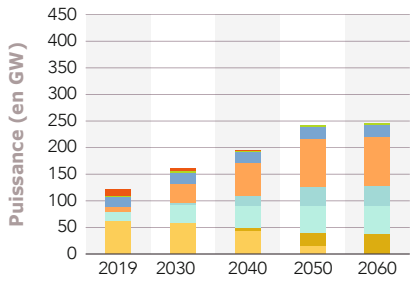
Un tel développement du nouveau nucléaire aboutit à porter à environ 22 % la part du nouveau nucléaire dans le mix en 2050, ce qui ne suffit pas à compenser la fermeture des réacteurs nucléaires existants. Ainsi, le scénario N2 repose également sur une poursuite du développement des EnR selon un rythme proche de celui prévu par la PPE sur les prochaines années.

En suivant ces trajectoires, le mix de production électrique en 2050 est composé de 36 % de production nucléaire et 64 % de production issue des énergies renouvelables.

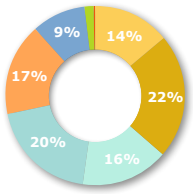
Scénario N2 : EnR + nouveau nucléaire 2

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

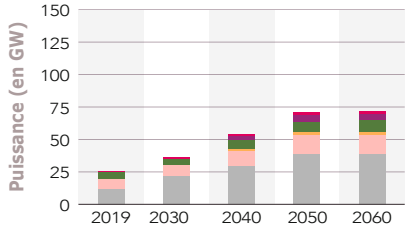


(capacité installée/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 93 TWh
Nouveau nucléaire	23 GW / 148 TWh
Éolien terrestre	52 GW / 104 TWh
Éolien en mer	36 GW / 129 TWh
Photovoltaïque	90 GW / 110 TWh
Énergies marines	-
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 62 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 millions, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	5 GW
Batteries	2 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

Scénario N03 : activation de tous les leviers pour atteindre 50 GW de nucléaire en 2050 (ou «EnR + nouveau nucléaire 3»)

Le scénario N03 est structuré autour de l'idée d'une part du nucléaire durablement importante, en combinant l'ensemble des leviers possibles (sur l'existant et le nouveau) pour maximiser la capacité à l'horizon de la neutralité carbone.

Ce scénario repose sur quatre piliers :

(i) une prolongation de la durée de vie de tous les réacteurs actuels tant qu'ils respectent les normes de sûreté fixées par l'Autorité de sûreté nucléaire : N03 s'écarte donc de la trajectoire de fermeture de réacteurs prévue par la PPE ;

(ii) La prolongation de quelques réacteurs au-delà de 60 ans d'exploitation (entre 3 et 5 ans dans ce scénario selon les paliers et réacteurs retenus), de manière à repousser au maximum les fermetures de réacteurs de deuxième génération, en attendant que le développement du nouveau nucléaire atteigne son rythme de croisière ;

(iii) un rythme de construction des EPR2 poussé au maximum (rythme similaire à celui du scénario N2) ;

(iv) la possibilité de développer d'autres types de réacteurs tels que les petits réacteurs modulaires (SMR) pour quelques gigawatts.

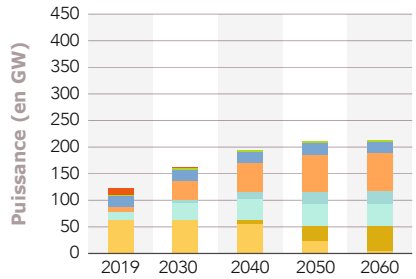
En jouant sur ces quatre leviers, le maintien d'un parc nucléaire d'une capacité de l'ordre de 50 GW est possible à l'horizon 2050 et 2060, soit environ 50% de la production d'électricité à cet horizon dans la trajectoire de consommation de référence. Ce chiffre constitue un résultat de la construction des scénarios (et non une hypothèse) : il résulte en effet de l'addition des contraintes industrielles portant sur la filière nucléaire, et non d'une contrainte politique.

Le scénario N03 s'appuie également sur un développement des énergies renouvelables au cours des prochaines années, pour toutes les filières (éolien terrestre, éolien en mer, solaire, hydraulique), mais à un rythme inférieur à celui de tous les autres scénarios.

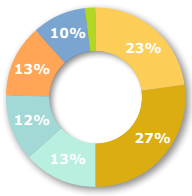
Scénario N03 : EnR + nouveau nucléaire 3

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

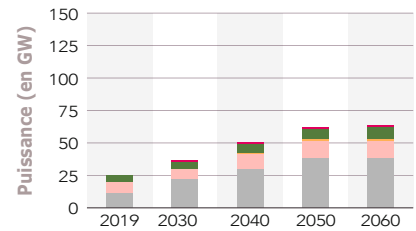


(capacité installée/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	24 GW / 149 TWh
Nouveau nucléaire	27 GW / 179 TWh
Éolien terrestre	43 GW / 87 TWh
Éolien en mer	22 GW / 78 TWh
Photovoltaïque	70 GW / 86 TWh
Énergies marines	-
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	13 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	0 GW
Batteries	1 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

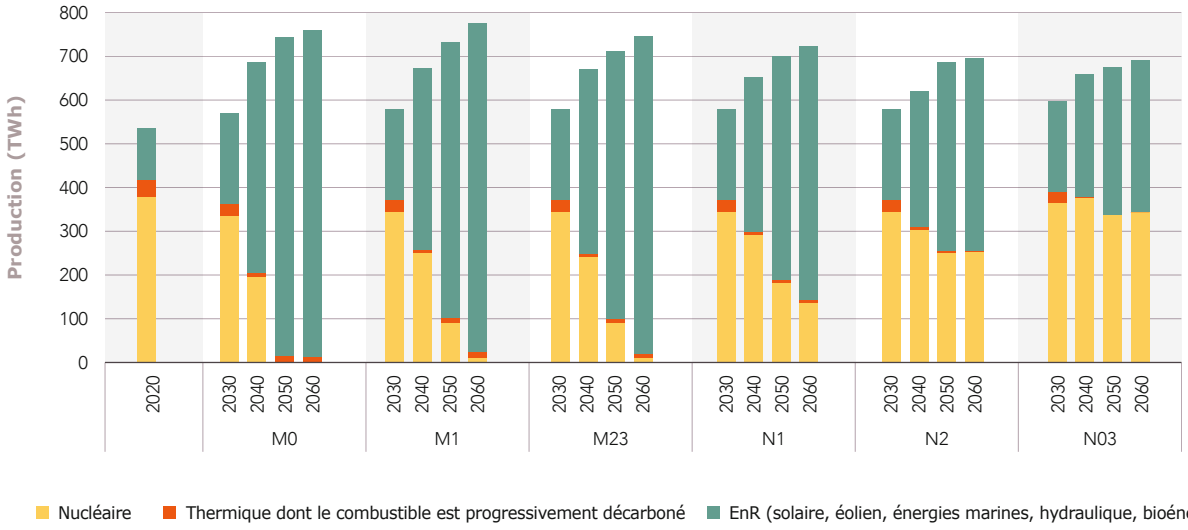
5.2.3 Les principaux scénarios de mix étudiés sont tous caractérisés par une part croissante des énergies renouvelables et une baisse de la part du nucléaire

La distinction entre les deux familles de scénarios de mix de l'étude «Futurs énergétiques 2050» ne doit pas masquer certains points communs aux six scénarios principaux :

- une réduction de la part du nucléaire par rapport au point de départ, dans des proportions variables selon qu'elle résulte d'une volonté politique ou de contraintes industrielles ;
- une hausse de la part des énergies renouvelables dans tous les scénarios, avec un socle commun de solaire et d'éolien terrestre, et des solutions de développement de l'éolien en mer près des côtes.

L'ensemble des six scénarios de mix permet finalement de décrire un continuum d'équilibres possibles en matière de part des énergies renouvelables et du nucléaire. En particulier, un scénario de type N1 comprenant une relance du nucléaire aboutit finalement à des parts importantes en énergies renouvelables (près de 75%) et partage donc des caractéristiques proches de certains scénarios «M».

Figure 5.2 Évolution de la répartition EnR et nucléaire dans le mix de production des six scénarios et dans le mix actuel (2020)



5.2.4 Les scénarios de mix se distinguent également sur le type d'installations déployées et la localisation des moyens de production

Les scénarios font l'objet d'une déclinaison géographique des hypothèses de production et de consommation sur le territoire national afin d'approfondir leur analyse

Au-delà des volumes de capacité installée projetés à l'échelle nationale, les scénarios étudiés par RTE font l'objet d'une déclinaison à différentes mailles géographiques plus fines. Cette déclinaison géographique a plusieurs objectifs :

- elle est nécessaire pour évaluer les flux d'électricité sur les réseaux et étudier ainsi les besoins d'évolution du réseau à long terme. Cette analyse étant menée à la fois sur les réseaux de transport et de distribution, elle requiert de spécifier la répartition de la production et de la consommation au niveau local et selon les différents niveaux de tension ;
- elle vise également à vérifier que les scénarios sont compatibles avec les gisements/surfaces disponibles pour l'accueil des différents types d'installation et à projeter les conséquences des scénarios en matière d'occupation de l'espace *(cf. partie 11 sur l'analyse environnementale) ;*
- elle permet de construire des simulations précises sur les chroniques de production, tenant compte d'une répartition géographique crédible (un mégawatt éolien peut par exemple avoir un profil de production différent selon sa localisation géographique) et en s'appuyant sur les données météorologiques dont dispose RTE pour les différents points du territoire français ;
- enfin, elle constitue un outil d'appropriation des scénarios par la population en projetant l'évolution énergétique des territoires selon des perspectives propres, avec par exemple des régions littorales marquées par un fort développement de l'éolien en mer ou des régions au sud marquées par une croissance importante du solaire.

Il convient néanmoins d'insister sur le fait que les hypothèses de localisation géographique proposées sont destinées aux études prospectives menées par RTE et ne préjugent en rien des choix qui seront effectivement réalisés par les producteurs ou par l'Etat dans le cadre du développement de l'éolien en mer.

Les hypothèses de répartition géographique tiennent compte de nombreux paramètres : contraintes géographiques et réglementaires, orientations publiques, environnement, concurrence d'usages, facteurs d'acceptabilité, logiques industrielles

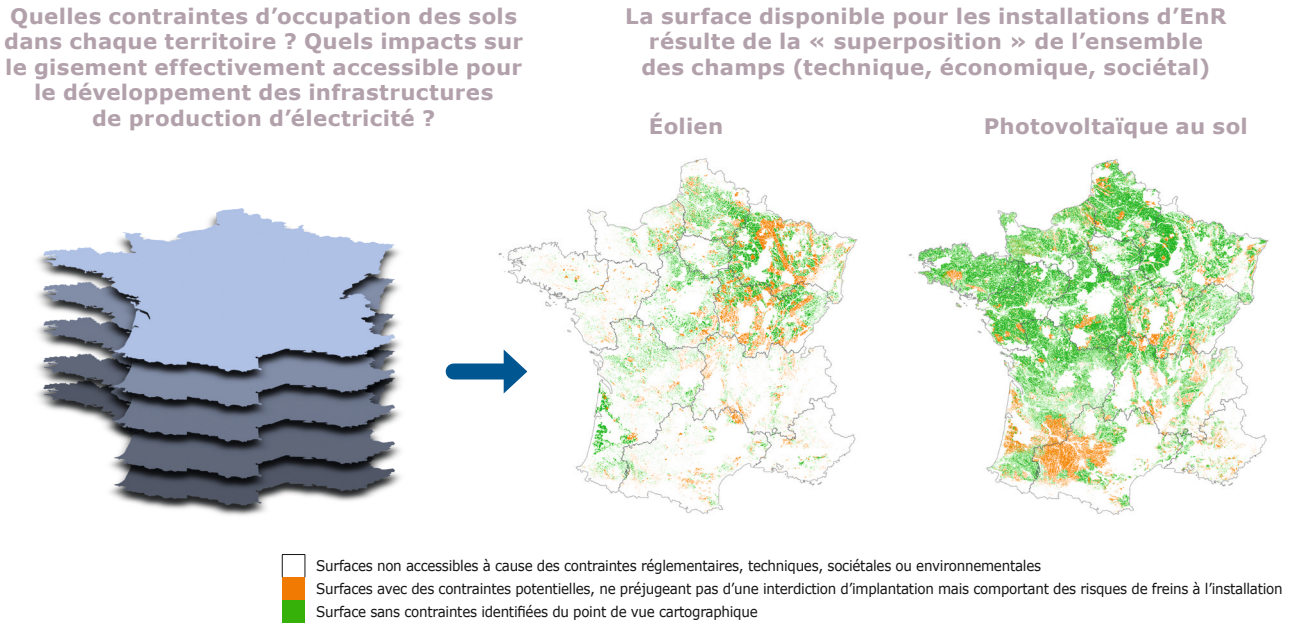
S'agissant des énergies renouvelables, l'identification de zones permettant leur installation prend en compte un ensemble de facteurs, parmi lesquels des obstacles considérés comme irréductibles : obstacles géographiques et topographiques (pentes, massifs, carrières, étendues d'eau), obstacles d'infrastructures (distance aux routes, aux aéroports, aux voies ferrées), exclusion des espaces naturels protégés, prise en compte des conflits d'usage des sols, exclusion réglementaires au voisinage du patrimoine et d'installations particulières (tels les radars militaires).

Les choix de répartition géographique tiennent également compte des orientations publiques apportées notamment au travers des SRADDET[2] (pour les installations terrestres) ou des documents stratégiques de façade (pour les énergies marines).

En ce sens, l'étude «Futurs énergétiques 2050» a nécessité un exercice poussé de cartographie du territoire, croisant toutes les contraintes cartographiables pour en déduire un univers des possibles en matière d'implantation de nouvelles infrastructures *(cf. le chapitre 12 sur l'environnement).*

2. Schémas régionaux d'aménagement,de développement durable du territoire et d'égalité des territoires

Figure 5.3 Gisements théoriques pour le développement des énergies renouvelables



S'agissant du nucléaire, les principes de répartition géographique reposent sur des logiques industrielles.

D'une part, l''arrêt du nucléaire existant prend en compte les orientations déjà mentionnées dans la PPE : fermeture privilégiée juste avant une visite décennale (principalement à 50 ou 60 ans), fermeture rapprochée de réacteurs fonctionnant par paire, pas de fermeture totale de sites à moyen terme, etc. D'autre part, les nouveaux réacteurs nucléaires de technologie EPR2 prévus dans les scénarios N sont installés par paires, sur des sites existants, conformément aux orientations communiquées par EDF. La liste précise des sites envisagés n'est toutefois pas connue[3] et les choix d'hypothèses utilisées par RTE dans le cadre de cette étude ont nécessairement un caractère normatif.

Enfin, s'agissant des SMR, deux logiques pourraient présider à leur implantation :

- utiliser les sites nucléaires existants sur lesquels l'implantation d'EPR n'est pas possible ou pas prévue : cette option serait privilégiée dans le cas où cette technologie s'orienterait vers le choix de SMR de taille unitaire importante, de l'ordre de 500 MW ;
- ou utiliser des sites nouveaux dans le cadre de boucles locales : cette option, investiguée notamment par le CEA en France, conduirait à des implantations différentes, au cœur de zones urbaines ou industrielles, c'est-à-dire à une logique d'implantation très différente de celle du nucléaire historique.

Au vu des perspectives actuelles, les analyses associées au scénario N03 ont été réalisées en considérant une implantation sur les sites nucléaires existants.

3. À date, seul le site de Penly a été officiellement identifié par EDF pour l'accueil de la première paire d'EPR2 proposée dans le cadre du programme « Nouveau nucléaire France »

Les scénarios font l'objet d'hypothèses contrastées sur la localisation de la production, en cohérence avec leur description propre

Plusieurs logiques peuvent prévaloir dans la répartition géographique de la production, notamment :

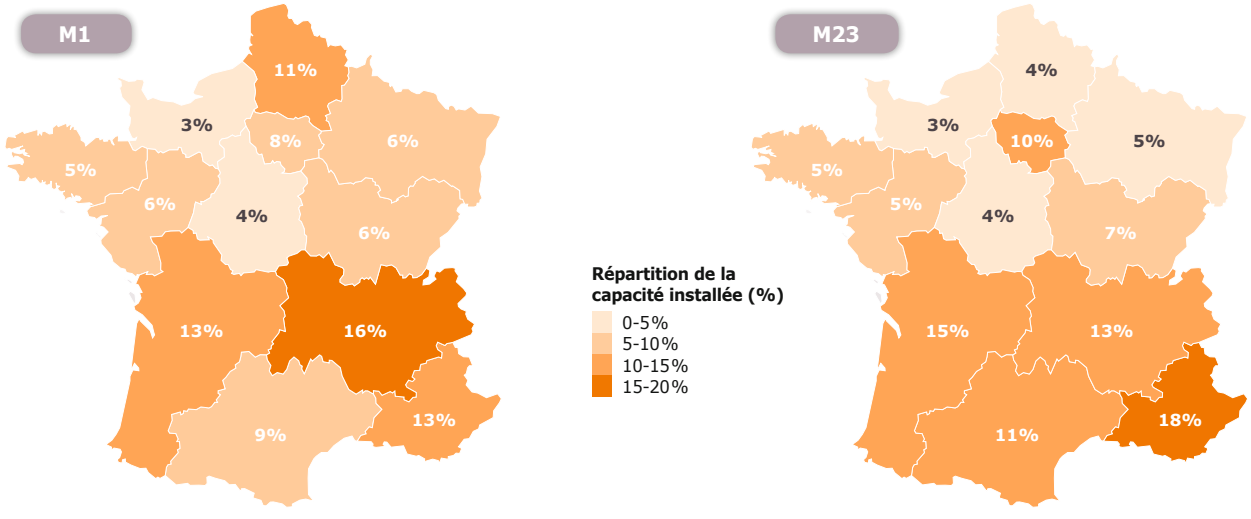
- **une logique purement économique :** celle-ci viserait à développer des parcs renouvelables en priorité dans les zones présentant les productibles les plus favorables. Cette approche caricaturale conduirait néanmoins à des disparités géographiques très marquées et à une concentration d'installations dans certaines régions (photovoltaïque uniquement au sud, éolien au nord), susceptible de susciter des questions d'ordre sociétal mais aussi des problématiques de développement du réseau ;
- **une logique qui tiendrait compte d'une moindre acceptabilité des infrastructures de production** sur certains territoires : celle-ci conduirait à restreindre les gisements accessibles de certaines filières (plus large distance aux habitations, restrictions des espaces agricoles accessibles, éloignement des éoliennes en mer de certains littoraux, etc.) ;
- **une volonté de favoriser la production «locale» :** celle-ci se traduirait par une répartition diffuse visant à rééquilibrer au moins partiellement la production et la consommation annuelle d'électricité à des échelles locales (région…) ;
- **une logique suivant la planification régionale,** reposant sur les objectifs affichés par les régions au travers des SRADDET.

La localisation des moyens de production dans les différents scénarios résulte de stratégies intermédiaires pour éviter de privilégier une approche unique et nécessairement caricaturale.

Pour cinq des six scénarios, la localisation de la production intègre une recherche d'optimisation économique : il s'agit de répartir les parcs de manière à maximiser le productible. Ainsi, la préférence est donnée aux zones présentant les facteurs de charge les plus élevés, soit les régions avec le plus de vent pour l'éolien terrestre ou les régions avec le plus d'ensoleillement pour le solaire photovoltaïque, et ce dans la limite des gisements théoriques identifiés.

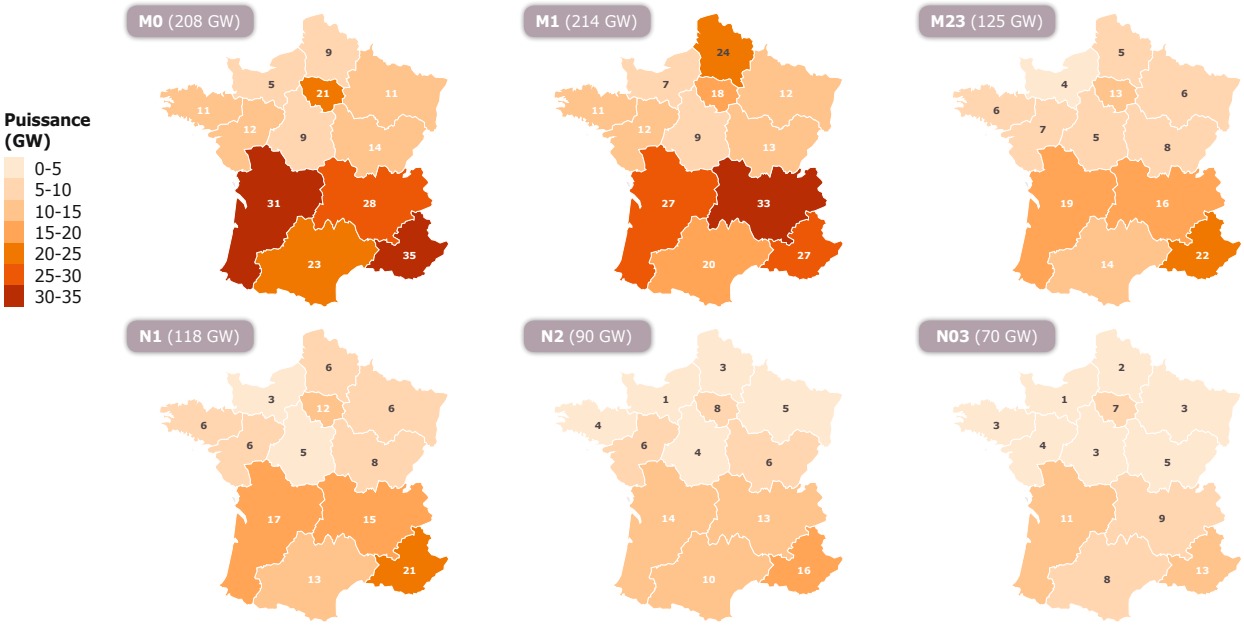
Pour le scénario M1 en revanche, la géographie de la production est le résultat d'une répartition diffuse sur le territoire qui consiste à penser le développement des parcs renouvelables au plus proche de la consommation.

Figure 5.4 Répartition des installations photovoltaïques par région dans les scénarios M1 et M23

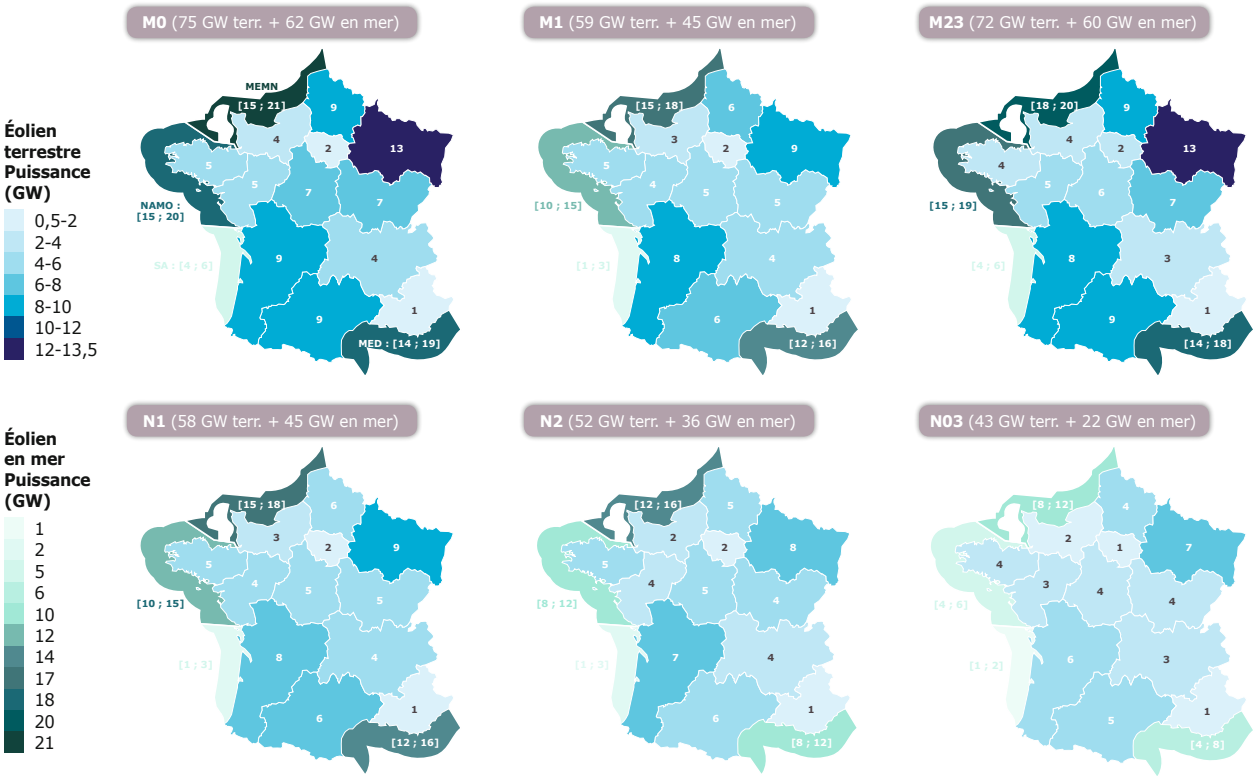


Synthèse des hypothèses de localisation des parcs de production dans les scénarios étudiés

Capacités solaires installées par région



Capacités éoliennes installées par région



MEMN : Manche Est- Mer du Nord NAMO : Nord Atlantique - Manche Ouest SA : Sud Atlantique MED : Méditerranée

5.3 Les différentes stratégies sur la consommation peuvent affecter le dimensionnement du mix électrique

La logique des six scénarios de mix présentés ci-avant est indépendante du niveau de demande électrique et peut donc être adaptée aux différentes trajectoires de consommation présentées au chapitre 3.

Dans le présent rapport, les résultats sont cependant articulés par rapport à la trajectoire centrale en cohérence avec les principes présentés par RTE en concertation et dans son rapport intermédiaire du 8 juin. L'analyse complète, qui sera présentée début 2022, comprendra l'analyse des autres scénarios et variantes.

De grandes orientations peuvent cependant être dressées dès à présent quant au dimensionnement du mix sous des hypothèses très différentes de consommation électrique.

5.3.1 Le scénario « sobriété » permet de réduire significativement le besoin de moyens de production bas-carbone

Dans un scénario « sobriété », le volume de moyens de production à installer est significativement réduit. Dans le scénario décrit par RTE, une réduction de -90 TWh est obtenue en mobilisant de nombreux gisements possibles, soit près de 15 % de la consommation d'électricité annuelle évitée à l'horizon 2050.

Les analyses réalisées montrent en conséquence que le scénario de sobriété permettrait de réduire les capacités installées d'énergies renouvelables ou de nucléaire dans les différents scénarios de mix. Dans une telle configuration, l'effet baissier lié à la sobriété peut se traduire selon différentes stratégies sur la planification du mix.

Il est ainsi possible de (1) limiter le besoin de développement de l'éolien terrestre ou de l'éolien en mer par exemple pour maîtriser les problèmes

Figure 5.5 Capacités évitées en 2050 dans le scénario sobriété par rapport au scénario de référence sur la consommation, en cas d'ajustement seulement sur une filière

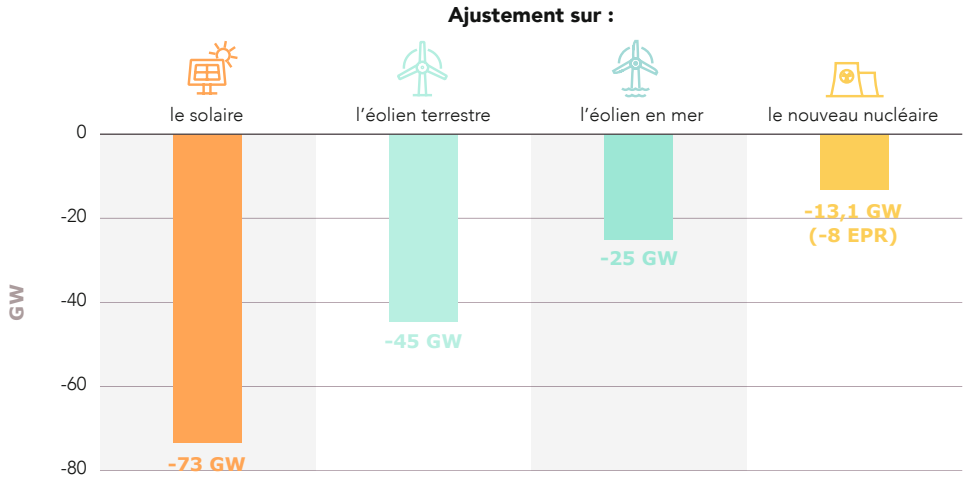
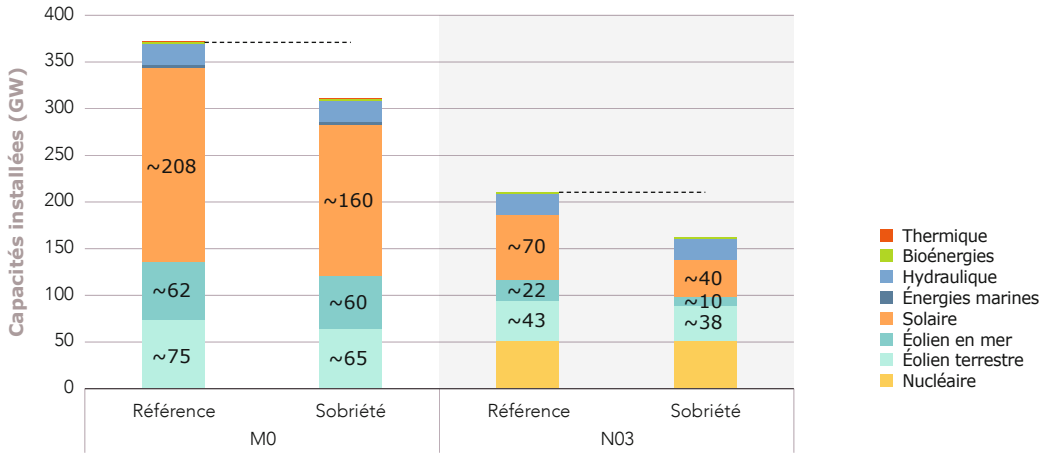


Figure 5.6 Exemples de mix de production adaptés à la trajectoire de consommation «sobriété» pour les scénarios M0 et N03



d'acceptabilité ou pour rendre les trajectoires plus facilement atteignables sur le plan industriel, (2) limiter le besoin de développement du photovoltaïque pour éviter certains besoins de flexibilité et améliorer le bilan économique des scénarios, (3) réduire le nombre de nouveaux réacteurs nucléaires à construire, (4) ou encore de déclasser plus rapidement des réacteurs existants.

Quelle que soit la logique retenue, les économies de capacité sont importantes et se chiffrent à plusieurs dizaines de gigawatts évités dans le cas d'un ajustement sur les énergies renouvelables, ou encore à plus de huit réacteurs de type EPR2 évités dans le cas d'un ajustement sur le nouveau nucléaire.

Le scénario M0, qui propose par construction un mix 100 % renouvelable dès 2050, est associé à des rythmes de développement EnR très important sur les 30 prochaines années. Le coupler à la trajectoire de consommation «sobriété» permettrait de réduire les capacités EnR nécessaires en 2050 pour sortir du nucléaire et donc de réduire les contraintes industrielles, environnementales et sociétales associées au scénario M0. De la même manière, un appariement du scénario N03 avec la consommation de la trajectoire sobriété limiterait les EnR nécessaires.

Ces perspectives sont associées à de véritables inflexions en matière de sobriété énergétique et à des actions concrètes, détaillées dans la section 3.5, qui ne doivent pas être sous-estimées. Sans méconnaître les conditions nécessaires à la réalisation d'une telle trajectoire de sobriété et les implications sur les modes de vie, l'analyse met finalement en évidence les économies significatives permises par la sobriété. Ces économies se traduisent à la fois sur le plan économique mais également sur le plan environnemental, via une réduction de l'emprise des installations électriques ainsi que de la consommation de ressources et de métaux critiques.

5.3.2 La réindustrialisation nécessite d'être accompagnée par un dimensionnement spécifique du mix électrique

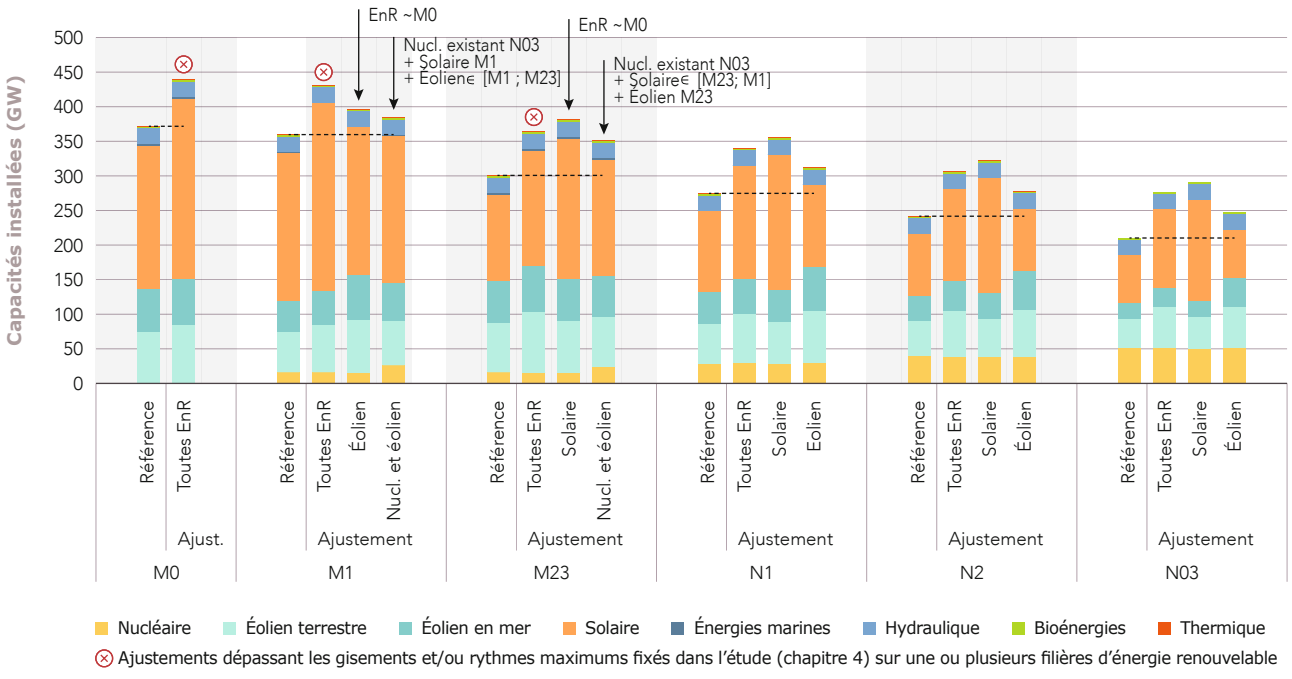
Un scénario de réindustrialisation profonde de l'économie française se traduirait par une trajectoire de consommation d'électricité plus élevée que celle de la trajectoire référence *(voir chapitre 3)*. Un effort supplémentaire sur le développement ou le maintien des capacités de production d'électricité bas-carbone serait en conséquence nécessaire pour soutenir le développement de l'industrie et les avantages associés en matière d'emploi, de balance commerciale ou encore d'empreinte carbone.

Si l'effort d'adaptation était concentré sur une seule filière, les capacités installées seraient susceptibles de se heurter à des contraintes en matière de gisements, d'acceptabilité ou encore de capacités industrielles à suivre des rythmes de mises en service élevés. Par exemple, pour fournir la consommation supplémentaire d'environ 100 TWh associée à une perspective de réindustrialisation profonde à l'horizon 2050, environ 85 GW de capacités photovoltaïques supplémentaires ou 9 nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2 doivent être développés.

Une répartition de l'effort sur les différentes filières de production d'électricité (nucléaire et énergies renouvelables) allégerait potentiellement les contraintes, mais une telle stratégie ne peut se décliner de manière systématique pour tous les scénarios.

Le scénario M0, qui prévoit par définition une sortie du nucléaire à l'horizon 2050, couplée à la trajectoire de réindustrialisation profonde, conduirait à devoir mobiliser encore plus fortement les énergies renouvelables. Etant donné les rythmes déjà très élevés nécessaires pour parvenir à un mix 100 % énergies renouvelables en 30 ans dans la trajectoire de consommation de référence, il apparaît difficilement envisageable de coupler une réindustrialisation avec une sortie du nucléaire à l'horizon

Figure 5.7 Exemples de mix de production 2050 adaptés à la trajectoire de réindustrialisation et comparés aux mix de production adaptés à la consommation de référence



2050. Pour qu'une telle association soit possible, le redéploiement industriel devrait probablement être combiné avec une politique de forte sobriété énergétique.

Dans les autres scénarios sans nouveau nucléaire, les rythmes de développement déjà très élevés pour le solaire dans M1 ou pour l'éolien dans M23 font qu'il serait plus facilement envisageable de rajouter respectivement des capacités d'éolien dans M1 et de photovoltaïque dans M23, ce qui amènerait ces mix à se rapprocher tous les deux des EnR du scénario M0. La prolongation de la durée de vie des réacteurs existants (à l'instar de celle considérée dans N03) peut également être un levier mobilisable pour augmenter la production de ces scénarios d'une cinquantaine de térawattheures.

Dans le cas des scénarios « N », les trajectoires de développement du nouveau nucléaire sont supposées déterminées par les capacités industrielles de la filière. L'ajustement sur le mix pour couvrir la consommation électrique supplémentaire de l'industrie passerait alors nécessairement par une accélération du développement des énergies renouvelables et/ou une prolongation maximale de la durée de vie des réacteurs existants (sauf dans N03 ou le fait de différer au maximum la fermeture des réacteurs est déjà considéré dans le cas de base du scénario). En particulier, dans tous les scénarios « N », une installation de nouvelles capacités renouvelables selon une répartition au prorata de celles prévues dans la trajectoire de référence serait réalisable sans que cela ne conduise à dépasser les rythmes de mise en service les plus hauts envisagés dans les scénarios de référence.

5.4 Des analyses de sensibilité sur la répartition des mix de production autour de ces six configurations principales

En complément des six scénarios principaux présentés ci-avant, les discussions en concertation ont fait émerger des suggestions de nouvelles combinaisons de mix, à la marge des six scénarios de mix principaux.

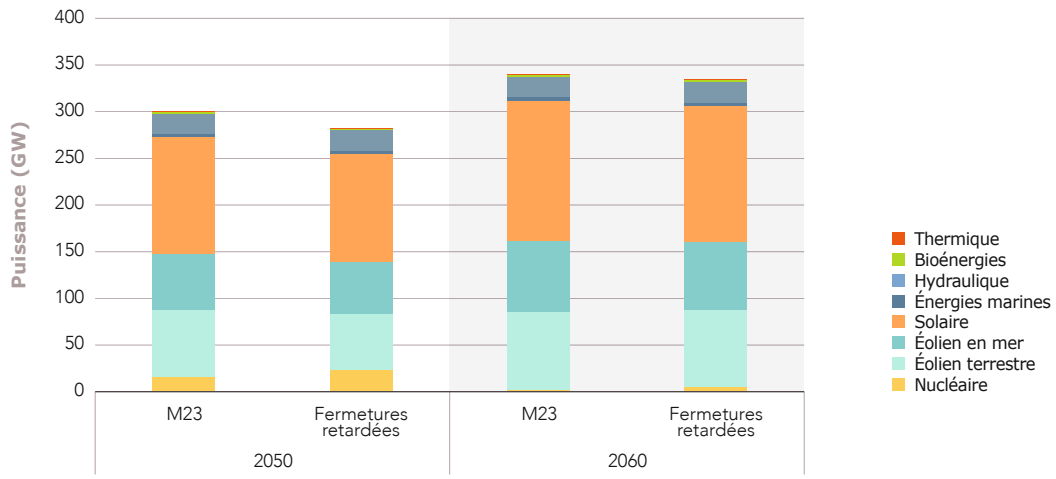
5.4.1 Variantes de scénario 100 % EnR, sans nouveau nucléaire mais avec une fermeture ralentie du nucléaire

L'une des propositions de variantes sur le mix consiste à combiner une perspective de sortie du nucléaire avec la possibilité de lisser la mise à l'arrêt des réacteurs existants dans le temps, selon la même logique que dans le scénario N03.

Il s'agit par exemple de reprendre les principes de construction du scénario M23, mais avec une capacité de nucléaire existant supérieure à l'horizon 2050, en s'appuyant notamment sur des prolongations de réacteurs au-delà de 60 ans. Dans une telle configuration, les capacités installées d'énergies renouvelables nécessaires pour atteindre la neutralité carbone sont significativement réduites en 2050 (~+50 TWh de nucléaire) mais ne varient que légèrement en 2060 (~+15 TWh de nucléaire). Ceci permet donc de diminuer les rythmes d'EnR à installer même si à long terme les capacités installées devront rattraper le scénario de référence. Il est donc important de maintenir les efforts de croissance des EnR sur la période 2020-2030 et de profiter du ralentissement de la fermeture des réacteurs pour réduire les accélérations nécessaires du rythme d'installation des EnR sur la période 2030-2050 *(cf. chapitre 4).*

Ce type de variante permet ainsi de faciliter la comparaison entre le scénario N03 et un scénario type M23, à stratégie de fermeture du nucléaire existant identique.

Figure 5.8 Exemple de mix de production du scénario M23 avec une fermeture ralentie du nucléaire existant en 2050 et en 2060



5.4.2 Variantes des scénarios « M » et « N » sur la répartition entre les différentes énergies renouvelables

Les six scénarios principaux de mix présentés précédemment sont élaborés sur la base de trajectoires industrielles pour les énergies renouvelables et le nucléaire. Ils supposent des narratifs et des stratégies contrastées sur la place des différentes technologies, mais s'appuient tous sur un effort réparti entre les filières, ne relevant pas uniquement d'une logique économique. À titre d'exemple, tous les scénarios s'appuient sur une part plus ou moins importante de panneaux photovoltaïques sur petite toiture, bien que ceux-ci constituent des installations plutôt coûteuses en comparaison de grands parcs d'énergies renouvelables.

D'autres logiques d'élaboration des scénarios peuvent toutefois être envisagées et étudiées par RTE. Il serait ainsi possible de fonder des scénarios de mix sur des logiques purement économiques en évaluant par exemple le mix 100 % renouvelable « optimal » présentant les coûts les plus faibles ou encore en associant au nouveau nucléaire des bouquets d'énergies renouvelables plus optimisés dans les scénarios « N ».

De manière plus générale, les scénarios « N » pourraient intégrer des répartitions différentes entre les énergies renouvelables, conduisant par exemple à privilégier le développement du photovoltaïque ou de l'éolien en mer au détriment de l'éolien terrestre, ou inversement.

5.5 Des configurations alternatives proposées dans le cadre de la concertation

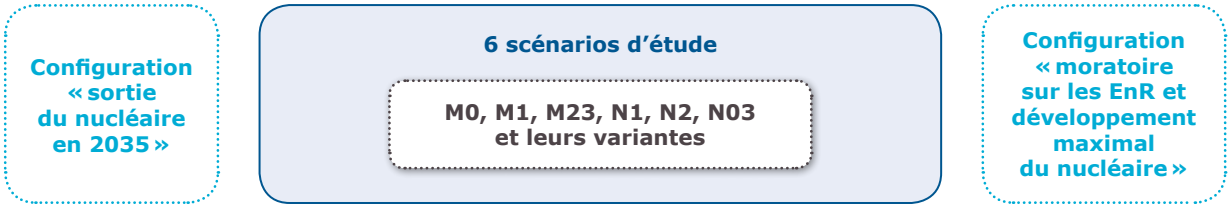
De très nombreux répondants à la consultation publique ont demandé à RTE d'étudier d'autres types de scénarios, sortant du cadrage initial. Ceux-ci peuvent être classés schématiquement en deux catégories :

- des scénarios de sortie immédiate ou du moins très rapide du nucléaire (entre « tout de suite » et dès 2030-2035),
- des scénarios de maintien de la part du nucléaire dans le mix, associé dans un grand nombre de cas à des demandes de moratoire ou du moins de limitation de la croissance des EnR en général et de l'éolien en particulier.

Ces configurations constituent des avenirs énergétiques possibles en tant que tels. Au titre de l'engagement pris dans la concertation, RTE a étudié ces configurations alternatives. Notamment, les mix de production et les trajectoires de consommation correspondant à ces scénarios sont décrits et ont fait l'objet d'analyses dans le cadre de variantes dédiées.

Cependant, les analyses techniques montrent que ces configurations présentent, à des degrés divers, une ou plusieurs incompatibilités majeures avec la trajectoire souhaitée de réduction des émissions – notamment à l'horizon 2030 – en tenant compte des rythmes possibles de développement des filières ayant fait l'objet d'une concertation par ailleurs. Ainsi, **une sortie rapide du nucléaire met en péril la trajectoire climatique du pays à court terme, tandis qu'un arrêt du développement des énergies renouvelables la met en danger à long terme.**

Figure 5.9 Scénarios principaux de mix électrique et configurations alternatives



5.5.1 Une sortie (très) rapide du nucléaire est incompatible avec le respect des trajectoires climatiques de la France et/ou le maintien de la sécurité d'approvisionnement à court terme

De nombreuses contributions adressées à RTE dans le cadre de la consultation publique du printemps 2021 portent sur l'analyse d'un scénario de fermeture au plus tôt du parc de réacteurs nucléaires. Ces contributions font état d'inquiétudes sur la sûreté des réacteurs actuels, et en déduisent qu'il est indispensable que des scénarios de sortie immédiate du nucléaire soient élaborés.

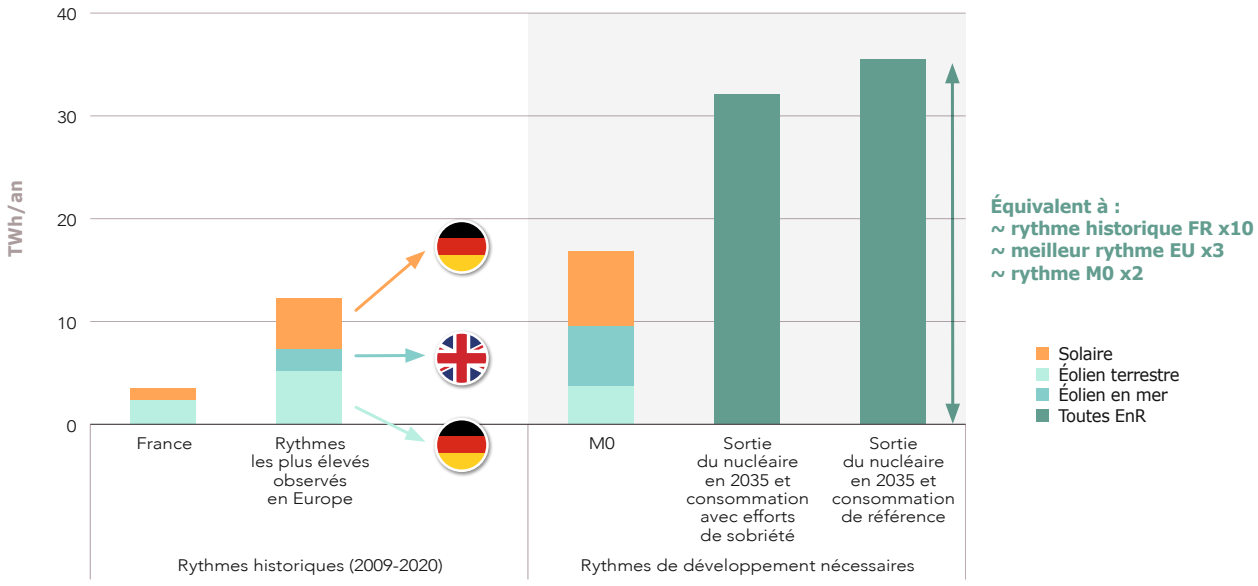
Une sortie totale du nucléaire significativement anticipée par rapport à 2050 sortait du cadrage initial des « Futurs énergétiques 2050 » dans la mesure où cette configuration engendre *a priori* des difficultés pour atteindre les objectifs climatiques de la France et/ou pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Cependant, cette option a également été étudiée pour tenir compte de la consultation publique et des contributions qui y ont été collectées.

Même dans le scénario « sobriété » et *a fortiori* dans la trajectoire de référence, une sortie anticipée du nucléaire devrait être compensée par un développement des énergies renouvelables à un rythme qui semble inaccessible

L'arrêt immédiat des réacteurs nucléaires n'étant pas envisageable sans rupture majeure dans l'approvisionnement énergétique dans un pays qui en dépend aussi largement, les perspectives de sortie « rapide » du nucléaire portent sur 2030 ou 2035. **Or, même avec un préavis de dix ou quinze**

Figure 5.10 Rythmes nécessaires de développement du photovoltaïque et de l'éolien entre 2025 et 2035 pour couvrir les besoins en électricité dans le cas d'une sortie du nucléaire en 2035, en l'absence de recours à une augmentation de la production thermique ou aux importations



ans, ce scénario pose un problème évident de bouclage énergétique.

À l'horizon 2035, la consommation d'électricité française dans la trajectoire de référence doit atteindre environ 540 TWh. Sans réacteur nucléaire, et en supposant inchangé le potentiel de production d'électricité d'origine thermique et hydraulique, la production photovoltaïque et éolienne annuelle devrait représenter de l'ordre de 450 TWh (contre environ 50 TWh aujourd'hui) pour que les besoins en électricité soient couverts en moyenne. Ce besoin serait limité à environ 415 TWh dans le scénario «sobriété» en cas d'activation de tous les gisements présentés au chapitre 3.

Passer de 50 TWh à 415 TWh en 15 ans n'a pas de fondement industriel crédible. En tenant compte de l'inertie associée à toute décision d'accélération (il faut plusieurs années pour que les décisions puissent se traduire dans de nouveaux projets industriels), le rythme de développement annuel de l'éolien et du photovoltaïque nécessaire pour tenir cette trajectoire devrait alors atteindre environ +35 TWh chaque année entre 2025 et 2035, soit une multiplication par près de dix par rapport au rythme observé lors des dix dernières années. Il s'agit d'un doublement par rapport à la trajectoire du scénario M0, déjà considérée comme extrêmement ambitieuse dans le cadre de la concertation avec les parties prenantes.

Un tel rythme ne peut s'appuyer non plus sur aucun précédent historique et est loin d'avoir été approché par les pays qui ont développé le plus rapidement l'éolien et le solaire. Même en combinant les rythmes de développement les plus élevés observés ces dernières années en Europe, c'est-à-dire en cumulant la performance allemande sur les énergies renouvelables à terre (solaire et éolien) et celle du Royaume-Uni sur les énergies renouvelables en mer, le rythme obtenu resterait trois fois plus faible que celui nécessaire pour couvrir les besoins dans une configuration de sortie rapide du nucléaire.

Un scénario de sortie rapide du nucléaire conduit donc soit à accepter des pénuries, soit à renoncer au respect de la trajectoire climatique de la France

Une compensation de la production nucléaire actuelle par les énergies renouvelables n'étant pas possible sur une durée de 10-15 ans, les possibilités pour ajuster production et consommation relèvent soit de la demande (qu'il faudrait diminuer), soit de l'offre (qu'il faudrait augmenter par d'autres moyens que des énergies renouvelables).

L'ajustement par la demande peut prendre différentes formes : un maintien de la trajectoire de développement de nouveaux usages électriques tout en assumant un niveau de sécurité d'alimentation beaucoup plus faible, ou un renoncement aux politiques d'électrification (par exemple dans le secteur des transports) pourtant jugées indispensables à l'atteinte de la neutralité carbone.

Le déficit de production identifié étant *a minima* de 180 TWh, l'ajustement requis sur le niveau de sécurité d'approvisionnement serait considérable. Concrètement, il reviendrait à la gestion de situations de pénuries systématiques, et donc à recourir au rationnement. Une partie pourrait éventuellement être couverte par des importations massives, sans être de nature à résorber le besoin.

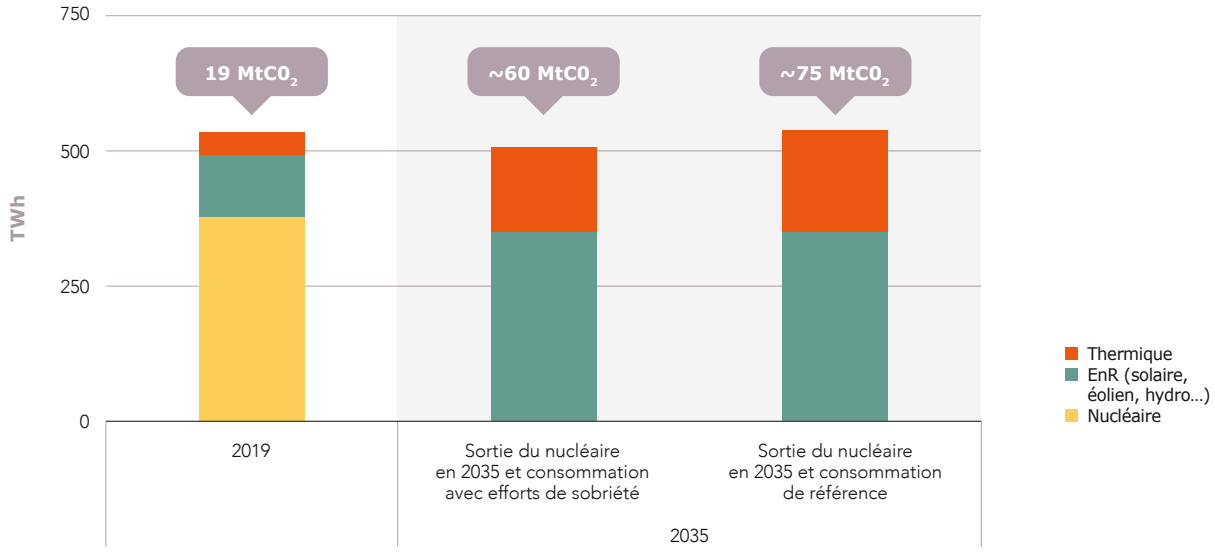
L'ajustement par l'offre consiste à combler le manque de production par une autre source de production : maintien des dernières centrales au charbon, utilisation à plein des centrales au gaz et construction de nouvelles unités.

Cette perspective irait à l'encontre du respect des trajectoires carbone, mais c'est bien celle qu'ont adopté les États ayant fermé leur parc nucléaire immédiatement (Japon) ou de manière planifiée (Allemagne – même si la croissance des renouvelables a fait plus que compenser jusqu'ici la réduction du nucléaire, Belgique avec le projet de construire de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné pour accompagner la sortie du nucléaire annoncée pour 2025). Les perspectives de décarbonation du vecteur gaz ne remettent pas en cause ce constat, le biométhane se développant dans des proportions limitées et devant servir à alimenter

les usages existants du gaz en priorité ainsi que ceux ayant le meilleur rendement, tandis que l'hydrogène engendrerait une consommation d'électricité supplémentaire pour l'électrolyse.

Le coût climatique de cette politique peut être chiffré à un surcroît d'émissions de 40 à 55 millions de tonnes de CO_2 en 2035 par rapport à la trajectoire de référence dans le meilleur des cas (c'est-à-dire en considérant que la production serait apportée par les centrales au gaz les plus performantes comme des cycles combinés au gaz avec des rendements de 60 %). Les émissions de gaz à effet de serre du système électrique atteindraient alors de l'ordre de 60 à 75 millions de tonnes de CO_2 par an en 2035, soit un triplement par rapport aux émissions actuelles. La France ne tiendrait alors, manifestement, pas la trajectoire qu'elle s'est fixée.

Figure 5.11 Bilans énergétiques en 2019 et 2035 dans deux configurations de sortie du nucléaire en 2035, et émissions de CO_2 associées



5.5.2 Un moratoire sur les énergies renouvelables rend impossible la réindustrialisation et le respect des trajectoires climatiques à compter de la décennie 2030

Faisant pendant aux demandes de sortie immédiate du nucléaire, de nombreuses contributions collectées durant la consultation publique portent une demande de maintien des équilibres actuels du système électrique français sur le long terme et/ou d'arrêt du développement des énergies renouvelables.

Pour les raisons similaires à celles exprimées au paragraphe précédent concernant l'arrêt du nucléaire, ce type de configuration n'était pas considéré dans le cadrage initial proposé par RTE dans la mesure où il engendre *a priori* un risque pour l'atteinte de la neutralité carbone.

Toutefois, et pour des raisons là encore similaires à celles du paragraphe 5.5.1, l'analyse de cette option a bien été menée, en considérant pour hypothèse (i) un moratoire sur les nouveaux projets éoliens et solaires conduisant à l'absence de nouvelles installations à partir de 2025 combiné (ii) à l'effort maximal sur le nucléaire retenu dans la trajectoire N03.

Un moratoire sur les énergies renouvelables conduirait dans un premier temps la France à rogner progressivement sur son solde exportateur…

Le système électrique français est aujourd'hui largement exportateur, avec un solde annuel d'exports de l'ordre de 40 à 60 TWh sur les dernières années. Les projets de développement éoliens et solaires déjà engagés (autorisés ou déjà en phase de construction, comme les premiers parcs d'éoliennes en mer) devraient à brève échéance augmenter encore ce solde et soulager la situation actuelle de tension sur la sécurité d'approvisionnement.

À moyen terme, un moratoire sur les énergies renouvelables combiné à un maintien de toute la capacité nucléaire existante ne constituerait donc pas une inquiétude immédiate pour l'approvisionnement électrique de la France, même avec le développement des nouveaux usages électriques.

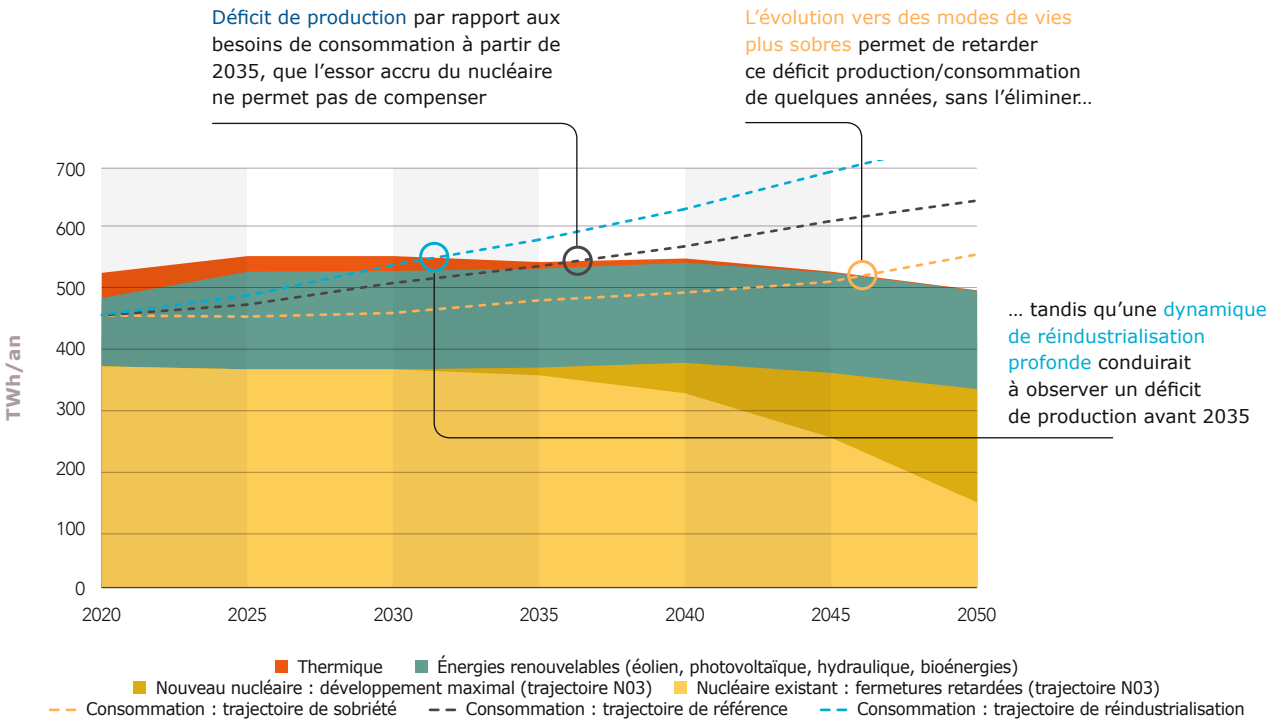
En revanche, dans une telle configuration, à l'horizon 2030, le solde exportateur de la France diminuerait fortement jusqu'à s'annuler dès que les nouveaux usages électriques se seront suffisamment développés. La France serait ainsi amenée à importer plus fréquemment de l'électricité, notamment en hiver pour couvrir les pointes de consommation, avec des imports d'électricité qui seraient principalement issus de centrales thermiques fossiles en Europe (toujours dominantes dans la prochaine décennie).

À compter de 2030-2035, cela placerait la France dans une position critique par rapport à ses ambitions de réindustrialisation et à ses trajectoires climatiques

Au-delà de l'horizon 2030-2035, la progression des usages électriques combinée au début de la fermeture des réacteurs nucléaires les plus anciens conduirait progressivement la France à manquer d'électricité bas-carbone pour couvrir les besoins. Le déficit de production serait en particulier très marqué dans une trajectoire de réindustrialisation, avec 40 TWh manquants dans cette configuration dès 2035.

À plus long terme, le déficit de production se creuserait encore avec le développement des nouveaux usages électriques, même avec un effort maximal pour prolonger les réacteurs existants ou en construire de nouveaux. En effet, en intégrant les contraintes mentionnées au chapitre 4, la mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires n'est pas en mesure de compenser en totalité la fermeture des réacteurs de seconde génération

Figure 5.12 Évolution de la production et de la consommation d'électricité dans une configuration de moratoire sur les énergies renouvelables et d'effort maximal sur le nucléaire



(notamment durant la décennie 2040). En 2050, le déficit de production serait important, même dans une trajectoire de sobriété, et compris entre 60 TWh et 260 TWh selon les trajectoires de consommation.

Selon une logique similaire à celle du paragraphe 5.5.1 les moyens de gérer un tel déficit porteraient soit sur la demande (renoncement à la trajectoire d'électrification ou sécurité d'approvisionnement dégradée), soit sur l'offre (utilisation de centrales à gaz).

Pour qu'une trajectoire sans développement des énergies renouvelables soit possible, il aurait fallu la décider il y a une vingtaine d'années

Certains participants à la concertation ont suggéré de résoudre différemment le déséquilibre, en combinant une relance vigoureuse du nouveau nucléaire tout en prolongeant encore plus longtemps la durée de vie des réacteurs de seconde génération. Alors une part de nucléaire de l'ordre de 70 à 75 % dans la production d'électricité serait possible.

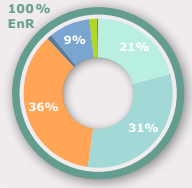
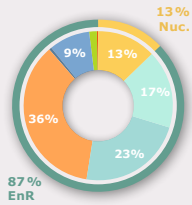
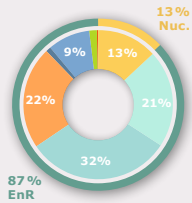
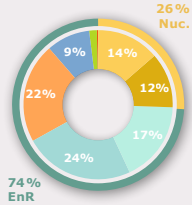
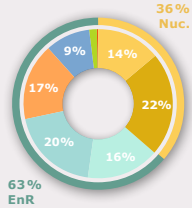
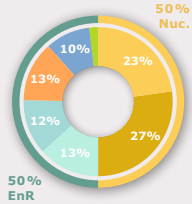
L'analyse approfondie de cette option révèle qu'elle impliquerait en premier lieu de prolonger *l'intégralité* des réacteurs existants jusqu'à 70 voire 80 ans de durée d'exploitation. Ceci apparaît, dans l'ordre des connaissances actuelles, absolument exclu.

Dans le cas d'une trajectoire de consommation plus élevée, par exemple issue d'une dynamique de réindustrialisation profonde, elle nécessiterait également de nouveaux réacteurs selon un rythme similaire à celui du programme nucléaire historique, et ce dès la prochaine décennie. Les contributions des industriels du nucléaire recueillies dans le cadre de la consultation publique montrent que ceci n'est pas envisageable en l'état.

Il en résulte qu'une stratégie de maintien durable de l'équilibre atteint par le système français entre les années 1990 et aujourd'hui aurait dû être décidée il y a une vingtaine d'années pour avoir des chances de fonctionner. En intégrant une durée de 15 ans pour la mise en service de nouveaux EPR, la fenêtre d'opportunité pour décider d'une telle stratégie était encore ouverte dans les années 2000. Les perspectives d'augmentation de la consommation d'électricité et les objectifs climatiques de la France n'étaient cependant pas les mêmes qu'aujourd'hui. Ceci illustre les délais temporels associés au nucléaire : les mêmes causes pouvant produire les mêmes effets, les scénarios N1, mais surtout N2 et N3 ne sont atteignables qu'en cas de décision très rapide de relance du nouveau nucléaire.

LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION
À L'HORIZON 2050

Filières : Flexibilités de la demande (hors V2G) · Véhicule-to-grid · Nouveau thermique décarboné · Batteries

	NARRATIF	RÉPARTITION DE LA PRODUCTION EN 2050	CAPACITÉS INSTALLÉES EN 2050 (EN GW)*					BOUQUET DE FLEXI-BILITÉS EN 2050
			Solaire	Éolien terrestre	Éolien en mer	Nucléaire historique	Nouveau nucléaire	
M0 100 % EnR en 2050	Sortie du nucléaire en 2050 : le déclassement des réacteurs nucléaires existants est accéléré, tandis que les rythmes de développement du photovoltaïque, de l'éolien et des énergies marines sont poussés à leur maximum.		~ 208 GW (soit x21)	~ 74 GW (soit x4)	~ 62 GW	/	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 29 GW 26 GW
M1 Répartition diffuse	Développement très important des énergies renouvelables réparties de manière diffuse sur le territoire national et en grande partie porté par la filière photovoltaïque. Cet essor sous-tend une mobilisation forte des acteurs locaux participatifs et des collectivités locales.		~ 214 GW (soit x22)	~ 59 GW (soit x3,5)	~ 45 GW	16 GW	/	17 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 21 GW
M23 EnR grands parcs	Développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer. Logique d'optimisation économique et ciblage sur les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendements et permettant des économies d'échelle.		~ 125 GW (soit x12)	~ 72 GW (soit x4)	~ 60 GW	16 GW	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 13 GW
N1 EnR + nouveau nucléaire 1	Lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, développés par paire sur des sites existants tous les 5 ans à partir de 2035. Développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu afin de compenser le déclassement des réacteurs de deuxième génération.		~ 118 GW (soit x11)	~ 58 GW (soit x3,3)	~ 45 GW	16 GW	13 GW (soit 8 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 11 GW 9 GW
N2 EnR + nouveau nucléaire 2	Lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs (une paire tous les 3 ans) à partir de 2035 avec montée en charge progressive. Le développement des énergies renouvelables se poursuit mais moins rapidement que dans les scénarios N1 et M.		~ 90 GW (soit x8,5)	~ 52 GW (soit x2,9)	~ 36 GW	16 GW	23 GW (soit 14 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 5 GW 2 GW
N03 EnR + nouveau nucléaire 3	Le mix de production repose à part égale entre les énergies renouvelables et le nucléaire à l'horizon 2050. Cela implique d'exploiter le plus longtemps possible le parc nucléaire existant, et de développer de manière volontariste et diversifié le nouveau nucléaire (EPR 2 + SMR)		~ 70 GW (soit x7)	~ 43 GW (soit x2,5)	~ 22 GW	24 GW	~27 GW (soit ~14 EPR + quelques SMR)	13 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 1 GW
Hypothèses communes			Hydraulique ~22 GW		Énergies marines Entre 0 et 3 GW	Bioénergies ~2 GW		Imports 39 GW · STEP 8 GW

*Les quantités et parts d'énergie sont exprimées par rapport au scénario de consommation de référence.

6

L'EUROPE

6

L'EUROPE :
UN OBJECTIF COMMUN D'ATTEINTE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE, DES STRATÉGIES NATIONALES DIFFÉRENCIÉES SUR LES LEVIERS À MOBILISER

6.1 Les scénarios de transition du système électrique en France doivent nécessairement être étudiés à l'échelle européenne, qui constitue la maille pertinente d'analyse

6.1.1 Le fonctionnement du système électrique est déjà européen depuis plus de 20 ans

Les systèmes électriques nationaux européens sont aujourd'hui assez largement interconnectés. La fréquence électrique à 50 Hz est un paramètre partagé à chaque seconde par l'ensemble du système électrique continental synchrone.

Le développement des interconnexions représente de longue date une priorité de la politique énergétique de l'Union européenne. Mentionné dès 1955[1], l'objectif de développement des interconnexions est considéré comme un moyen pour réduire le coût de l'électricité.

L'interconnexion des réseaux nationaux constitue en effet un prérequis à la mise en place du marché européen de l'électricité. En permettant de tirer parti des complémentarités des mix énergétiques nationaux, elle est de nature à bénéficier à la collectivité européenne selon trois axes : le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en électricité et de la sécurité d'exploitation des systèmes interconnectés, la réduction des coûts de production à l'échelle du continent par l'accroissement de la concurrence, et la faculté d'intégrer des volumes plus importants d'énergies décarbonées.

Ainsi, les échanges entre pays européens permettent une mutualisation des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et un arbitrage économique à chaque instant entre les différentes capacités de production disponibles pour couvrir la demande d'électricité en Europe. Le marché européen de l'énergie concourt à fluidifier ces arbitrages entre moyens de production où qu'ils se trouvent, et donc à minimiser le coût de fonctionnement du système électrique au périmètre européen.

Par ailleurs, le renforcement des capacités d'échange participe du projet politique de l'Union européenne et est à ce titre investi sur le plan symbolique par la Commission européenne, au-delà des seuls aspects économiques. Le Règlement (UE) 2018/1999 du 11 décembre 2018 concernant la gouvernance de l'Union de l'énergie et l'action pour le climat demande à chaque État membre, dans le cadre des plans nationaux énergie – climat,

1. La Résolution de Messine (1955) mentionne que «toutes dispositions devront être prises pour développer les échanges de gaz et de courant électrique propres à augmenter la rentabilité des investissements et à réduire le coût des fournitures».

de prioriser ses investissements d'interconnexion afin de viser des capacités à hauteur de 15 % de ses capacités de production en 2030, sous réserve d'une analyse coûts-avantages positive pour chaque investissement et de certaines conditions, notamment d'intégration environnementale. Au titre du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie, l'Union européenne a introduit la notion de « Projets d'intérêt commun » qui permet aux projets d'interconnexion qui en bénéficient de devenir éligibles, sous certaines conditions complémentaires, à des soutiens financiers européens dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe *(« Connecting Europe Facility »).*

Le fonctionnement du système électrique à l'échelle européenne constitue aujourd'hui une réalité. Depuis dix ans, le renforcement des interconnexions entre les pays et le développement d'énergies renouvelables variables ont conduit à une augmentation significative des échanges entre pays et de leur variabilité. Dans le même temps, la solidarité et la coordination entre systèmes électriques nationaux se sont accrues pour la gestion des incidents de grande ampleur ou les périodes de tension sur la sécurité du système électrique européen.

Les échanges entre les pays européens représentent aujourd'hui des volumes importants et variables. Le solde exportateur de la France a pu atteindre environ 80 TWh (en 2002) et représente aujourd'hui de l'ordre de 40 à 60 TWh selon les années (38 TWh en 2017, 60 TWh en 2018), soit entre 8 % et 13 % de la consommation d'électricité. Au niveau de la puissance instantanée, cette variabilité est beaucoup plus flagrante, les flux ayant varié ces dernières années entre 17,4 GW d'export (le 22 février 2019) et 12,3 GW d'import (le 8 avril 2021), soit une amplitude de près de 30 GW.

Le fonctionnement du système électrique français et en particulier la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande s'inscrit ainsi dans un périmètre plus large au niveau européen et dépend largement des évolutions de la consommation et de la production des pays voisins.

L'analyse du fonctionnement du système électrique s'étudie donc nécessairement au périmètre européen.

6.1.2 Les interconnexions sont en fort développement

Les interconnexions électriques ont été initialement développées pour accroître la sécurité d'alimentation des systèmes électriques nationaux. Leur rôle s'est amplifié depuis la mise en place du marché unique de l'énergie et leur capacité s'est largement accrue depuis 2010, le plus souvent au travers de projets de grande ampleur (en puissance de liaison et en travaux d'ingénierie).

Les nouveaux projets sont en effet le plus souvent des liaisons à courant continu, sous-marines ou traversant des massifs montagneux. Au cours des dernières années, une liaison avec l'Espagne de 2 GW (Baixas-Santa Llogaia) a été mise en service en 2015, un câble sous-marin de 1 GW avec le Royaume-Uni en 2020 (IFA2), et la mise en service de deux nouvelles lignes est imminente : un câble dans le tunnel sous la Manche début 2022 (Eleclink) et une liaison entre Chambéry et Turin en 2022 également. Deux projets actuellement menés par RTE avec ses homologues espagnols et irlandais bénéficient de soutiens importants du mécanisme pour l'interconnexion en Europe, avec des mises en service attendues aux horizons 2026 et 2027 : une nouvelle liaison de 2 GW entre Bilbao et Bordeaux (Golfe de Gascogne) et un câble sous-marin reliant Brest à l'Irlande (Celtic). Le Schéma décennal de développement du réseau, publié en 2019, prévoit encore quelques autres projets, conduisant à un doublement de la capacité d'interconnexion de la France entre 2019 et 2035.

6.1.3 Une modélisation des « Futurs énergétiques 2050 » à l'échelle européenne

L'analyse du fonctionnement des scénarios de mix énergétique en France dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 » repose sur une modélisation explicite des systèmes électriques des différents pays européens. Dix-huit pays européens *(voir carte)* sont modélisés de façon détaillée, en tenant compte des informations publiques concernant l'évolution de la consommation d'électricité, des différents moyens de production qui composent leur mix, et des contraintes structurantes de leur réseau. La construction des hypothèses dans les pays voisins est détaillée en partie 6.6.

L'analyse du fonctionnement du système électrique européen repose sur une simulation au pas horaire de la production, de l'activation des leviers de flexibilité dans chaque pays et des échanges entre les pays européens. Cette simulation vise à refléter le fonctionnement du marché, en visant une optimisation économique du « dispatch » au niveau européen.

Cette simulation est réalisée sur un grand nombre d'aléas, représentés au périmètre européen, portant sur la disponibilité des moyens de production et sur les variables météorologiques qui conditionnent le fonctionnement du système électrique (température, hydraulicité, vent et ensoleillement). En particulier, la « base climatique » repose sur la simulation météorologique de l'ensemble de l'Europe sur 200 tirages climatiques en assurant la cohérence spatiale et temporelle des variables météorologiques et climatiques *(voir chapitre 8).*

Figure 6.1 Périmètre des pays modélisés de manière détaillée dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 »



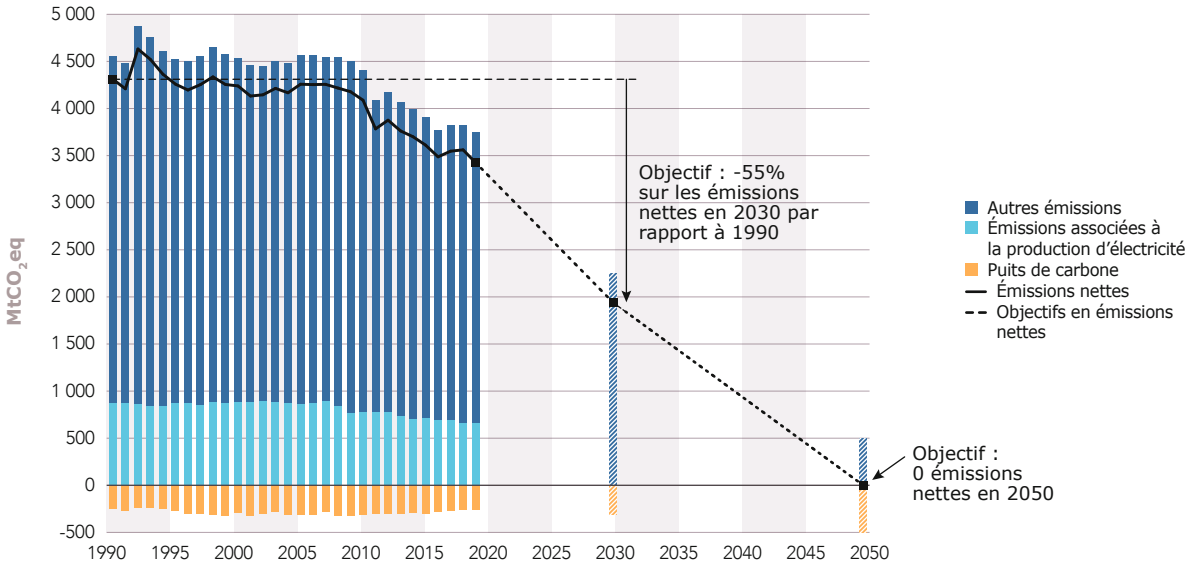
6.2 Des ambitions européennes renforcées pour lutter contre le changement climatique avec l'objectif de la neutralité carbone en 2050

L'Union européenne et l'ensemble des États membres ont été précurseurs des politiques volontaristes de réduction des émissions de CO_2, avec le paquet «3x20» adopté dès 2008[2]. Forts de cette dynamique, ils sont signataires de l'Accord de Paris sur la lutte contre le réchauffement climatique. Dans ce cadre, l'Union européenne et les États membres se sont engagés à baisser les émissions totales de gaz à effet de serre de l'Union européenne de 40% à l'horizon 2030 par rapport à leur niveau de 1990.

La nouvelle Commission européenne a présenté en décembre 2019 son plan pour accélérer les efforts en matière de transition énergétique et de décarbonation de l'économie. Ce plan prévoit notamment (i) un rehaussement de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre au niveau de l'Union européenne, porté à 55% pour les émissions nettes[3] à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et (ii) l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La loi européenne sur le climat, adoptée le 28 juin 2021, inscrit désormais les objectifs de réduction de 55% des émissions de l'Union à l'horizon 2030 (par rapport à 1990)

Figure 6.2 Émissions de l'Union européenne (EU27) depuis 1990 et objectifs à l'horizon 2030 et 2050



2. Le paquet énergie-climat 2020, adopté en 2008 consiste en un ensemble de directives, règlements et décisions fixant des objectifs à l'horizon 2020 au niveau de l'Union européenne : (i) une part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen de 20%, (ii) une réduction des émissions européennes de CO_2 de 20% et (iii) un accroissement de l'efficacité énergétique de 20% (i.e. baisse de la consommation énergétique totale par rapport à une trajectoire tendancielle).
3. Il s'agit des émissions diminuées de l'absorption des puits de carbone naturels (forêts, sols et océans) et les méthodes faisant appel à la technologie

et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 dans la législation européenne. Pour atteindre les objectifs fixés dans la loi, la Commission européenne a préparé un paquet de propositions, baptisé « Fit for 55 ». Ces propositions portent notamment sur :

- la réforme du système d'échange de quotas d'émissions, avec un renforcement de l'objectif de réduction, son extension au transport maritime, la proposition controversée d'un système d'échange de droits d'émission distinct pour les secteurs du transport routier et du bâtiment et l'alignement des règles concernant l'aviation sur celles des autres secteurs ;
- une révision de la règle de répartition entre les États membres des efforts de réduction des émissions[4], en proportionnant les efforts au PIB par habitant ;
- la mise en place d'un mécanisme d'ajustement aux frontières, pour réduire le risque de fuite de carbone ;
- la révision de la directive sur les énergies renouvelables pour renforcer les objectifs collectifs au niveau de l'Union européenne en les passant de 32 % à 40 % de part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à l'horizon 2030 ;
- la révision de la directive sur l'efficacité énergétique pour renforcer les objectifs collectifs au niveau de l'Union européenne en passant d'un objectif de réduction de 32,5 % de la consommation énergétique finale par rapport à un scénario tendanciel à un objectif de réduction d'au moins 36 % ;
- l'alignement de la taxation de l'énergie sur les objectifs climatiques, avec notamment l'interdiction aux États membres de mettre en place des exemptions ou réduction de taxes sur les énergies fossiles ;
- la fin de mise en vente de véhicules thermiques (essence et diesel) en 2035, pour favoriser le développement de véhicules non émetteurs (véhicules électriques notamment) ;
- la mise en place de réglementations pour le développement de carburants alternatifs dans l'aviation, le transport maritime et le transport routier (avec notamment une stratégie de déploiement d'infrastructures pour le transport routier).

Ces propositions sont désormais en discussion et seront examinées par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne avant d'être formellement adoptées. Leur entrée en vigueur est attendue à l'horizon 2023.

Sans préjuger de l'issue de ces discussions, ces propositions traduisent une forte volonté de l'Union européenne de traduire les objectifs de décarbonation en actions concrètes et d'accélérer effectivement le rythme de la transition énergétique, tout en veillant à une juste répartition des efforts (entre pays et secteurs) et en instaurant des dispositifs tendant à mettre l'industrie européenne sur un pied d'égalité avec ses concurrents des autres régions du monde.

Les « Futurs énergétiques 2050 » s'inscrivent résolument dans une dimension européenne. Ils prennent comme cadre de référence l'atteinte des ambitions de l'Union européenne et notamment la neutralité carbone en 2050, ce qui constitue un cadre contraignant concernant la contribution des pays européens aux besoins du système électrique français.

4. La répartition ne concerne que les émissions des secteurs non couverts par le système d'échange de quotas d'émissions. En incluant les transports, les bâtiments et l'agriculture, les secteurs actuellement non couverts représentent 60 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE. Pour la France et à périmètre inchangé, l'objectif passerait de -37 % à -47,5 % par rapport à la référence 2005.

6.3 Des stratégies nationales qui s'inscrivent dans les objectifs de l'Union européenne

Les objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre font l'objet d'une trajectoire collective pour les secteurs concernés par le système d'échange de quotas d'émissions (secteurs «ETS») et d'objectifs nationaux pour les autres secteurs («non-ETS»). Certains pays, comme la France, traduisent en plus dans leurs législations et leurs stratégies nationales des engagements de réduction des émissions totales tous secteurs confondus.

Le Règlement (UE) 2018/1999 du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat prévoit que chaque État membre (i) établisse une stratégie pour remplir ses objectifs en matière d'énergie et de climat à l'horizon 2030 engageants vis-à-vis de la Commission européenne et (ii) définisse ses objectifs au-delà de 2030. En pratique, les stratégies nationales sont définies à travers deux documents : (i) le plan national énergie climat *(«National Energy and Climate Plan»* – NECP), qui porte sur l'horizon 2030 et qui détaille notamment des objectifs chiffrés sur l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et les interconnexions[5], et (ii) la stratégie nationale à long terme *(«Long-Term Strategy»* – LTS), qui porte sur l'horizon 2050 en définissant les cibles par secteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre. **Ces documents, publics, contribuent à la coordination des stratégies entre les États et permettent d'assurer l'atteinte collective des objectifs et engagements pris au niveau européen** et notamment de garantir que la trajectoire de réduction des émissions sur le long terme soit cohérente avec les engagements pris par l'Union européenne dans le cadre de l'Accord de Paris de 2015.

Ces documents[6] fournissent certains éléments sur les orientations d'évolution du mix énergétique sur les horizons 2030 et 2050. Ils sont néanmoins hétérogènes et ne permettent pas de disposer pour tous les pays d'une vision quantitative précise des évolutions envisagées sur le mix énergétique et en particulier sur le mix de production d'électricité, notamment sur l'horizon 2050. Certains pays (comme l'Italie, l'Espagne, le Portugal) fournissent des hypothèses et objectifs quantifiés sur l'évolution de la consommation électrique et la place des différentes filières. D'autres, plus nombreux, décrivent de manière essentiellement qualitative les évolutions du mix électrique à l'horizon 2050.

5. La consolidation au niveau européen des objectifs nationaux en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables et d'interconnexion, permet d'évaluer l'atteinte des objectifs européens.
6. National long-term strategies | European Commission (europa.eu)
National energy and climate plans | European Commission (europa.eu)

6.4 Les scénarios nationaux et européens pour atteindre la neutralité carbone : des tendances communes notamment sur l'électrification et les énergies renouvelables et des contrastes sur les différents leviers à mobiliser

6.4.1 De nombreux scénarios européens et nationaux, compatibles avec la neutralité carbone, ont été publiés au cours des dernières années

Au-delà des documents décrivant les stratégies officielles des pays européens, de nombreux scénarios d'évolution du système énergétique à l'horizon 2050, compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone, ont été publiés au cours des dernières années par la Commission européenne, les États membres ou des institutions officiellement mandatées par eux, à l'instar des « Futurs énergétiques 2050 » en France. D'autres études, qui ne répondent pas à une commande publique, émanent de syndicats représentant certains acteurs de l'énergie ou d'organisations non-gouvernementales.

L'élaboration de ces scénarios répond à différents enjeux, tels que l'éclairage des débats publics en Europe et dans les différents pays sur les futurs énergétiques possibles ou la fourniture d'un cadre pour l'évaluation technico-économique de certains projets énergétiques (comme le développement d'infrastructures de transport ou de stockage, le rôle des vecteurs dans la consommation finale, etc.).

Les scénarios publiés diffèrent par leur périmètre géographique, leur couverture du mix énergétique ou les données quantitatives publiées[7].

6.4.1.1 Les scénarios institutionnels européens

La **Commission européenne** a publié en 2020 plusieurs scénarios déclinant des futurs possibles permettant d'atteindre les objectifs climatiques de l'Union européenne (baisse de 55 % à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et atteinte de la neutralité carbone en 2050). Ces scénarios visaient à alimenter l'analyse d'impact du projet de loi européenne sur le climat et à éclairer le débat en amont des discussions au sein des institutions sur ce projet de loi. Les quatre scénarios de neutralité carbone à l'horizon 2050 (REG, CPRICE, MIX et ALLBNK) reposent sur des leviers différents (réglementation ou prix carbone). Il en résulte une place différente des technologies, vecteurs énergétiques et imports énergétiques extra-communautaires (à l'exception des gaz « verts » qui sont intégralement produits en Europe dans tous les scénarios).

Tous ces scénarios sont marqués par une hausse de la part de l'électricité dans les usages finaux et un recours important (même dans le scénario CPRICE où la part est la plus faible) au vecteur hydrogène dans les usages finaux, dont l'approvisionnement serait assuré par l'électrolyse. Ils s'appuient tous sur un fort développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité mais reposent aussi en partie, même de manière limitée, sur de la production nucléaire et de la production thermique en partie combinée à la captation et séquestration de CO_2.

Les associations européennes des gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz, ENTSOE et ENTSOG, publient tous les deux ans des scénarios à long terme qui tiennent compte des orientations de la Commission européenne et

7. Afin de faciliter la comparaison des scénarios, les valeurs présentées dans cette section sont ajustées au périmètre EU27+Royaume-Uni+Norvège+Suisse. Pour la demande énergétique, elles sont présentées sur la base de la consommation finale des pays en 2018.

sur lesquels s'appuient les analyses des « ten-year network development plans » pour l'électricité et le gaz. Depuis 2020, les scénarios de ENTSOE et ENTSOG sont établis en commun. Ils ont pour principal objectif l'évaluation des besoins en infrastructures des réseaux. Les scénarios publiés en 2020 sont en cours de réactualisation et une version préliminaire de ces scénarios a été mise en consultation début octobre 2021 (et aura vocation à évoluer selon les retours de parties prenantes). Cette version 2022 préliminaire de ces scénarios reprend les grands principes des scénarios de la Commission européenne en actionnant simultanément de nombreux leviers (efficacité énergétique, forte croissance des EnR, électrification de la demande, développement d'une économie de l'hydrogène…). Le scénario Global Ambition se distingue par un recours plus important à des technologies et imports bas-carbone qui permet une pression légèrement inférieure sur le potentiel renouvelable européen par rapport à Distributed Energy.

6.4.1.2 Les contributions des parties prenantes (initiatives de GRT, d'acteurs de marché, d'organisations non gouvernementales)

Différentes associations européennes regroupant certains acteurs du système énergétique sont amenées à publier des scénarios pour alimenter le débat sur les choix énergétiques de l'Union européenne. C'est le cas en particulier de Eurelectric (représentant les acteurs du secteur de l'électricité), Gas for Climate (représentant certains acteurs de la chaîne gazière), Wind Europe (représentant les acteurs de l'éolien) et SolarPower Europe (représentant les acteurs du solaire) qui ont publié entre 2018 et 2021 différents scénarios de neutralité carbone. Bien qu'ils émanent d'associations représentant les intérêts de certaines filières, ces scénarios visent à alimenter le débat sur les leviers à mobiliser pour atteindre la neutralité carbone.

L'association **Eurelectric,** qui représente au niveau européen les acteurs du secteur de l'électricité a publié une étude en 2018 *(Decarbonisation pathways)*, présentant plusieurs scénarios, dont le plus ambitieux est compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone (réduction de 95 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050). Ce scénario (S3) repose sur l'électrification comme principal vecteur de décarbonation grâce à une production décarbonée. Dans ce scénario, la consommation d'électricité est en hausse et l'électricité représente près de 60 % de la consommation finale d'énergie en Europe (contre 23 % en 2015). Du fait de la performance énergétique de l'électricité dans de nombreux usages (ex. moteurs, pompes à chaleur), cette électrification contribue fortement à l'efficacité du système énergétique global, dont la consommation baisse de 36 % par rapport à 2015.

Le consortium **Gas For Climate,** regroupant plusieurs gestionnaires de réseau de gaz et des associations de producteurs de biométhane, a publié deux scénarios d'atteinte de la neutralité carbone. Le scénario « Optimised Gas » est conçu pour reposer sur le maintien d'une part significative de vecteurs énergétiques gazeux (méthane et hydrogène) et est comparé à un scénario de quasi-suppression du gaz. Le consortium a publié en 2020 une actualisation de ce scénario *(« Accelerated decarbonization Pathway »),* avec un recours au captage et stockage de carbone *(Carbon Capture and Storage* ou CCS) dans l'industrie et la production d'hydrogène mais pas dans la production d'électricité. Ce scénario, bien que maintenant une part significative pour le gaz, a un taux d'électrification de la demande finale de 58 %.

Les organisations non gouvernementales engagées dans la lutte contre le réchauffement climatique contribuent aussi à alimenter le débat sur l'avenir énergétique. Le **consortium entre le « Climate Action Network » et « European Environmental Bureau »,** qui représente plus de 300 organisations non gouvernementales européennes, a construit un scénario « Paris Agreement Compatible Scenario » (PAC scénario) compatible avec la limitation du réchauffement climatique de 1,5 °C et qui atteint la neutralité carbone en 2040. Ce scénario repose sur une électrification très poussée de la demande (69 % de la demande finale) et est 100 % EnR à l'horizon 2050.

Enfin, certains GRT établissent et restituent des hypothèses au périmètre européen, qu'ils utilisent dans l'analyse du fonctionnement des systèmes énergétiques européen ou nationaux. C'est par exemple le cas du groupe Elia avec la publication prochaine de son étude « Roadmap to Net Zero » à l'échelle européenne, ou de TransnetBW (un des quatre gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Allemagne) qui établit un scénario européen pour évaluer les besoins d'investissement dans le réseau de transport en Allemagne.

6.4.1.3 Les scénarios nationaux (institutionnels ou à l'initiative d'acteurs)

Dans le cadre de la réflexion sur les stratégies de décarbonation de leurs économies, les États européens ou des organismes publics mandatés par eux ont construit différents scénarios d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Certains pays (par exemple l'Espagne, l'Italie, le Portugal) affichent ces scénarios comme une référence dans leur stratégie nationale. Le nombre d'études et de scénarios est très variable selon les pays.

En Allemagne, de nombreux scénarios de neutralité carbone ont été publiés. Dena (agence allemande de l'énergie[8]) a publié en 2018 plusieurs scénarios complets du système énergétique en amont des discussions sur l'évolution des objectifs climatiques et l'inscription de l'objectif de la neutralité carbone en 2050 (qui a été avancé par la suite à 2045) dans sa législation. Deux scénarios, EL95 (misant fortement sur l'électrification de la consommation finale) et TM95 (misant sur un maintien de différents vecteurs énergétiques) décrivent des évolutions du mix énergétique compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone (soit une baisse de 95 % des émissions liées à l'énergie), avec une production 100 % renouvelable.

Certains acteurs produisent des études à l'échelon national, destinées à mettre en relief des orientations ou messages spécifiques à l'attention des pouvoirs publics.

AgoraEnergieWende *(think tank* indépendant visant à éclairer les décisions publiques concernant l'atteinte de la neutralité carbone) a aussi publié en 2020 un scénario complet du système énergétique visant la neutralité carbone à l'horizon 2050 qui repose sur un mix 100 % EnR. Ce scénario a été actualisé en 2021 pour atteindre la neutralité carbone en 2045, qui constitue désormais l'objectif de l'Allemagne, inscrit dans la loi.

TransnetBW, l'un des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemand, a publié un scénario de référence à l'horizon 2050, qui porte sur le système électrique uniquement et sert de base à l'anticipation des besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité en Allemagne.

Le gouvernement allemand n'a pas publié de scénario de référence précis à ce stade.

Au Royaume-Uni, le Climate Change Committee, organisme public non ministériel destiné à éclairer le gouvernement et le parlement britanniques sur le changement climatique, a été mandaté pour proposer une trajectoire de réduction des émissions de GES (budget carbone) à l'horizon 2035. Dans ce cadre, plusieurs scénarios de neutralité carbone en 2050 ont été élaborés. Le scénario « Balanced Pathways » constitue le scénario central, mobilisant l'ensemble des leviers de façon équilibrée : électrification, développement de l'hydrogène dans l'industrie et les transports, développement des renouvelables (notamment éolien en mer) et du nucléaire. D'autres scénarios éclairent des configurations avec une moindre consommation d'électricité à la fois sur l'électrification directe des usages et la production d'hydrogène par électrolyse (scénario « Headwinds ») ou au contraire une consommation électrique plus fortement orientée à la hausse, notamment du fait d'un très

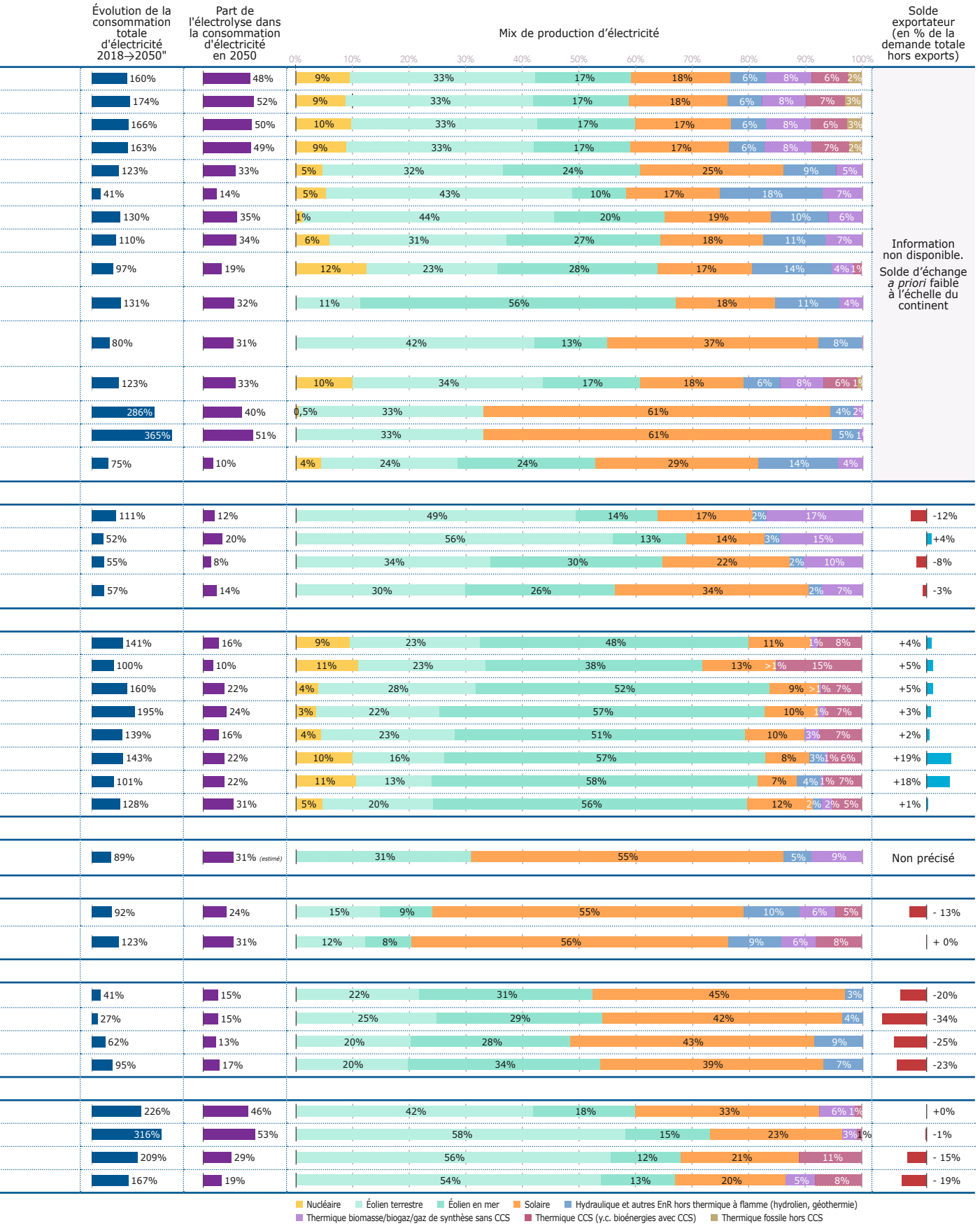
8. Dena est une agence d'État indépendance chargée d'éclairer les politiques publiques en matière d'énergie et de climat.

Tableau 6.1 Scénarios d'évolution jusqu'à l'horizon 2050 du système énergétique en Europe ou dans certains pays européens et compatibilité avec l'atteinte de la neutralité carbone à cet horizon[9]

Organisation	Étude/publication	Année de publication	Scénario	Périmètre géographique	Évolution de la consommation d'énergie finale aujoud'hui→2050	Taux d'électrification directe en 2050
Commission européenne	Impact assessment of the "Stepping up Europe's 2030 climatic ambition" communication	2020	REG	UE 27	-28%	46%
			CPRICE		-23%	42%
			MIX		-28%	45%
			ALLBNK		-28%	46%
ENTSO-E & ENTSOG	TYNDP 2020 Scenario Report	2020	Distributed Energy	UE 27 + UK	-41%	54%
			Global Ambition		-36%	41%
ENTSO-E & ENTSOG	TYNDP 2022 Scenario Report (draft report)	2021	Distributed Energy	UE 27	-26%	49%
			Global Ambition		-19%	42%
Eurelectric	Decarbonisation Pathways	2018	Scenario 3	UE27 + UK + CH + NO	-36%	58%
Gas for Climate	Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050	2020	Accelerated Decarbonisation Pathway	UE 27 + UK	-36%	53%
ONG européennes (CAN Europe, EEB, RGI & REN21)	PAC Scenario	2020	PAC Scenario	UE 27 + UK	-57%	69%
Wind Europe	Getting fit for 55 and set for 2050	2021	WindEurope 2050	UE 27	-25%	57%
SolarPower Europe	100% Renewable Europe	2020	Moderate	Europe géographique	+3%	65%
			Leadership		+3%	65%
TransnetBW	Stromnetz2050	2020	Stromnetz 2050	EU 27 + UK + NO + CH + BA + RS	Non précisé	Non précisé
Dena	Leitstudie Integrierte Energiewende	2018	EL95	DE	-41%	63%
			TM 95	DE	-37%	35%
TransnetBW	Stromnetz2050	2020	Stromnetz 2050	DE	Non précisé	Non précisé
Agora Energiewende	Klimaneutrales Deutschland 2050	2020	Klimaneutral 2050	DE	-36%	45%
CCC	The Sixth Carbon Budget - The UK's path to Net Zero	2020	Balanced pathway	UK	-37%	53%
			Headwinds	UK	-26%	40%
			Tailwinds	UK	-37%	54%
			Widespread Innovation	UK	-34%	56%
			Widespread Engagement	UK	-46%	63%
National Grid ESO	Future energy scenarios	2021	Customer Transformation	UK	-46%	71%
			System Transformation	UK	-30%	45%
			Leading the Way	UK	-42%	57%
Gouvernement espagnol	Estrategia de Descarbonización 2050	2020	ELP	ES	-33%	50%
Gouvernement italien & RSE	Strategia Italiana sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra	2020	Scenario min	IT	-40%	54%
			Scenario max	IT	-40%	57%
Gouvernement fédéral belge	Scenarios for a climate neutral Belgium by 2050	2021	CORE-95	BE	-58%	45%
			BEH	BE	-62%	45%
			TECH	BE	-52%	48%
			High Demand	BE	-52%	40%
Tennet/Gasunie	Klimaatneutrale energiescenario's 2050	2020	Regional	NL	-42%	42%
			National	NL	-35%	39%
			European	NL	-19%	34%
			International	NL	-15%	31%

Valeur 2018 — Valeur 2050

9. Les valeurs sont issues des publications listées et complétées par des estimations propres à RTE pour (i) reconstituer des informations non disponibles (quand c'est possible avec l'utilisation d'hypothèses standard) et (ii) homogénéiser les périmètres des filières de production. Dans certains cas, certaines hypothèses issues d'autres publications ont pu être utilisées pour compléter certaines informations manquantes.


Évolution de la consommation totale d'électricité 2018→2050"
Part de l'électrolyse dans la consommation d'électricité en 2050
Mix de production d'électricité
0%
10%
20%
30%
40%
50%
60%
70%
80%
90%
100%
Solde exportateur (en % de la demande totale hors exports)
160% 48% 9% 33% 17% 18% 6% 8% 6% 2%
174% 52% 9% 33% 17% 18% 6% 8% 7% 3%
166% 50% 10% 33% 17% 17% 6% 8% 6% 3%
163% 49% 9% 33% 17% 17% 6% 8% 7% 2%
123% 33% 5% 32% 24% 25% 9% 5%
41% 14% 5% 43% 10% 17% 18% 7%
130% 35% 1% 44% 20% 19% 10% 6%
110% 34% 6% 31% 27% 18% 11% 7%
97% 19% 12% 23% 28% 17% 14% 4% 1%
131% 32% 11% 56% 18% 11% 4%
80% 31% 42% 13% 37% 8%
123% 33% 10% 34% 17% 18% 6% 8% 6% 1%
286% 40% 0,5% 33% 61% 4% 2%
365% 51% 33% 61% 5% 1%
75% 10% 4% 24% 24% 29% 14% 4%
Information non disponible.
Solde d'échange *a priori* faible à l'échelle du continent
111% 12% 49% 14% 17% 2% 17% -12%
52% 20% 56% 13% 14% 3% 15% +4%
55% 8% 34% 30% 22% 2% 10% -8%
57% 14% 30% 26% 34% 2% 7% -3%
141% 16% 9% 23% 48% 11% 1% 8% +4%
100% 10% 11% 23% 38% 13% >1% 15% +5%
160% 22% 4% 28% 52% 9% >1% 7% +5%
195% 24% 3% 22% 57% 10% 1% 7% +3%
139% 16% 4% 23% 51% 10% 3% 7% +2%
143% 22% 10% 16% 57% 8% 3% 1% 6% +19%
101% 22% 11% 13% 58% 7% 4% 1% 7% +18%
128% 31% 5% 20% 56% 12% 2% 2% 5% +1%
89% 31% (estimé) 31% 55% 5% 9% Non précisé
92% 24% 15% 9% 55% 10% 6% 5% - 13%
123% 31% 12% 8% 56% 9% 6% 8% + 0%
41% 15% 22% 31% 45% 3% -20%
27% 15% 25% 29% 42% 4% -34%
62% 13% 20% 28% 43% 9% -25%
95% 17% 20% 34% 39% 7% -23%
226% 46% 42% 18% 33% 6% 1% +0%
316% 53% 58% 15% 23% 3% 1% -1%
209% 29% 56% 12% 21% 11% - 15%
167% 19% 54% 13% 20% 5% 8% - 19%
Nucléaire
Éolien terrestre
Éolien en mer
Solaire
Hydraulique et autres EnR hors thermique à flamme (hydrolien, géothermie)
Thermique biomasse/biogaz/gaz de synthèse sans CCS
Thermique CCS (y.c. bioénergies avec CCS)
Thermique fossile hors CCS

fort développement de la production d'hydrogène (scénario « Widespread Innovation »).

National Grid ESO, le gestionnaire du système électrique et gazier publie annuellement des scénarios énergétiques à l'horizon 2050. Trois de ces scénarios sont compatibles avec la neutralité carbone. Les scénarios « Customer transformation », « System transformation » et « Leading the way » se différencient essentiellement par le niveau d'électrification (entre près de 50 % et 75 %), le rôle respectif des EnR, du nucléaire et du CCS dans la production d'électricité et le solde exportateur (entre 6 TWh et 140 TWh d'exports).

En Italie, le gouvernement a publié dans sa stratégie long-terme un scénario qui repose sur deux scénarios établis par RSE (société publique de recherche dans le domaine de l'énergie électrique, mettant l'accent sur les projets stratégiques nationaux) et présentés sous forme de fourchette (un scénario « bas » et un scénario « haut »). Ces scénarios reposent sur une forte électrification (de l'ordre de 55 %), une production d'électricité largement basée sur le photovoltaïque et un recours à la production d'électricité à partir de centrales au gaz avec CCS *(a minima* pour de la production à partir de biométhane, pour conduire à des émissions négatives, mais potentiellement pour du gaz fossile dans le scénario « haut »)[10]. Ces scénarios seront prochainement publiés et pourraient en être ajustés.

En Espagne, le gouvernement a publié un scénario détaillé (scénario ELP) d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Ce scénario repose sur une forte électrification directe des usages et un mix de production d'électricité intégralement renouvelable, combinant solaire, éolien et hydraulique.

En Belgique, le gouvernement fédéral a publié plusieurs scénarios d'atteinte de la neutralité carbone. Ils reposent sur une électrification des usages (avec un taux d'électrification entre 40 % et plus de 50 % pour les scénarios principaux) et une production d'électricité 100 % renouvelable, sans recours au thermique mais avec un recours significatif aux imports (représentant entre 20 % et 35 % de l'approvisionnement en électricité de la Belgique). Ce recours aux imports constitue également un résultat des scénarios élaborés par le gestionnaire de réseau de transport Elia, qui s'arrêtent à 2040.

10. En complément du document de la stratégie long terme de l'Italie, RSE a mis en ligne plusieurs présentations détaillant les scénarios

6.4.2 Une baisse de la consommation énergétique finale, un rôle accru de l'électricité et le recours aux combustibles « verts »

Tous les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone publiés en Europe reposent sur une forte baisse de la consommation énergétique finale, tous vecteurs confondus. Cette baisse est supérieure à 20 % pour tous les scénarios européens et nationaux identifiés. Elle résulte en grande partie de la diffusion des solutions électriques qui sont plus efficaces énergétiquement.

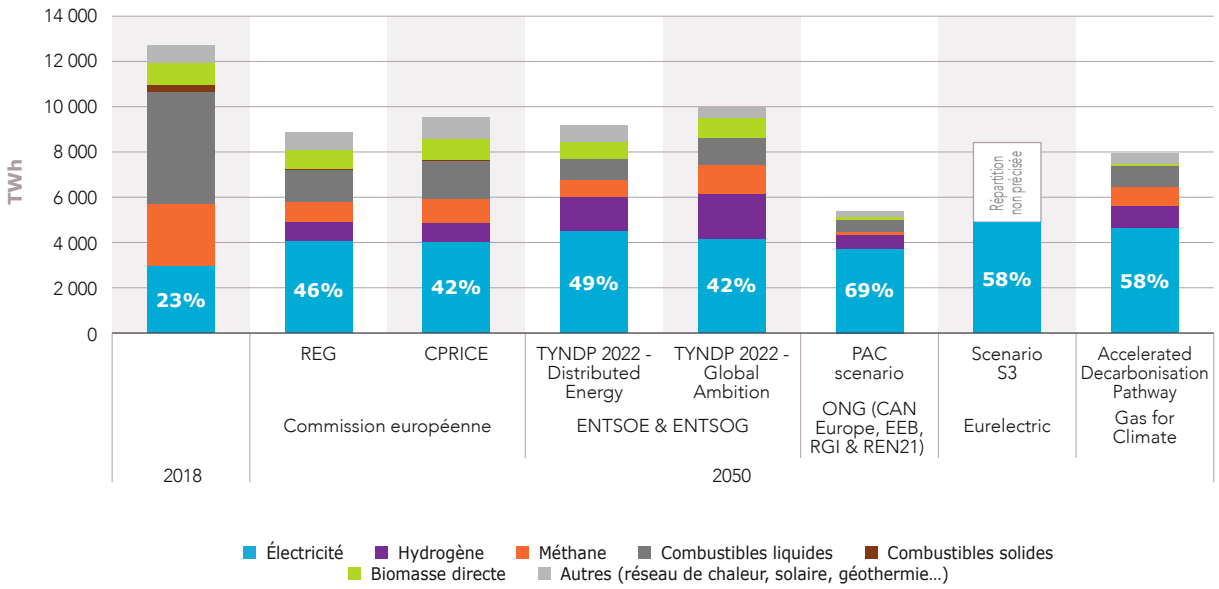
Dans le bâtiment, les pompes à chaleur ont une efficacité environ trois fois plus importante que les chaudières traditionnelles. Dans les transports, les moteurs électriques pour les voitures affichent un rendement deux à trois fois plus élevé que les moteurs thermiques. Dans l'industrie, l'électrification de certains procédés (notamment pour la production de chaleur basse température) permet là aussi une réduction de la consommation énergétique.

Tous les scénarios reposent également sur une forte électrification des usages. L'électricité représente actuellement de l'ordre de 25 % de la consommation finale d'énergie en Europe, avec des niveaux sensiblement différents entre les pays. Dans la plupart des scénarios européens ou de certains États cette part se situe à l'horizon 2050 entre 40 % et 60 % et certains scénarios envisagent des taux pouvant aller jusqu'à 75 %.

Cette analyse montre que les taux d'électrification pris en compte dans les « Futurs énergétiques 2050 » de RTE (d'un peu plus de 55 %) sont bien cohérents avec les valeurs considérées en Europe.

La transition vers l'électricité ainsi que les effets des actions d'efficacité énergétique sur les usages de combustibles conduisent à une très forte baisse

Figure 6.3 Demande finale d'énergie en Europe dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[11]



11. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège. La consommation de chaleur de l'environnement n'est pas comptabilisée dans les valeurs affichées.

globale de la demande en combustibles, tous vecteurs énergétiques confondus. La consommation de carburants liquides et, dans une moindre mesure, celle de méthane sont fortement réduites. Dans tous les scénarios européens et nationaux, la demande en carburants liquides (conventionnels et de synthèse) baisse d'au moins 60 % et celle de méthane (gaz naturel et biométhane) d'au moins 50 %.

En revanche, **la demande d'hydrogène pour usage direct (hors utilisation pour la boucle *power-to-hydrogen-to-power* en soutien du système électrique) augmente dans tous les scénarios.** L'hydrogène constitue en effet un vecteur privilégié pour la transition énergétique pour les usages difficiles à électrifier (procédés industriels, mobilité lourde). L'hydrogène présente l'intérêt de pouvoir être produit à partir d'électricité (décarbonée) avec des pertes de conversion plus faibles que pour la production d'autres combustibles de synthèse, qui nécessitent une étape de transformation supplémentaire.

Néanmoins **l'évolution de la consommation d'hydrogène est très contrastée selon les scénarios européens et nationaux, traduisant les fortes incertitudes actuelles sur la part des usages finaux qui ne pourront pas être électrifiés.** La place que pourra prendre ce vecteur dans les usages non électrifiés, du fait de ses caractéristiques (dangerosité, risque accru de fuite) et des besoins d'infrastructure spécifique qu'il génère, est donc en débat. Celui-ci fait écho aux problématiques qui sont développées, pour la France, dans le chapitre 9.

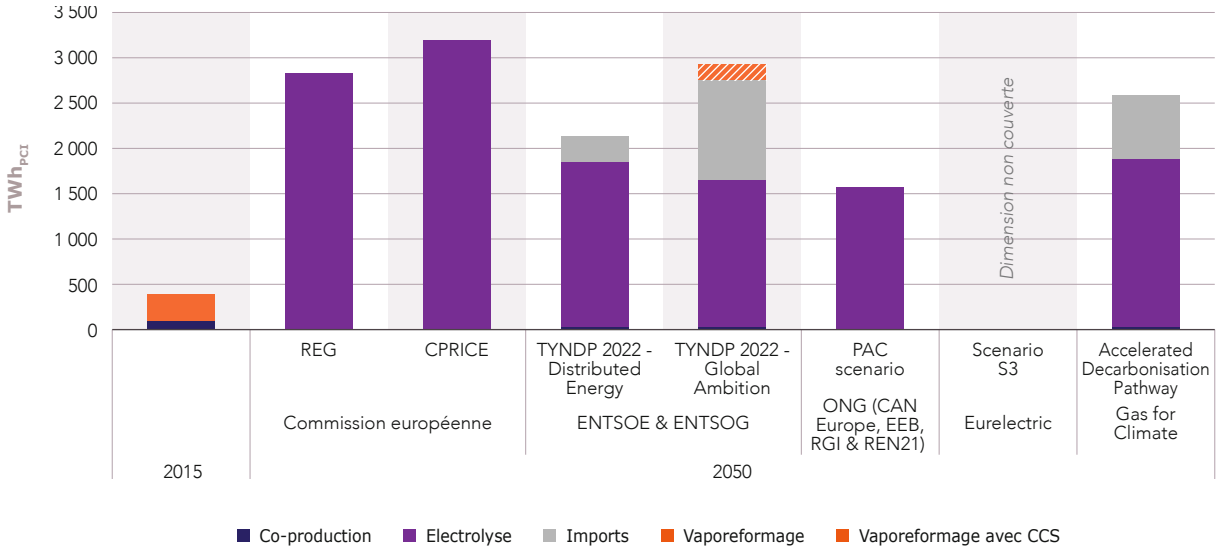
Certains scénarios limitent le développement de la consommation d'hydrogène au secteur de l'industrie, tandis que d'autres envisagent un rôle important dans la mobilité, y compris légère, mais aussi dans le secteur des bâtiments, pour le chauffage (par exemple dans les scénarios « System transformation » et « Leading the way » de National Grid).

6.4.3 L'approvisionnement en combustibles verts : des scénarios très contrastés sur le rôle de l'électrolyse

Dans tous les scénarios de neutralité carbone, les combustibles fossiles disparaissent complètement ou quasiment de l'approvisionnement énergétique de l'Europe et sont remplacés par des combustibles « verts » (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse, bois, carburants liquides). Plusieurs options sont possibles pour couvrir les besoins en combustibles verts : utilisation de biomasse/biogaz local, électrolyse en Europe ou imports en provenance d'autres régions du monde.

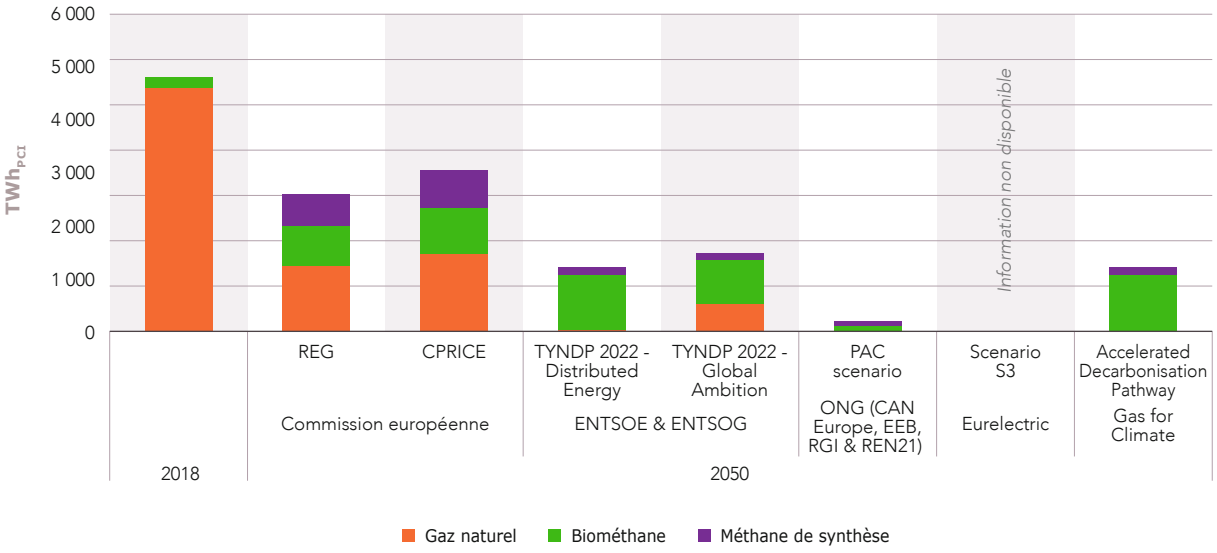
Compte tenu du caractère limité du gisement de biomasse en Europe, tous les scénarios envisagent un recours à l'électrolyse pour produire de l'hydrogène à usage final ou en amont d'autres transformations[12] (méthanation notamment) ou aux imports de gaz « verts ». L'électrolyse représente une part significative de l'approvisionnement en gaz verts dans tous les scénarios, tant au niveau européen que national. Cette part est très différenciée entre les scénarios et les pays, mais représente plus de 50 % des besoins dans la plupart des scénarios. Les imports de gaz « verts » sous forme de gaz de synthèse (hydrogène ou méthane) produit en dehors d'Europe à partir d'électrolyse, de vaporeformage de biométhane ou de vaporeformage de gaz naturel avec captation et séquestration de CO_2 (CCS) servent au bouclage énergétique dans plusieurs scénarios.

Figure 6.4 Approvisionnement en hydrogène de l'Europe pour la demande finale (énergétique ou non), la production d'énergies de synthèse et la production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[13] (y.c. demande non énergétique)



12. Transformations pour produire d'autres combustibles à partir de l'hydrogène
13. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

Figure 6.5 Approvisionnement en méthane de l'Europe pour la demande énergétique finale et la production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[14]



14. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

6.4.4 Une consommation d'électricité en forte hausse, plus thermosensible mais aussi plus flexible

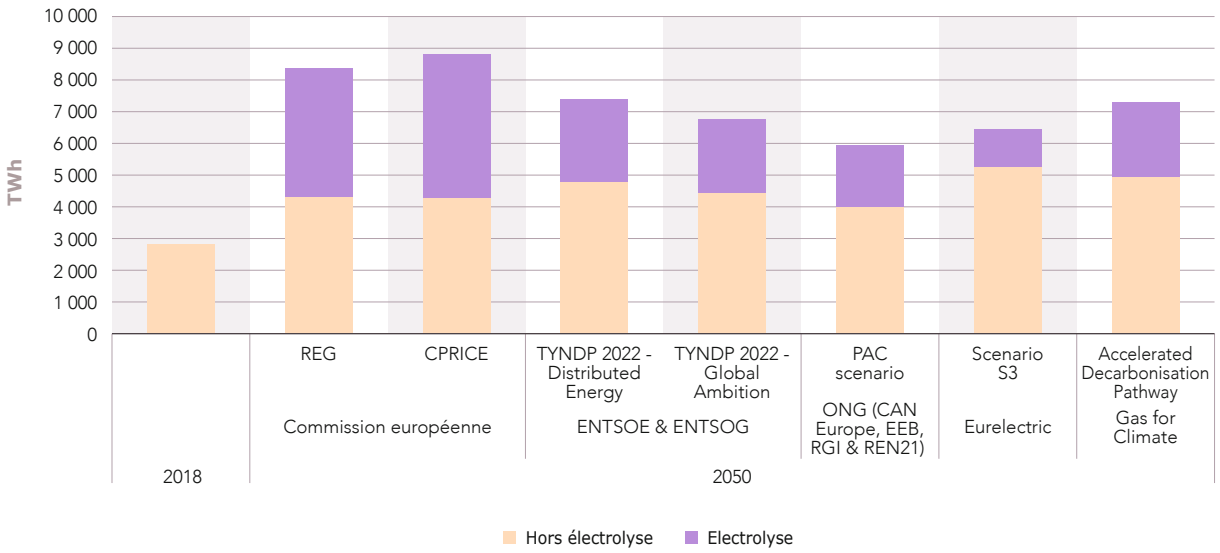
6.4.4.1 Une forte hausse de la consommation d'électricité partout en Europe, sous l'effet de l'électrification et du développement du *power-to-gas*

Tous les scénarios aux niveaux européen et national envisagent une forte hausse de la consommation d'électricité. Cette hausse résulte essentiellement de l'électrification des usages, du développement de l'électrolyse et de la croissance économique. Le développement de l'efficacité énergétique (sur les usages électrifiés) contribue à atténuer la hausse de la consommation d'électricité.

Plus précisément, l'électrification directe des usages, là où c'est possible, apparaît comme l'option privilégiée de tous les scénarios. L'électrification est considérée comme indispensable dans la mobilité, l'industrie et le bâtiment (via les pompes à chaleur essentiellement). Dans de nombreux scénarios aux niveaux européen ou national, le taux d'électrification double en 2050 par rapport à aujourd'hui. Les effets sont plus marqués sur les pays dont les usages sont relativement peu électrifiés actuellement.

En conséquence, l'approvisionnement en hydrogène, méthane ou carburants liquides de synthèse engendre une consommation d'électricité importante mais dont l'ampleur est contrastée. À l'horizon 2050, la consommation d'électrolyse pourra représenter une part importante de la consommation d'électricité. La plupart des scénarios européens prévoient un recours à l'électrolyse beaucoup plus important qu'en France (où l'utilisation ne représente que 8 % de la consommation intérieure d'électricité dans la SNBC et dans le scénario de référence des « Futurs énergétiques 2050 »). Dans les scénarios les plus hauts en matière

Figure 6.6 Consommation totale d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[15]



15. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

d'hydrogène (ceux de la Commission européenne), la consommation électrique pour produire de l'hydrogène vert pourrait représenter jusqu'à 50 % de la consommation d'électricité totale en 2050.

L'ampleur de l'augmentation de la demande totale d'électricité anticipée par les différents scénarios varie selon les pays, sous l'effet de plusieurs facteurs : le niveau d'électrification actuel et celui envisagé à l'horizon 2050, l'ampleur du développement de l'électrolyse, la croissance démographique et économique, les ambitions sur l'efficacité énergétique et la sobriété.

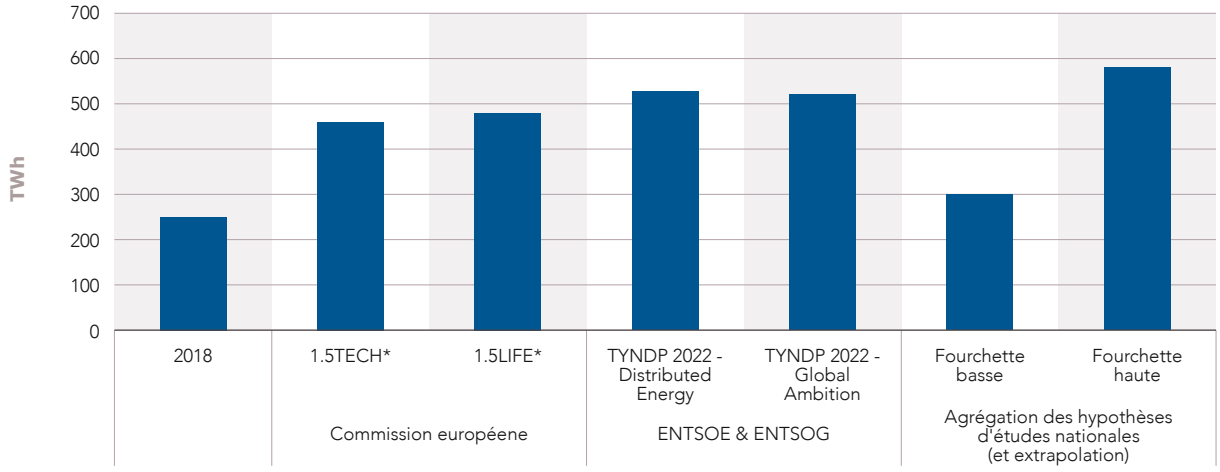
Néanmois, dans un contexte de baisse de la consommation énergétique finale, l'ensemble des scénarios européens identifiés envisagent une augmentation de la demande finale d'électricité (hors électrolyse) d'au moins 20% voire beaucoup plus. Ce constat est aussi vrai pour les scénarios nationaux où la consommation électrique est systématiquement orientée à la hausse, mais avec des contrastes marqués entre les scénarios et les pays. Cette hausse est d'autant plus marquée dans les pays où le niveau d'électrification actuel est relativement faible (Royaume-Uni notamment).

6.4.4.2 Une consommation d'électricité européenne à la fois plus thermosensible et plus flexible

La bascule des solutions de chauffage basées sur des combustibles (fioul et gaz) vers l'électricité contribuera à une augmentation de la thermosensibilité hivernale du système électrique européen, même si l'utilisation de solutions de chauffage performantes (pompes à chaleur) et les efforts de rénovation énergétique permettent de limiter cette hausse. La consommation du chauffage électrique en Europe, qui représente aujourd'hui 250 TWh/an, est appelée à doubler dans la plupart des scénarios européens (parmi ceux qui détaillent cette information). Les scénarios dans les études nationales confirment cette tendance et l'ordre de grandeur de l'augmentation de la consommation. Cette électrification du chauffage en Europe ainsi que le développement de la climatisation en France et dans les autres pays rapprochera le profil de consommation saisonnier des autres pays européens de celui de la France, dont la large proportion de chauffage électrique représente aujourd'hui une exception.

Le développement des usages de l'électricité pour lesquels le service apporté peut être différé ou stocké (recharge de véhicules électrique, production d'hydrogène par électrolyse, production d'eau chaude sanitaire) augmentera considérablement la part flexible de la consommation d'électricité en Europe, à l'instar des projections sur la flexibilité de la demande en France *(voir chapitre 7)*. Toutes les études recensées dans ce chapitre ne présentent pas dans le détail la représentation au pas horaire du fonctionnement du système électrique ou quand elles le font, ne restituent pas nécessairement avec beaucoup de précisions les hypothèses associées. Néanmoins, les études qui abordent cette question intègrent toutes l'hypothèse d'une flexibilité importante sur la recharge des véhicules électriques et sur l'électrolyse. Dans le TYNDP 2022, la consommation de la mobilité électrique est comprise entre 600 et 750 TWh.

Figure 6.7 Consommation totale d'électricité pour le chauffage dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[16]



16. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.
17. Scénarios publiés par la Commission européene en 2018

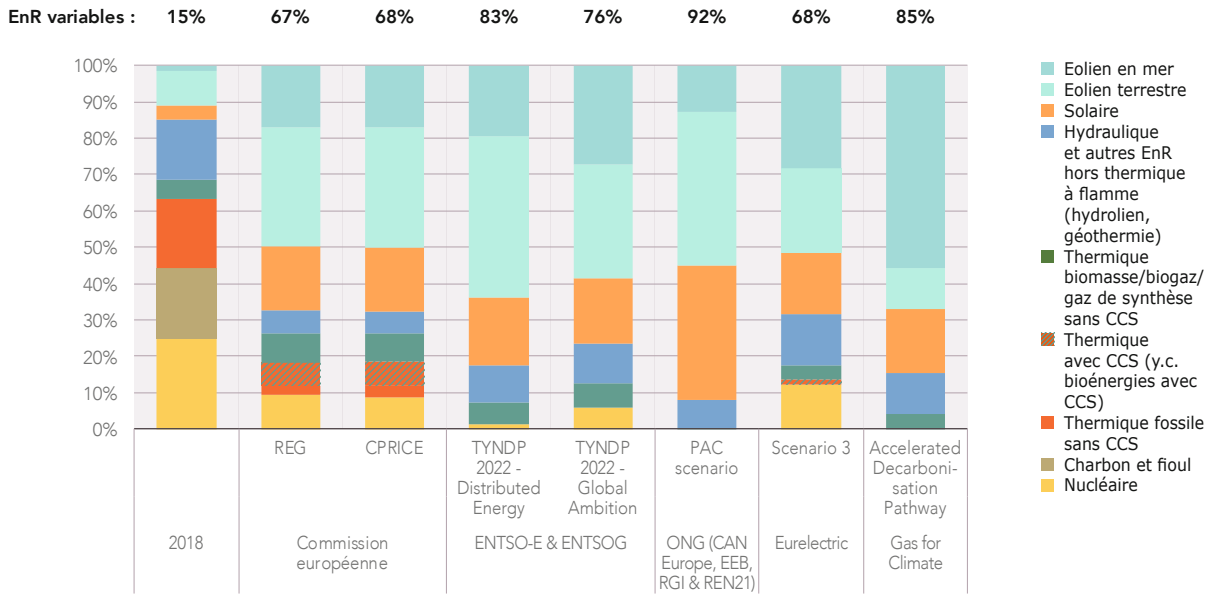
6.4.5 La production d'électricité en Europe sera décarbonée en 2050 et reposera essentiellement sur les énergies renouvelables variables.

6.4.6.1 Les énergies renouvelables variables représenteront au moins 70 % de la production d'électricité européenne en 2050

Dans tous les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle européenne, la place des énergies renouvelables, notamment l'éolien et le photovoltaïque, évolue fortement pour représenter au moins 70 % de la production totale d'électricité en Europe, au détriment notamment de la production thermique fossile et, dans une moindre mesure, de la production nucléaire. Cette tendance au niveau européen se vérifie dans les stratégies nationales et les scénarios de référence de tous les pays européens, mais dans des proportions différenciées.

Si tous les scénarios et stratégies au niveau européen et nationaux reposent sur un fort développement des productions d'origine renouvelable, la part respective de l'éolien et du photovoltaïque est différenciée selon les scénarios. L'ensemble des scénarios misent sur un rôle prépondérant de l'éolien par rapport au solaire dans la production.

Figure 6.8 Composition du mix de production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[18]



18. Sources :
- Valeur 2018 : ENTSOE (Statistical Factsheet)
- Scénarios 2050 : Publications listées dans le tableau 6.1 et calculs RTE pour homogénéiser les périmètres des filières affichées. Concernant la capture et la séquestration du carbone (CCS), seul le CCS lors de la production d'électricité est affiché et pas l'éventuel CCS utilisé en amont (par exemple pour la production d'hydrogène par vaporeformage de méthane)

Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

6.4.6.2 La production nucléaire en Europe est amenée à se réduire de façon sensible

Fin 2019, le parc de réacteurs nucléaires en Europe (EU27, Royaume-Uni et Suisse) comptait 130 unités en service pour une puissance totale installée de l'ordre de 122 GW, produisant près de 800 TWh (785 TWh en 2019), soit de l'ordre de 25 % de la production d'électricité en Europe.

À l'horizon 2050, la plupart des réacteurs existants auront été fermés, soit car arrivant en fin de vie, soit par décision politique. Plusieurs États européens ont en effet décidé de sortir du nucléaire dans les prochaines années : l'Allemagne en 2022, la Belgique en 2025 et l'Espagne en 2035. D'autres États (Royaume-Uni, Pologne, République tchèque, Slovaquie, etc.) ont annoncé vouloir construire de nouveaux réacteurs pour compenser la fermeture à venir de leurs centrales nucléaires qui arriveront en fin de vie dans les prochaines décennies ou pour permettre la fermeture de centrales au charbon. Enfin, certains pays comme la France ou les Pays-Bas n'ont pas encore pris de décision concernant l'éventuelle construction de nouveaux réacteurs.

Cependant, dans tous les scénarios européens, la capacité nucléaire installée en 2050 est plus faible (ou au plus du même niveau) que la capacité actuelle.

6.4.6.3 La production thermique décarbonée à partir de gaz « vert » servira à assurer une petite partie du « bouclage énergétique »

Bien que les sources renouvelables et nucléaires représentent l'essentiel de la production d'électricité à l'horizon 2050, les scénarios prévoient dans certains pays des productions complémentaires bas-carbone : production à partir de biométhane, biomasse, gaz fossile parfois en combinaison avec de la captation de CO_2. Les options technologiques considérées dans les différents pays et pour les différents scénarios sont contrastées.

Les capacités installées et les volumes de production diffèrent selon les scénarios. Au niveau européen, ces sources de production thermique ne représentent qu'une part relativement faible de l'énergie produite en Europe (moins de 15 % dans tous les scénarios) mais certains pays envisagent d'y recourir de façon significative. C'est le cas de l'Allemagne qui envisage une production importante d'électricité à partir de combustibles « verts » importés *(a priori* hydrogène).

6.4.6.4 Un développement massif de capacités pilotables en Europe est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement

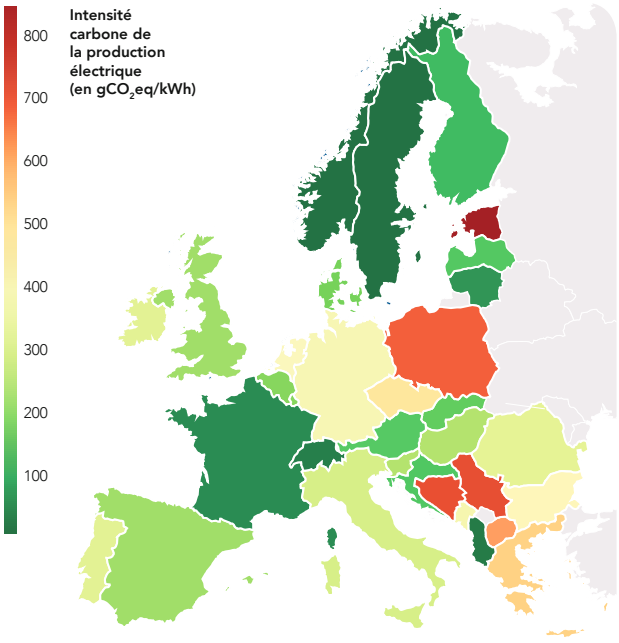
Le développement massif de la production renouvelable variable en Europe conduit à un besoin important de capacités pilotables pour gérer les situations de faible production renouvelable et de consommation importante. **Peu d'études au périmètre européen analysent et restituent de façon détaillée les besoins en puissances pour assurer la sécurité d'approvisionnement.**

C'est le cas du TYNDP dont l'analyse confirme l'intuition d'un besoin important de capacités pilotables en Europe à l'horizon 2050. Dans les scénarios « Distributed Energy » et « Global Ambition » du TYNDP 2022, ce sont de l'ordre de 200 GW à 300 GW de batteries et capacités thermiques pilotables qui sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en Europe. Ces ordres de grandeur sont cohérents avec les propres analyses menées par RTE dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 ».

6.4.7 Les choix nationaux sur l'évolution des mix de production sont en grande partie dictés par la géographie, l'acceptabilité du nucléaire et la situation initiale du mix de production

Les mix de production des différents pays européens sont aujourd'hui très hétérogènes. Selon les pays, la part du nucléaire varie entre 0% (pour de nombreux pays) et 71% (France), celle des énergies renouvelables variables entre 3% (Slovaquie) et 50% (Danemark) et celle du charbon entre 0% (Norvège) et 76% (Pologne)[19]. Ces mix présentent des performances climatiques très différentes, qui conditionnent l'ampleur des efforts à fournir. Ils relèvent souvent de la présence de réserves d'énergies fossiles (charbon ou gaz) et de choix technologiques historiques différents, notamment concernant le nucléaire, susceptibles de conditionner les trajectoires futures. Tous ces mix électriques ont vocation à se décarboner à l'horizon 2050.

Figure 6.9 Contenu carbone de la production d'électricité dans les différents pays européens en 2019 (source IEA)



L'analyse des stratégies ou scénarios institutionnels nationaux des différents pays d'Europe à l'horizon 2050 confirme les tendances constatées sur les scénarios globaux européens. En particulier, **tous les pays ayant publié des éléments quantitatifs envisagent un très fort recours à la production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque).**

Néanmoins, passé ce constat commun, les stratégies qui se dessinent au niveau des États apparaissent sensiblement différenciées, avec plusieurs types d'options :

- **Un surdimensionnement du mix EnR** pour limiter les effets de l'intermittence sur le système électrique national **et l'export massif sous forme d'électricité ou d'hydrogène**
  Certains pays comme le Danemark, l'Irlande, le Royaume-Uni, la Norvège (et potentiellement aussi l'Espagne), disposant de gisements EnR potentiellement «abondants» semblent miser sur des mix de production d'électricité surdimensionnés par rapport à leur consommation électrique. Ce surdimensionnement permet de limiter l'effet de l'intermittence sur leur système électrique et les excédents sont exportés. Ce type de stratégie conduit à «exporter» la variabilité de la production aux pays voisins et nécessite un fort niveau d'interconnexion ou à utiliser les excédents pour produire de grandes quantités d'hydrogène (et potentiellement les exporter).

- **Le maintien d'un socle important de production thermique, avec différentes options très clivantes politiquement : gaz verts locaux ou importés, capture de carbone et séquestration, nucléaire**
  Maintenir un socle de production thermique pilotable permet de gérer l'intermittence des énergies renouvelables ou de combler un déficit de gisement sur le photovoltaïque ou l'éolien

19. Valeurs 2018, source ENTSOE Statistical Factsheet 2018

que vont rencontrer certains pays densément peuplés comme la Belgique, l'Allemagne et potentiellement les Pays-bas et l'Italie. Cette production thermique peut passer par plusieurs options :

- La production à partir de gaz verts issus de la production d'EnR ou de biomasse produite dans le pays
- La production à partir de gaz verts issus d'imports, *a priori* extra-européens, qui conduisent à entretenir une dépendance énergétique vis-à-vis d'autres parties du monde
- Le recours à la séquestration de carbone lors de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles
- Le recours à la production nucléaire

Le choix concernant le nucléaire constitue un marqueur très clivant entre les États. De nombreux pays n'envisagent pas d'y recourir. C'est le cas de la quasi-totalité de ceux ne disposant pas de production nucléaire actuellement (à l'exception notable de la Pologne) et de plusieurs États ayant décidé de sortir du nucléaire (Allemagne, Belgique, Espagne, Suisse) à la suite de la catastrophe de Fukushima.

Ces différentes options sur la production pilotable sont très clivantes et structurent de nombreux débats en Europe (p.e. sur la taxonomie «verte»).

- **Un recours à des imports d'électricité,** en comptant sur un dimensionnement suffisant du mix européen.
  Les pays caractérisés par une forte densité de population (ex. Belgique et Allemagne et possiblement les Pays-bas et Italie), qui limite le gisement EnR disponible par habitant, envisagent de s'appuyer sur les imports d'électricité (potentiellement en complément d'imports de gaz «vert») pour boucler leur système électrique. Dans la plupart des scénarios énergétiques sur l'Allemagne, la Belgique, l'Italie et les Pays-Bas, ces pays sont structurellement importateurs d'électricité.

Pour des raisons diverses, les États européens et les scénarios mettent en avant un développement important des interconnexions entre les pays, pour profiter du foisonnement des EnR en Europe mais aussi pour accompagner des stratégies «exportatrices» ou des situations structurellement «importatrices».

Au final, même si de nombreux pays envisagent un parc de production électrique reposant uniquement sur des sources renouvelables (i.e. sans nucléaire et sans CCS), ceci recouvre des situations contrastées avec des implications différentes sur le fonctionnement du système électrique.

Les filières renouvelables privilégiées par les États sont fortement conditionnées par la géographie. Tous les États envisagent de développer à la fois la production solaire et la production éolienne mais la part respective des filières sera liée aux conditions géographiques. Les pays du sud envisagent un recours massif à la production photovoltaïque (et même ponctuellement au solaire à concentration), profitant ainsi de facteurs de charge importants. C'est le cas notamment de l'Italie et de l'Espagne avec des cibles de plus de 55% à de la production totale dans les scénarios des stratégies gouvernementales. *A contrario*, les pays du nord, notamment s'ils disposent d'une façade maritime, s'appuieront plus fortement sur l'éolien. C'est en particulier le cas du Royaume-Uni, du Danemark, de l'Irlande.

Ces différences de mix de production entre les pays du nord et du sud de l'Europe auront des conséquences importantes sur les échanges d'électricité en Europe, avec des variations de flux jour/nuit plus marquées, et sur les flux sur le réseau de transport français qui se situe à l'interface entre ces pays *(voir chapitre 10).*

6.5 L'étude « Futurs énergétiques 2050 » s'appuie sur des scénarios de contexte européen contrastés pour évaluer la robustesse du fonctionnement du système électrique français aux évolutions des systèmes électriques des pays voisins

La transformation des systèmes électriques des différents pays européens va conditionner la nature des échanges d'électricité en Europe et leur contribution à la sécurité d'approvisionnement dans chaque zone. Il ne suffit pas en effet de disposer de capacités d'interconnexions : la disponibilité de moyens de production ou, au contraire, la simultanéité de périodes de tension sur l'équilibre offre-demande dans différents pays doivent faire l'objet d'une analyse précise.

La scénarisation des contextes européens est donc essentielle pour accompagner l'élaboration et l'analyse des scénarios français. Elle doit répondre à plusieurs exigences : en premier lieu assurer la cohérence avec les tendances et les éléments quantifiés des stratégies des États, mais également permettre de construire des configurations contrastées pour refléter les incertitudes sur les évolutions des systèmes énergétiques en Europe et leurs effets sur le fonctionnement du système électrique français.

6.5.1 Une représentation détaillée pour apprécier précisément le fonctionnement du système électrique européen

Les stratégies de long terme des États et les différents scénarios européens et nationaux publics disponibles fournissent des informations sur les mix énergétiques envisagés, mais celles-ci doivent être complétées par des hypothèses plus détaillées.

En effet, l'analyse du fonctionnement et du coût du mix électrique français dans un contexte de capacités d'interconnexions de plusieurs dizaines de gigawatts doit s'appuyer sur une représentation approfondie des systèmes électriques des pays européens. De la même façon que pour la France, les capacités installées pour les différents moyens de production et leurs profils de disponibilité, les leviers de flexibilité disponibles (batteries, power-to-gas-to-power, flexibilités de consommation, etc.) et leurs caractéristiques d'activation ou encore les profils horaires de consommation et la dépendance à la température doivent être détaillés. Or la plupart des stratégies nationales et des autres scénarios considérés définissent de grands équilibres énergétiques à l'horizon 2050. Concernant le secteur électrique, leur restitution consiste essentiellement en des bilans énergétiques annuels, sans que les détails sur le fonctionnement du système électrique « en puissance », heure par heure, ou sur les besoins de flexibilités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement ne soient fournis.

Seuls les scénarios européens élaborés par ENTSOE dans le cadre du TYNDP disposent d'hypothèses détaillées élaborées par les gestionnaires de réseau de transport qui permettent de simuler au pas horaire le fonctionnement du système électrique européen. Cependant, leur utilisation soulève plusieurs difficultés. D'une part, l'élaboration des « Futurs énergétiques 2050 » s'est effectuée de façon concomitante avec celle des scénarios du TYNDP 2022, dont une version préliminaire n'a été rendue publique que début octobre 2021. D'autre part, **certaines hypothèses ou résultats concernant certains pays peuvent s'écarter très fortement des stratégies nationales des États (parfois publiées postérieurement au lancement des travaux du TYNDP 2022).**

Pour les « Futurs énergétiques 2050 », la construction des scénarios européens a reposé sur un croisement entre :

- les données du TYNDP 2020 et celles du TYNDP 2022 qui étaient accessibles, en particulier pour la définition du contexte général du scénario ;

- les éléments disponibles concernant les stratégies de long terme des États voisins et les scénarios de référence nationaux émanant d'agences publiques ou des gestionnaires de réseau de transport, pour tenir compte des spécificités de chaque pays.

Plusieurs scénarios européens possibles ont été considérés dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 » pour prendre en compte les incertitudes concernant les choix de transition énergétique dans les différents pays européens. Ces contextes contrastés permettent de tester la robustesse des conclusions de la présente étude aux choix énergétiques dans les pays voisins. Ils se basent sur les différents scénarios et stratégies publiques et se différencient par le rôle des différents vecteurs énergétiques, la répartition des approvisionnements énergétiques (et en particulier pour l'électricité, la part relative des différentes filières bas-carbone), la flexibilité permise par les couplages sectoriels (notamment le *power-to-gas)*, l'évolution du niveau de sécurité d'approvisionnement, etc.

La définition de chaque scénario européen considéré repose sur plusieurs étapes, qui permettent d'assurer la cohérence de l'ensemble des hypothèses :

- **La définition d'un contexte général sur l'évolution du mix énergétique européen à horizon 2050**
  Ce contexte général au niveau européen est ensuite décliné de façon différenciée dans chacun des pays, en tenant compte des spécificités qui leur sont propres et en se basant sur les scénarios publics cohérents avec ce cadrage général pour définir les hypothèses concernant la consommation et la production d'électricité.

- **La définition des capacités de production des différentes filières, pour couvrir la demande en énergie de chaque pays**
  Sur la base d'hypothèses sur le mix énergétique et notamment la place respective de chaque filière renouvelable dans chaque pays, les capacités installées sont définies de façon à couvrir la consommation en énergie annuelle. Cette étape permet d'assurer un « bouclage en énergie ».

- **L'évaluation des capacités flexibles nécessaires à la sécurité d'approvisionnement**
  Sur la base des capacités de production définies précédemment, de courbes de consommations au pas horaire et des hypothèses sur les flexibilités sur la demande dans les autres pays européens[20], une simulation du fonctionnement du système électrique européen[21] permet d'évaluer les besoins de flexibilité et d'identifier les capacités flexibles à installer (batteries, capacités thermiques fonctionnant à l'hydrogène, interconnexions) pour assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement analogue au critère actuel dans les différents pays[22].
  Cette étape est réalisée par une optimisation économique des capacités de flexibilité à installer dans les autres pays européens : batteries, capacités de production thermique (boucle *power-to-gas-to-power)*[23] et capacités d'interconnexions des pays voisins entre eux[24]. Cette étape permet aussi d'évaluer les pertes d'énergie dans différentes transformations de l'électricité (STEP, batteries, *power-to-gas-to-power)* et dans les écrêtements de production renouvelable, et permet ainsi un ajustement de l'étape précédente de « bouclage en énergie » pour tenir compte de ces quantités d'énergie qui sont perdues dans les transformations.

20. Le taux de flexibilité de la consommation dans les autres pays européens, ainsi que les caractéristiques détaillées des effacements, ont été considérées comme analogues à l'hypothèse de référence faite en France (hypothèse « Flexibilité basse »)
21. Pour la France, il est fait l'hypothèse que le système électrique correspond à celui du scénario M23.
22. Le niveau cible correspond à une probabilité de délestage des consommateurs analogue à celle considérée en France. Compte tenu des mix de production électrique, ce risque correspond à une durée moyenne d'inadéquation entre l'offre et la demande de l'ordre de une à deux heures par an.
23. Les moyens thermiques supplémentaires nécessaires au fonctionnement du système électrique sont supposés fonctionner avec de l'hydrogène.
24. À l'instar de ce qui est retenu pour la France, les flexibilités de consommation sont considérées comme une hypothèse et non comme un résultat. Pour chaque usage flexible, le taux de pilotage et les caractéristiques associées (contraintes d'utilisation, coûts d'activation, etc.) correspondent à la configuration « flexibilité basse » retenue comme référence pour la France.

6.5.2 Les scénarios considérés pour refléter le champ des incertitudes sur les évolutions des systèmes énergétiques en Europe

Différentes configurations contrastées d'évolution du système énergétique européen sont considérées :

- **Une configuration de référence (configuration A), reposant sur des hypothèses «centrales» sur la plupart des principaux déterminants, reflétant les stratégies connues à date**

  Cette configuration de référence est établie sur la base des tendances moyennes qui ressortent des principaux scénarios publics et des stratégies nationales concernant le niveau d'électrification direct, la place de l'électrolyse et la part de la production d'électricité couverte par des énergies renouvelables. Elle correspond globalement au cadrage général du scénario «Distributed Energy» du TYNDP 2022[25] et prend comme principales hypothèses :

  - Un niveau d'électrification directe de l'ordre de 50 % au niveau européen.
  - Un niveau de développement de l'électrolyse en Europe important, pour une consommation électrique de l'ordre de 1 200 TWh (correspondant à 850 TWh_{PCI} d'hydrogène produit), soit 23 % de la consommation électrique totale, mais bien en deçà des scénarios de la Commission européenne (qui vont jusqu'à 3 600 TWh de consommation électrique pour l'électrolyse, soit de l'ordre de 50 % de la consommation totale d'électricité) ;
  - Un rôle important pour les renouvelables (notamment photovoltaïque et éolien) dans la production d'électricité. Hors France, la production européenne à partir de solaire, éolien et hydraulique représente 88 % de la production totale. Le reste de la production est essentiellement assuré par de la production thermique (à partir de gaz «vert» ou avec recours au CCS) et nucléaire.
  - Un développement de l'intégration européenne et des interconnexions entre les pays.
  - Un niveau de sécurité d'approvisionnement en Europe cohérent avec les niveaux cibles actuels[26]. En pratique la moyenne européenne de l'espérance de durée de défaillance s'établit autour de 1,5 h/an[27].

- **Une variante où la neutralité carbone est atteinte avec moins d'électrification des usages, un recours plus limité à l'électrolyse, qui se traduit donc par une part plus importante du gaz dans les usages finaux et des imports de gaz décarboné plus élevés (configuration B)**

  Cette variante repose sur le cadrage général du scénario «Global Ambition» du TYNDP, avec notamment, un niveau d'électrification directe et un développement de l'électrolyse plus limités.

  De façon analogue à la configuration de référence, une déclinaison au périmètre de chaque pays est effectuée en se référant à un scénario de référence national cohérent, dès lorsqu'un tel scénario de référence existe et sinon, en se basant sur une répartition nationale issue du scénario «Global Ambition» du TYNDP.

  Dans cette configuration, le développement plus limité de l'électrolyse réduit le niveau de flexibilité de la consommation en Europe, en particulier la flexibilité saisonnière, ce qui est susceptible de limiter la contribution des pays voisins aux besoins de flexibilité de la France.

- **Une configuration de sécurité d'approvisionnement dégradée en Europe (configuration C)**

  Cette configuration constitue une variante de la configuration de référence (même mix énergétique) mais en supposant un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé, sous l'effet d'un développement plus limité des leviers de flexibilité nécessaires à un maintien d'un niveau de sécurité d'approvisionnement satisfaisant. L'espérance de durée de défaillance dans les différents pays européens est de l'ordre de 4 h/an contre 1,5 h/an en moyenne en Europe[28] dans la configuration de référence.

25. Sur la base de la version projet des scénarios, publiés en octobre 2021.
26. À l'instar de l'analyse effectuée sur la France (partie 7.1.2), le niveau de sécurité d'approvisionnement visé a été défini pour assurer un même risque de délestage de consommateurs (i.e. un même volume d'énergie non distribuée) que le risque qui résulterait aujourd'hui d'une sécurité d'approvisionnement au niveau des critères publics des États.
27. L'espérance de durée de défaillance moyenne européenne est calculée en pondérant l'espérance de durée de défaillance des pays européens par leur consommation d'électricité annuelle.
28. Ces chiffres correspondent à la moyenne pondérée (par la consommation électrique) sur les pays européens des espérances de durée de défaillance nationales.

Figure 6.10 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Europe dans les configurations testées et comparaison avec différents scénarios externes – Périmètre EU27+Royaume-Uni, Suisse et Norvège incluant la France (avec hypothèse du scénario N2 pour la France)



6.5.3 Les scénarios sur le mix énergétique français sont comparés avec le même contexte européen

Les choix sur le système électrique français sont susceptibles d'avoir des effets sur les systèmes électriques des pays voisins et notamment les besoins en capacités flexibles nécessaires à leur sécurité d'approvisionnement.

Une approche possible pour comparer les scénarios France consisterait à représenter des évolutions des capacités installées dans les autres pays européens de façon différenciée selon les scénarios de mix de production et de consommation en France. Une telle approche rend néanmoins difficile la comparaison entre les scénarios, chacun ne s'appuyant pas sur le même système européen. Pour éviter cet écueil, l'approche retenue consiste à considérer le même système électrique européen pour comparer les scénarios de mix électrique français.

6.6 Zooms sur les principaux pays limitrophes

6.6.1 Allemagne

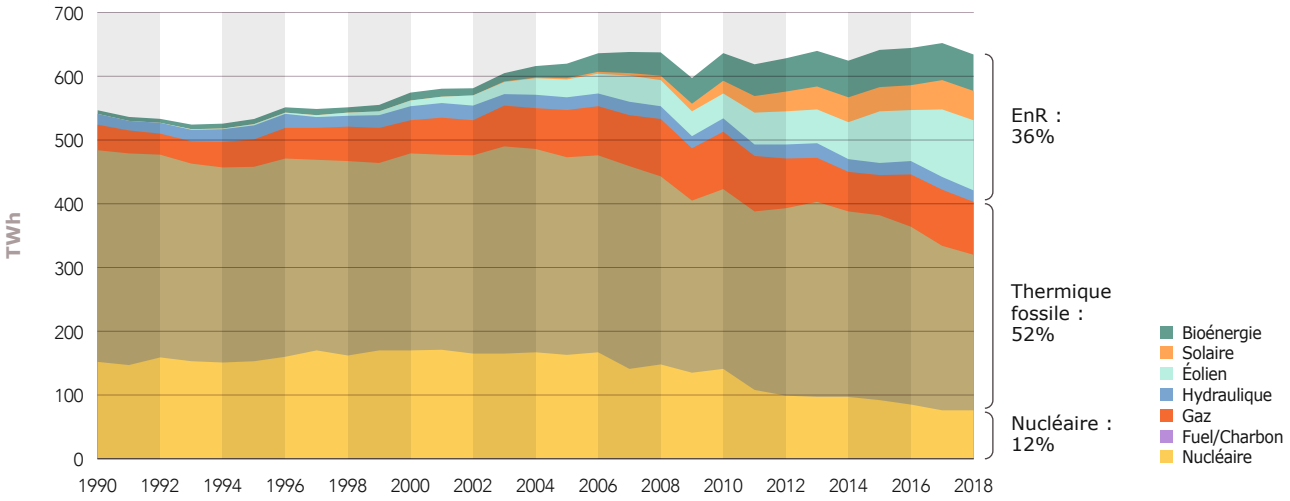
Le tournant énergétique allemand («Energiewende»), engagé en 1998, a eu comme principaux effets visibles un développement massif de l'éolien et du photovoltaïque et la réduction progressive de la production nucléaire (les derniers réacteurs devant fermer en 2022).

Malgré le fort développement des énergies renouvelables, qui représentaient 40 % de la production d'électricité en 2019, le secteur de la production d'électricité reste un contributeur important aux émissions de GES du pays. L'Allemagne a néanmoins fermé 16 GW de capacité au charbon et lignite depuis 2015. La fermeture d'une partie des capacités nucléaires depuis la catastrophe de Fukushima en 2011 n'a pas permis de réduire plus significativement la part de la production au charbon et au lignite dans le mix de production d'électricité (en 2019, lignite et charbon représentent 30 % de la production). **La production d'électricité a émis 222 $MtCO_2$[29] en 2019, en baisse de 30 % par rapport à 2010.**

Les transferts d'usage vers l'électricité sont restés jusqu'ici très limités, notamment dans le secteur des bâtiments. La part de l'électricité dans la demande finale est relativement faible (21 %) comparativement à l'ensemble de l'Europe (24 %) et n'a quasiment pas augmenté sur ces dix dernières années La fiscalité (faibles taxes sur les produits pétroliers et tarifs élevés de l'électricité) en constitue l'une des raisons.

L'objectif de baisse de 40 % des émissions de GES en 2020 par rapport au niveau de 1990 a

Figure 6.11 Évolution de la production d'électricité en Allemagne depuis 1990[30]



29. Source : ministère de l'Environnement allemand Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen | Umweltbundesamt
30. Les valeurs sont affichées en production brute (en intégrant l'autoproduction)

été atteint d'un point de vue comptable, mais ce résultat est en grande partie lié à des facteurs conjoncturels (hiver doux en 2019 et 2020 et effet de la crise sanitaire sur l'activité économique et la consommation d'énergie en 2020) : en 2018, les émissions de l'Allemagne représentaient 889 $MtCO_2$, en baisse de seulement 31 % par rapport au niveau de 1990.

À l'horizon 2030, un objectif de baisse de 65 % des émissions de gaz à effet de serre, avec la poursuite du développement des énergies renouvelables dans la production mais une sortie « lente » du charbon et la construction de nouvelles centrales au gaz

Suite à l'Accord de Paris, l'Allemagne a engagé une révision à la hausse de ses objectifs climatiques. En mai 2021, suite à un arrêt de la Cour constitutionnelle allemande jugeant les objectifs alors en vigueur injustement répartis entre les générations actuelles et futures, le gouvernement a revu ses ambitions et a porté l'objectif de réduction des GES à l'horizon 2030 à 65 % (par rapport au niveau de 1990) et l'atteinte de la neutralité carbone en 2045, faisant de l'Allemagne le pays européen le plus ambitieux aujourd'hui en matière d'objectif (horizon d'atteinte de la neutralité carbone).

Le plan national énergie-climat de l'Allemagne prévoit une accélération du rythme d'électrification de l'économie pour d'atteindre 24 % de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2030. L'Allemagne a aussi défini des ambitions sur le développement de l'hydrogène dans les usages finaux (notamment dans les secteurs de la sidérurgie, du raffinage, de la chimie et de la mobilité lourde) et prévoit un développement de la production par électrolyse, avec une capacité projetée de 5 GW (selon le plan hydrogène du gouvernement).

La demande d'électricité de l'Allemagne devrait ainsi croître à l'horizon 2030 et atteindre de l'ordre de 600 TWh, contre ~540 TWh actuellement[31].

Après la sortie du nucléaire, qui sera effective en 2022, l'Allemagne a prévu de fermer toutes ses centrales au charbon et lignite d'ici 2038 (cet horizon pourrait être fixé à 2030 par le prochain gouvernement allemand). Les énergies renouvelables doivent permettre à long terme de compenser ces arrêts. Néanmoins, l'Allemagne prévoit de construire 9 GW de nouvelles centrales au gaz dans les années à venir pour compenser la baisse de la capacité pilotable.

À long terme, le mix énergétique allemand reposera sur les énergies renouvelables et des imports énergétiques sous forme d'électricité et de gaz vert

Le gouvernement allemand n'a pas défini de scénario de référence chiffré pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 (et même 2045). Cependant, les documents de stratégie énergie-climat (plan d'action climat et stratégie hydrogène) ainsi que les scénarios publiés par Dena en 2018, en amont des discussions sur l'évolution des objectifs énergie-climat, permettent d'identifier les éléments structurants de la stratégie énergétique allemande.

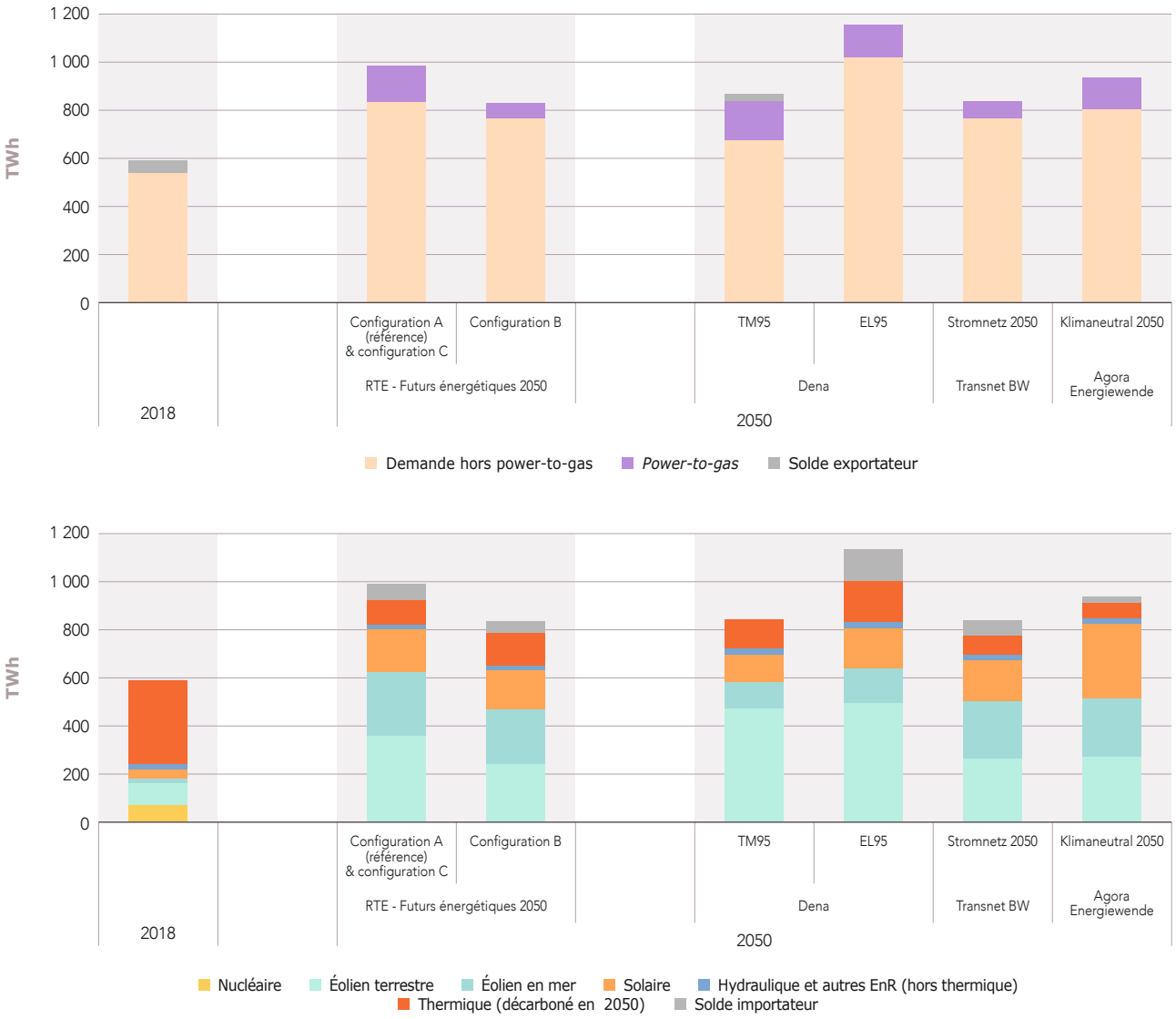
- **Sur la consommation d'énergie : une forte électrification de la consommation finale et un développement de l'utilisation de l'hydrogène**
  Comme l'ensemble des pays européens, l'Allemagne mise sur l'électrification des usages finaux (notamment le transport et les usages thermiques dans les bâtiments) pour réduire la consommation totale d'énergie et les émissions de GES liées à l'utilisation de combustibles

31. IEA data browser

fossiles. Dans son plan hydrogène, le gouvernement prévoit aussi un développement important des usages de l'hydrogène à la place des combustibles fossiles, notamment dans l'industrie (~110 TWh dans le scénario cité en référence dans la stratégie hydrogène du gouvernement). Les scénarios de référence publics envisagent une consommation d'électricité finale en forte croissance mais avec des visions contrastées se situant entre ~670 TWh/an et ~1020 TWh/an à l'horizon 2050, contre ~540 TWh/an actuellement.

- **Une production d'électricité fondée sur les énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) et l'utilisation de gaz.** À l'issue de la fermeture du nucléaire et de la sortie du charbon, la production d'électricité sera principalement fondée sur la production renouvelable

Figure 6.12 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Allemagne dans les configurations considérées et comparaison avec différents scénarios publics compatibles avec la neutralité carbone



(photovoltaïque, éolien et hydraulique) mais avec un rôle significatif de la production d'électricité à partir d'unités de cogénération au gaz. Cette production est aujourd'hui intégralement d'origine fossile : elle sera à terme *a priori* décarbonée (biométhane, méthane ou hydrogène de synthèse). Tous les scénarios prévoient un socle minimal de production à partir de gaz vert.

- **Des imports énergétiques pour couvrir la consommation du pays**

  L'atteinte d'une indépendance énergétique complète de l'Allemagne risque de se heurter aux limites sur les ressources nationales disponibles, tant sur le gisement de biomasse que sur le gisement accessible de photovoltaïque et d'éolien sans contrainte d'acceptabilité. L'Allemagne envisage ainsi de recourir à des imports énergétiques pour couvrir sa consommation intérieure. L'ensemble des scénarios publics reposent sur des imports nets d'électricité et de gaz (méthane et/ou hydrogène).

- **Un recours possible à la capture de CO_2 dans l'industrie**

  Le plan d'action climat évoque le possible recours à la capture de CO_2, pour utilisation ou séquestration. Les différents scénarios publics de référence considèrent que le recours à cette solution pour limiter les émissions du secteur industriel est nécessaire pour atteindre la neutralité carbone.

6.6.2 Royaume-Uni

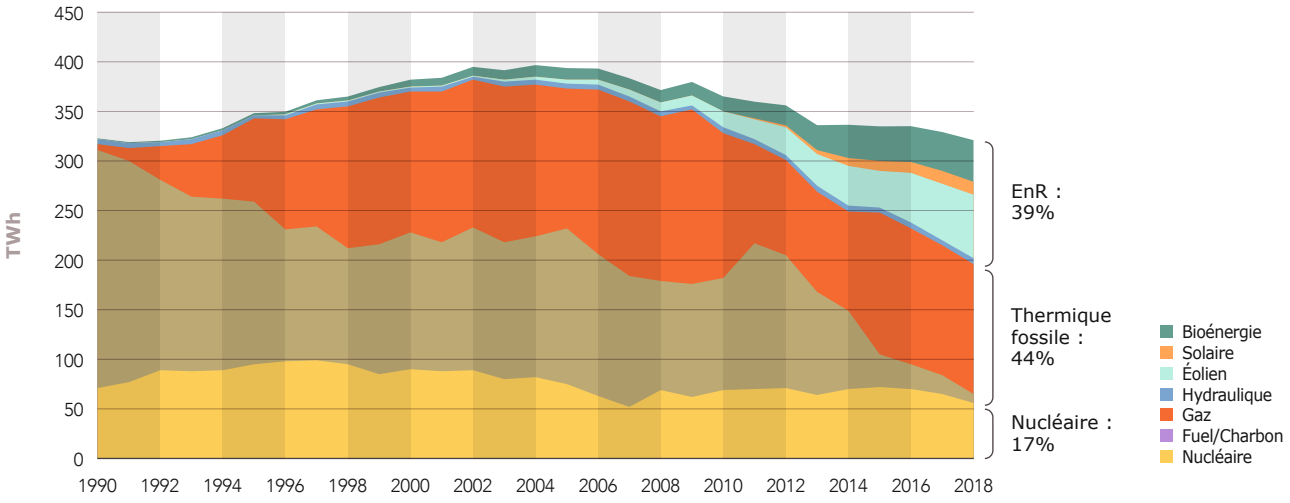
Le mix énergétique du Royaume-Uni a été pendant longtemps fortement dominé par les énergies fossiles. En particulier, la production d'électricité était marquée par une part importante de charbon jusqu'à il y a une dizaine d'années (40 % de la production d'électricité en 2008). Les lois adoptées en 2008 (Climate Change Act) et 2013 ont conduit à la définition d'objectifs de réduction à long terme des émissions de GES et la mise en place d'une obligation pour les fournisseurs d'électricité de disposer d'un approvisionnement minimal en énergies renouvelables *(Renewable obligation*[32]*)* et d'une pénalisation des moyens de production émetteurs, à travers un mécanisme de prix plancher sur les émissions de GES[33] *(Carbon price floor).*

Ces mesures ont entraîné un effet spectaculaire sur la baisse de la production d'électricité à partir de charbon et de fioul et le développement des énergies renouvelables : 16 GW de capacités au fioul et au charbon ont été fermées depuis 2015 et la production à partir de charbon est ainsi passée de ~125 TWh (soit ~35 % de la production d'électricité) en 2008 à ~4 TWh (soit moins de 2 %) en 2020. La production des énergies renouvelables a quant à elle crû de ~25 TWh en 2008 à ~130 TWh en 2020 (soit 45 % de la production d'électricité).

La production d'électricité a émis ~57 $MtCO_2$ en 2019, en baisse de ~65 % par rapport à 2010[34]**.**

Dans le même temps, la consommation de gaz a baissé de 25 %, sous l'effet du développement des pompes à chaleur et des travaux de rénovation énergétique. Ainsi, en 2020, le Royaume-Uni a émis ~330 $MtCO_2$, soit ~45 % de moins qu'en 1990, dépassant même ses objectifs.

Figure 6.13 Évolution de la production d'électricité au Royaume-Uni depuis 1990



32. Ce dispositif a été complété et intègre désormais les contrats pour différence dont bénéficient les EnR et le nucléaire
33. Ce mécanisme prend la forme d'une taxe intervenant en complément du prix sur le système d'échange de quotas d'émissions.
34. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875485/2019_UK_greenhouse_gas_emissions_provisional_figures_statistical_release.pdf

Le Royaume-Uni s'est fixé pour objectif de diminuer ses émissions de gaz à effet de serre de 68 % en 2030 par rapport à 1990. Sa stratégie nationale repose sur l'électrification, l'accélération du développement des énergies renouvelables et le recours au nucléaire.

Le plan énergie-climat du Royaume-Uni transmis à la Commission européenne début 2019 définit un objectif de réduction des émissions de GES de 57 % à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Cet objectif a été revu à la hausse fin 2020, en s'engageant sur des diminutions de 68 %[35] à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Ce plan repose sur le développement de l'électrification, la sortie du charbon d'ici 2025 (il ne reste que 1,3 GW de capacités) et la poursuite de développement des énergies renouvelables ainsi qu'un recours aux imports à court terme (avant d'envisager de devenir exportateur d'électricité à long terme).

Le programme nucléaire britannique devrait produire ses premiers effets avant 2030 avec l'arrivée prévue des deux premiers EPR. Ils permettront de maintenir la capacité nucléaire existante en compensant la fermeture de réacteurs existants arrivant en fin de vie. Le Royaume-Uni a aussi défini une stratégie ambitieuse de développement de l'hydrogène dans les usages et un développement de l'électrolyse à hauteur de 5 GW à l'horizon 2030[36].

L'objectif de la neutralité carbone en 2050 est inscrit dans la loi et le Royaume-Uni mise notamment sur l'éolien en mer et le nucléaire pour devenir un exportateur important d'énergie

En 2019, le *Climate Change Act* a été modifié et les objectifs de réduction des émissions de GES ont été rehaussés, avec notamment l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, qui correspond à une baisse de l'ordre de 95 % des émissions de GES, contre une baisse de 80 % dans la version précédente de la loi.

Le gouvernement britannique n'a pas formalisé de scénario officiel d'atteinte de la neutralité carbone. Cependant la stratégie de décarbonation *(Green growth strategy)*[37], bien qu'établie avant la fixation de l'objectif de neutralité carbone et sur la base d'un objectif moins ambitieux[38] décrit plusieurs options possibles sur le rôle de l'électrification, de l'hydrogène, de la capture et séquestration de carbone et du nucléaire. Les scénarios publics de référence, dont ceux du Climate Change Committee[39] et ceux du gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz (National Grid ESO) permettent d'identifier des tendances sur les options à activer par le Royaume-Uni pour atteindre la neutralité carbone :

- **Sur la consommation d'énergie : une électrification de la consommation finale et un développement massif de l'utilisation de l'hydrogène**
  Le rôle de l'électricité dans la consommation finale au Royaume-Uni est aujourd'hui relativement faible comparativement aux autres pays d'Europe. En 2018, le taux d'électrification se situe autour de 18 %, contre 21 % en moyenne sur l'Europe[40]. Comme tous les pays européens, le Royaume-Uni mise sur l'électrification des usages finaux pour réduire la consommation

35. https://www.gov.uk/government/news/uk-sets-ambitious-new-climate-target-ahead-of-un-summit
36. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf
37. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf
38. Cette stratégie vise une réduction des émissions de 80 % à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 1990.
39. Autorité indépendante chargée d'évaluer les politiques climatiques du gouvernement et de formuler des recommandations.
40. IEA data browser

totale d'énergie et les émissions de GES liées à l'utilisation de combustibles fossiles. Tous les scénarios intègrent donc un taux d'électrification très élevé.

Le gouvernement britannique a publié en août 2021 sa stratégie sur l'hydrogène[41] et envisage un très fort développement de ce vecteur dans les usages finaux, à la fois dans l'industrie, le transport mais aussi le chauffage des bâtiments, représentant entre ~100 TWh/an et ~460 TWh/an de consommation finale (hors besoins pour le système électrique). Le Royaume-Uni apparaît particulièrement ambitieux sur cette filière, comparativement aux autres pays européens.

Une partie de cet hydrogène sera produit par électrolyse, contribuant à la hausse de la consommation totale d'électricité. Au total, tous les scénarios envisagent une consommation d'électricité se situant entre ~470 TWh/an et ~680 TWh/an à l'horizon 2050, contre de l'ordre de ~300 TWh/an actuellement.

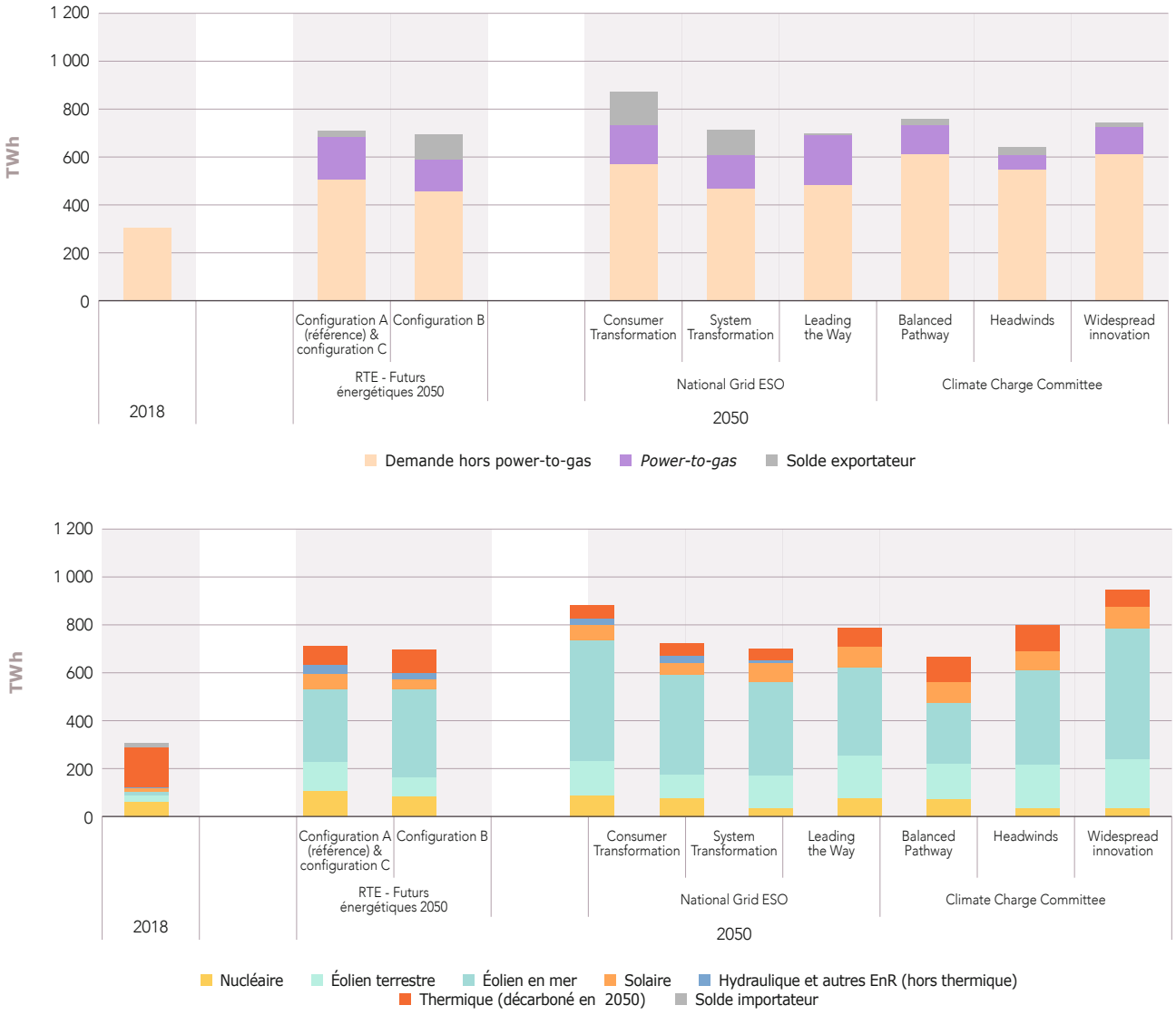
- **Une production d'électricité qui mise sur l'éolien en mer, le nucléaire et l'utilisation de gaz décarboné ou de gaz naturel avec CCS.** Pour décarboner la production d'électricité, le gouvernement britannique mise sur (i) la fermeture des 3 dernières unités[42] fonctionnant au charbon à l'horizon 2025, (ii) la poursuite du développement des énergies renouvelables, notamment de l'éolien en mer et (iii) la relance de la construction de centrales nucléaires, avec un programme de 19 GW (avec notamment la construction de deux réacteurs nucléaires engagée à Hinkley Point). Le gaz continuera néanmoins à jouer un rôle important dans la production d'électricité. Plusieurs cycles combinés au gaz seront mis en services dans les prochaines années (pour plus de 5 GW de capacité avant 2030). À l'horizon 2050, la production à partir de gaz pourrait représenter une part significative selon les scénarios, soit en utilisant de l'hydrogène, soit du gaz naturel avec CCS.

- **Des exports d'électricité et/ou d'hydrogène** Compte tenu des gisements éolien en mer disponibles (mais aussi de la relance du nucléaire), tous les scénarios montrent que le Royaume-Uni est en mesure de devenir un exportateur massif d'électricité.

Dans la stratégie britannique, le développement massif de l'éolien en mer et la relance du nucléaire doivent ainsi permettre de faire face aux besoins d'électricité croissants liés à l'électrification et au fort développement de l'électrolyse et d'envisager des exports massifs vers le continent européen.

41. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf
42. https://www.theguardian.com/business/2021/sep/13/britain-last-coal-power-stations-to-be-paid-huge-sums-to-keep-lights-on-record-energy-prices

Figure 6.14 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) au Royaume-Uni dans les configurations considérées et comparaison avec différents scénarios publics compatibles avec la neutralité carbone



6.6.3 Italie

L'Italie a fortement réduit la production d'électricité à base de charbon et de pétrole au cours de ces dernières années

Après une hausse sur la période 1990-2005, les émissions globales de l'Italie ont baissé de 19 % entre 2005 et 2019, au-delà des engagements du pays. Le mix de production d'électricité a fortement contribué à cette réduction des émissions, avec notamment la fermeture de 15 GW de capacité fonctionnant au fioul et au charbon depuis 2015 et leur remplacement par des centrales au gaz et le développement des énergies renouvelables.

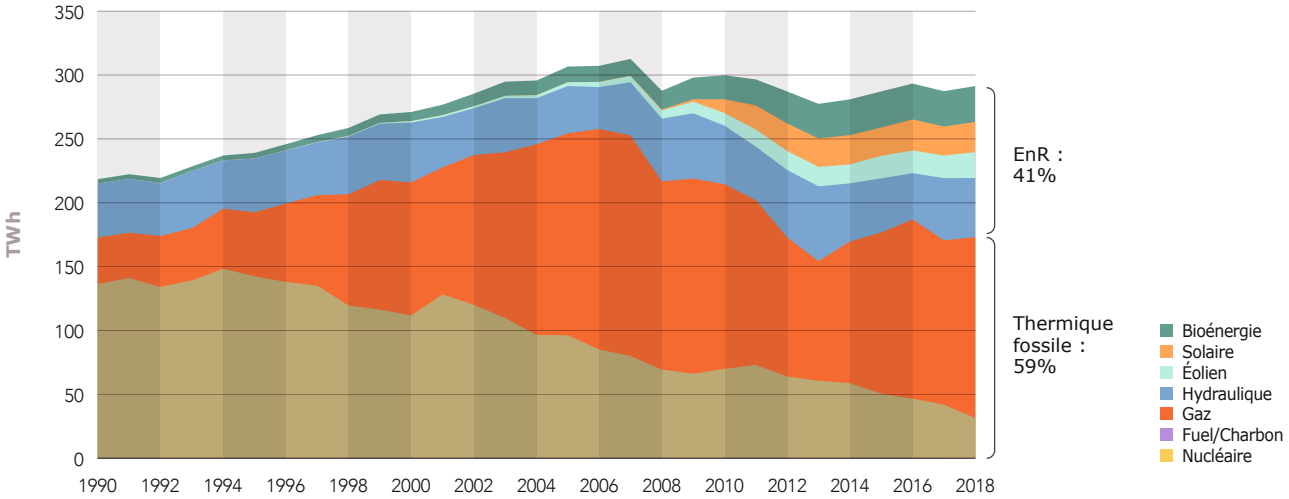
La production d'électricité repose encore essentiellement sur la production d'origine fossile (qui représente 59 % de la production) et notamment sur le gaz. **La production d'électricité a émis 81 $MtCO_2$ en 2019, en baisse de 33 % par rapport à 2010.**

L'Italie a prévu de renforcer ses ambitions de réduction des émissions de GES à l'horizon 2030 avec un objectif affiché d'une baisse de 60 % et s'appuiera sur la fermeture totale du parc charbon et le développement des énergies renouvelables

Les objectifs officiels actuels de l'Italie en matière de réduction des émissions de GES sont affichés dans le Plan national intégré énergie-climat[43] et portent sur une réduction globale de 37 % des émissions de GES par rapport à leur niveau de 1990. En lien avec les nouvelles ambitions de l'Union européenne (-55 % à l'horizon 2030), le gouvernement italien a annoncé que cet objectif serait prochainement rehaussé et porté à -60 %.

Le plan énergie-climat mise sur l'électrification des usages, les gains d'efficacité énergétique et

Figure 6.15 Évolution de la production d'électricité en Italie depuis 1990



43. https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/it_final_necp_main_en.pdf

la réduction des émissions liées à la production d'électricité. L'Italie a notamment prévu de fermer la totalité de son parc au charbon (7 GW) à l'horizon 2025. Pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement, de nouvelles centrales au gaz sont nécessaires et sont en cours de construction, avec une rémunération sécurisée via un mécanisme de capacité.

Le plan énergie-climat prévoit aussi une inflexion forte sur le rythme de développement des énergies renouvelables à horizon 2030.

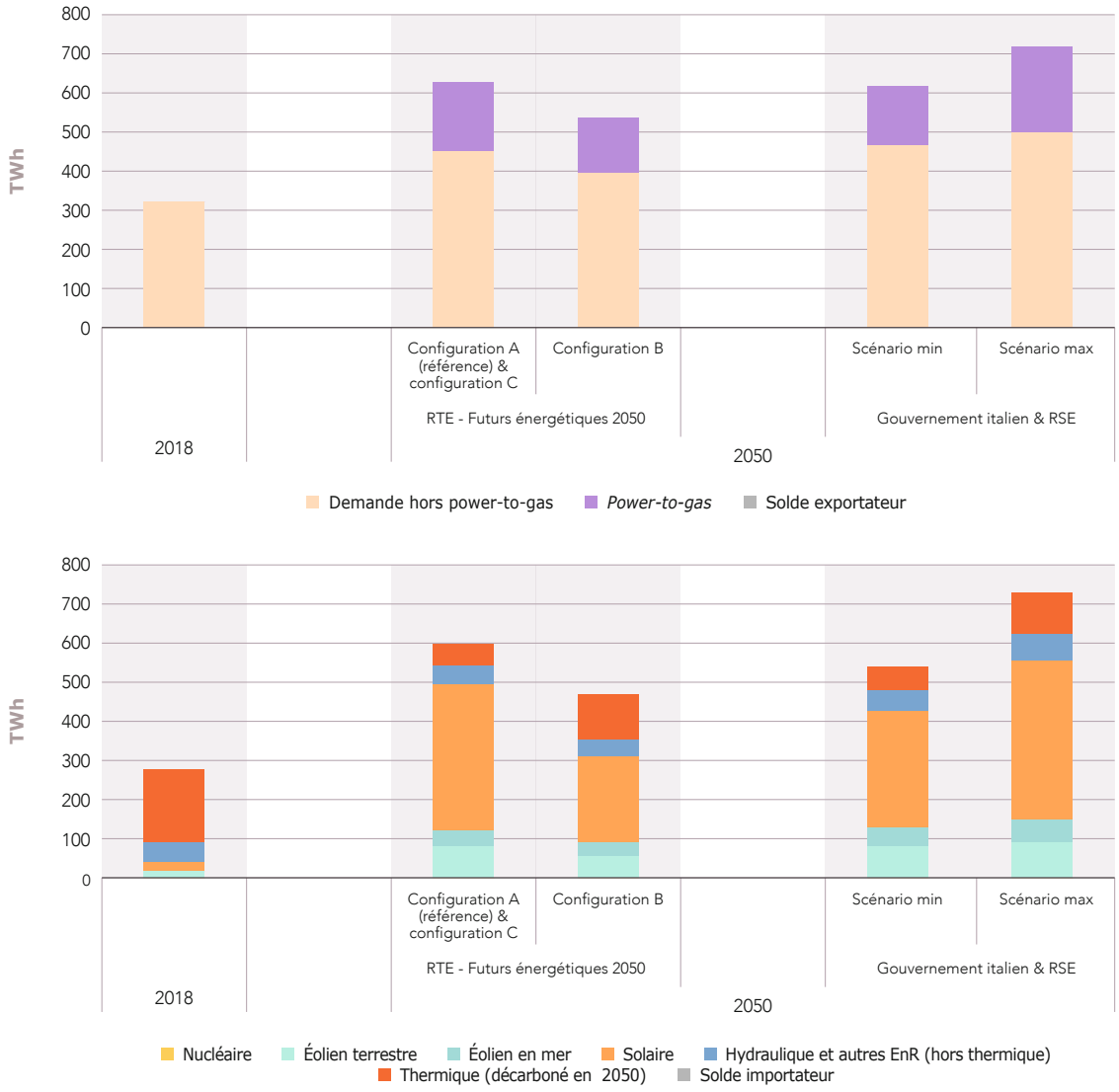
À long terme, l'approvisionnement en électricité est supposé s'appuyer très fortement sur la filière photovoltaïque mais aussi sur la production à partir de gaz et des imports d'électricité.

À ce jour, l'Italie n'a pas inscrit dans sa législation l'engagement formel d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 mais a établi deux scénarios encadrants compatibles avec ces objectifs, dans le cadre de la stratégie long terme transmise à la Commission européenne.

Ces scénarios, qui se basent notamment sur les travaux de RSE[44], reposent essentiellement sur l'électrification des usages (~55% de la consommation finale d'énergie en 2050), le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable (représentant près de 75% de l'énergie primaire) et principalement du photovoltaïque ainsi que le développement de l'hydrogène et de combustibles de synthèse dans la consommation finale, essentiellement pour le transport et l'industrie. La stratégie évoque notamment entre 200 et 300 GW de capacité photovoltaïque, couplée avec un développement important de batteries (entre 40 et 50 GW). La stratégie laisse ouverte l'option de continuer à utiliser des gaz fossiles importés dans la production d'électricité couplée avec des solutions de CCS. Enfin, l'Italie envisage de recourir aux imports d'électricité (de l'ordre de plusieurs dizaines de TWh) pour couvrir sa consommation nationale.

44. Organisme de recherche mandaté par le gouvernement italien pour proposer des scénarios de décarbonation à l'horizon 2050

Figure 6.16 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Italie dans les configurations testées et comparaison avec les scénarios encadrant de la stratégie long terme du gouvernement



6.6.4 Espagne

Après une augmentation des émissions de GES jusqu'à la fin des années 2000, tirée par une forte croissance économique, les émissions de l'Espagne sont nettement orientées à la baisse, sous les effets conjugués du développement des énergies renouvelables et de la réduction de la place du charbon dans la production d'électricité. L'Espagne a fermé près de 10 GW de capacité au fioul et au charbon depuis 2015.

La production d'électricité a émis 59 $MtCO_2$ en 2018, en baisse de 15 % par rapport à 2010.

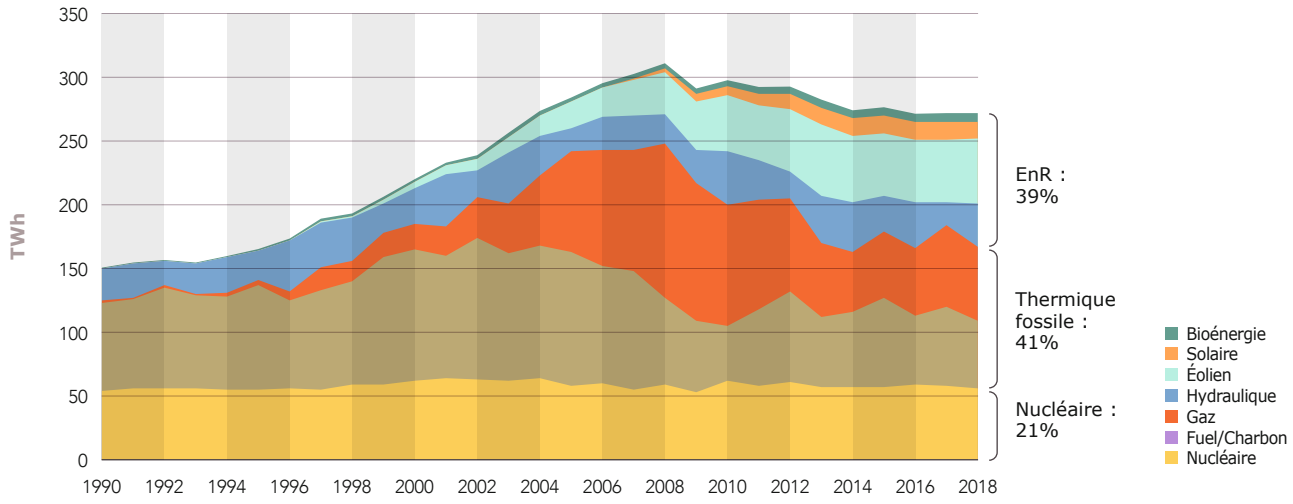
La part de la production à partir de combustibles fossiles ne représente plus que 41 % de la production totale.

L'Espagne prévoit une réduction des 23 % des émissions de GES à l'horizon 2030 et s'appuiera sur la fermeture du parc charbon et le développement des productions renouvelables

L'Espagne a adopté en 2021 sa première loi sur le changement climatique et de transition énergétique, qui fixe des objectifs de réduction des émissions de GES, d'efficacité énergétique et de part des énergies renouvelables dans la consommation finale et la production d'électricité. Le texte prévoit une réduction de 23 % des émissions de GES à l'horizon 2030 par rapport à 1990. Compte-tenu de leur niveau actuel, supérieur à celui de 1990, il s'agit d'un objectif aux ambitions comparables sur la décennie à celui de nombreux pays européens.

L'Espagne prévoit de sortir du charbon à l'horizon 2026 et de poursuivre le développement des énergies renouvelables pour permettre l'électrification des usages et réduire les émissions de son secteur électrique tout en fermant progressivement ses centrales nucléaires (qui représentent plus de 7 GW de capacité installées actuellement) pour sortir complètement du nucléaire à l'horizon 2035. Les capacités au gaz joueront un rôle dans la transition pour compenser la fermeture des parcs charbon et nucléaire mais l'Espagne ne prévoit pas le développement de nouvelles capacités au gaz.

Figure 6.17 Évolution de la production d'électricité en Espagne depuis 1990

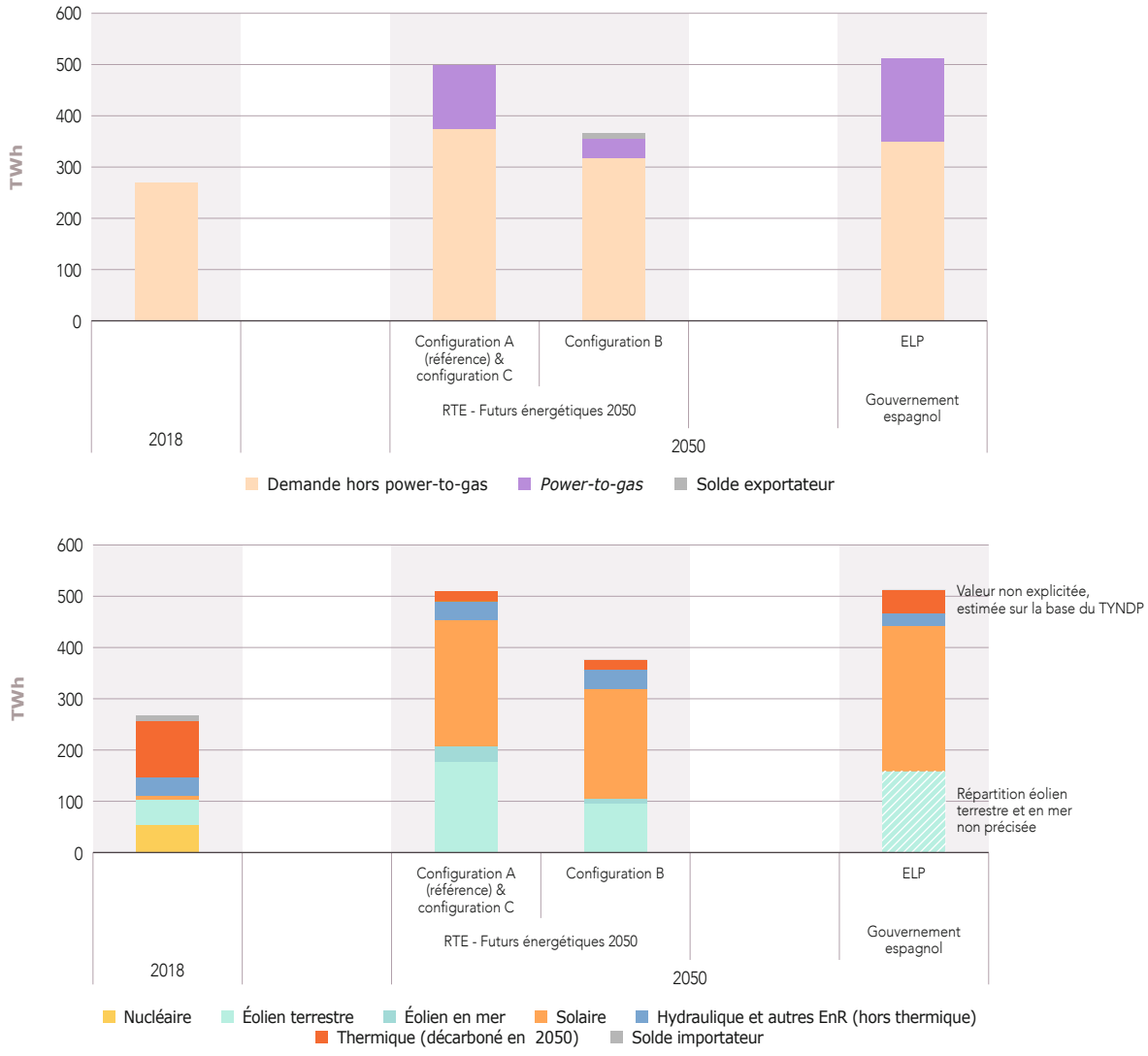


L'approvisionnement en électricité sera 100 % renouvelable à l'horizon 2050

La loi sur le changement climatique et de transition énergétique adoptée en 2021 fixe aussi l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La stratégie long terme bas-carbone publiée par le gouvernement espagnol détaille la trajectoire visée pour atteindre cet objectif. Cette stratégie repose sur une forte électrification des usages et une décarbonation totale de la production d'électricité. L'énergie solaire (photovoltaïque et solaire thermodynamique) est annoncée comme représentant de l'ordre de 60 % de l'approvisionnement en électricité. Afin de gérer le cycle jour/nuit de la production photovoltaïque, l'Espagne prévoit le développement massif de solutions de stockage (batteries, *power-to-gas-to-power).* Le gouvernement prévoit que la capacité de stockage représentera plus de 10 GW en 2030 et de l'ordre de 20 GW à l'horizon 2050.

Figure 6.18 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Espagne dans les configurations testées et comparaison avec la stratégie long terme du gouvernement[45]

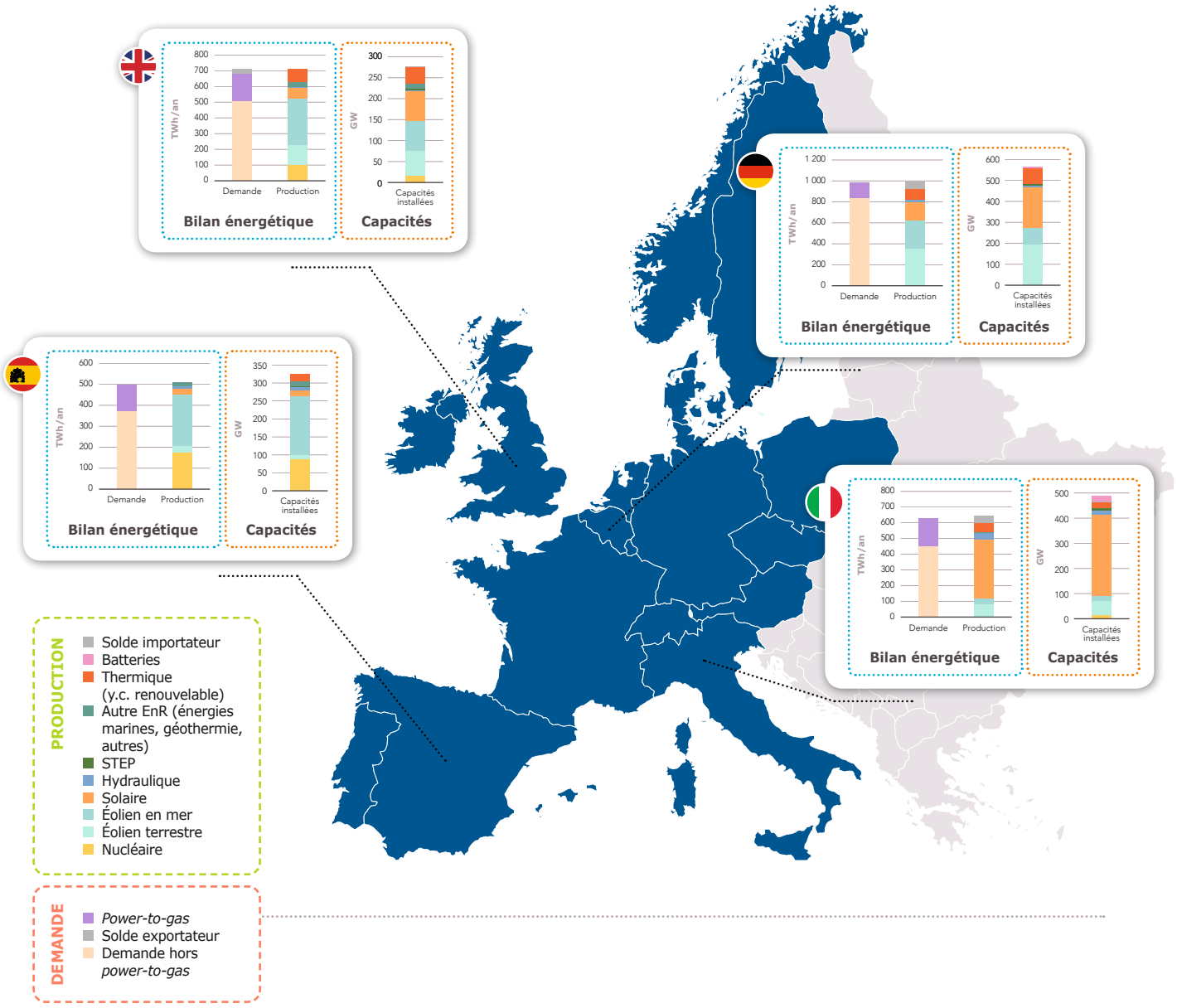


45. Le scénario à long terme de décarbonation du gouvernement espagnol est décrit dans la stratégie à long terme du gouvernement. Certaines informations ne sont pas décrites de façon précise et plusieurs valeurs du graphique résultent d'hypothèses de RTE

6.7 Synthèse des hypothèses européennes

Pour décarboner leurs économies, les stratégies des États reposent toutes sur un rôle accru de l'électricité et un fort développement de énergies renouvelables variables. Ces évolutions constituent un défi pour chaque état : il s'agit notamment d'accélérer le rythme de développement des énergies renouvelables. Elles constituent un défi aussi au périmètre européen dans un contexte d'accroissement des capacités d'interconnexion entre les pays, la superposition des stratégies définies au niveau national ne garantit pas la construction d'un système où la sécurité d'approvisionnement est assurée et où les coûts sont optimisés.

Figure 6.19 Hypothèses sur les mix de production et les capacités installées à l'horizon 2050 dans les principaux pays voisins de la France - configuration de référence



Garantir un fonctionnement optimisé du système électrique en assurant la sécurité d'approvisionnement est essentiel pour réussir la décarbonation, qui s'appuie essentiellement sur l'électricité. La coordination entre les États sera déterminante pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel en Europe et plus généralement mettre à profit les complémentarités entre les systèmes électriques nationaux. La coordination par le marché, qui a montré son utilité pour optimiser à court terme le système électrique européen n'est pas adaptée ou suffisante pour assurer une cohérence des stratégies entres elles et la complémentarité des mix de production qu'on connaît aujourd'hui.

L'explicitation par les États de leurs intentions constitue une première étape qui permet à chaque état d'évaluer les impacts sur le fonctionnement de son système national dans un système européen en transition.

L'approche retenue dans les « Futurs énergétiques 2050 » consiste à analyser le fonctionnement de différents scénarios d'évolution du système énergétique français dans plusieurs cadres de contexte européens Elle permet notamment d'identifier comment les différentes options d'évolution des mix à l'étranger influent sur les besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

7

GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

7

GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

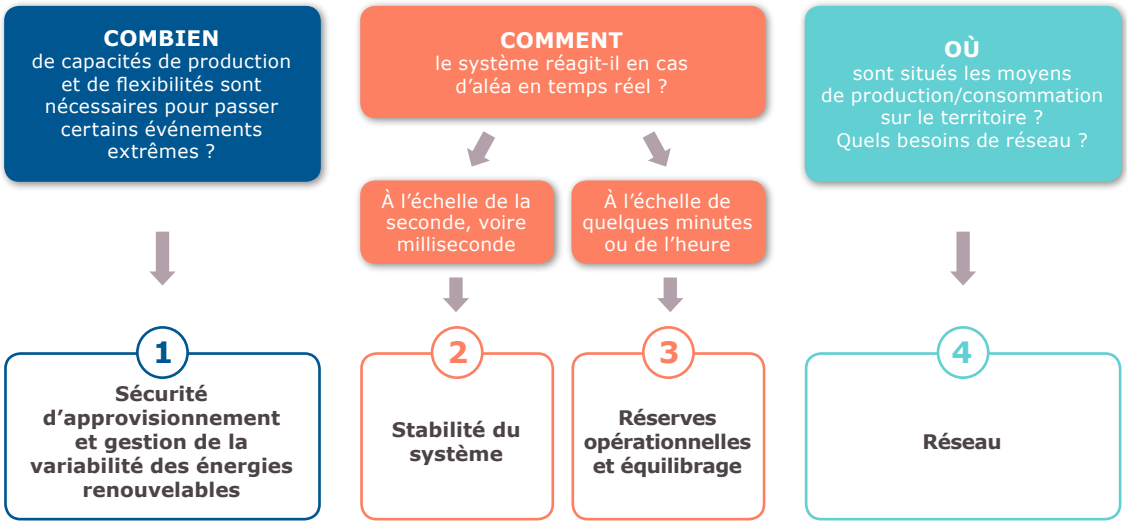
DANS DES SCÉNARIOS DE NEUTRALITÉ CARBONE REPOSANT EN GRANDE PARTIE SUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

À l'horizon 2050, le mix électrique sera composé largement d'énergies renouvelables dans une optique de neutralité carbone. Cette conclusion est établie à l'échelle mondiale (scénario net-zero de l'Agence internationale de l'énergie), européenne (scénarios de la Commission européenne) ou française (scénarios des « Futurs énergétiques 2050 »).

La perspective d'un fort développement des énergies renouvelables variables dans le mix soulève des questions nouvelles pour le fonctionnement du système électrique. L'étude réalisée conjointement par l'AIE et RTE et publiée en janvier 2021 sur les « conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 » a permis d'identifier quatre problématiques devant faire l'objet d'analyses spécifiques :

- la gestion de l'adéquation entre l'offre et la demande, notamment pour compenser la variabilité de la consommation et de la production et, en particulier, faire face à des situations de forte consommation et/ou de faible production renouvelable ;
- le niveau des réserves opérationnelles permettant de faire face à des aléas en temps réel et de maintenir l'équilibre offre-demande et la fréquence à son niveau nominal à tout instant ;
- la gestion de la stabilité du système électrique, en lien notamment avec la baisse de l'inertie du système associée à la fermeture progressive de moyens thermiques et nucléaires ;

Figure 7.1 Problématiques associées au fonctionnement technique du système électrique



- les évolutions de réseau nécessaires pour accompagner cette transformation du mix électrique.

Comme RTE s'y était engagé à l'occasion de la publication du rapport du 28 janvier 2021, ces problématiques techniques ont fait l'objet d'analyses approfondies en vue d'évaluer le volume et le coût des moyens nécessaires pour assurer l'équilibre du système dans chacun des scénarios.

Les problématiques associées à la sécurité d'approvisionnement, à la stabilité et aux réserves opérationnelles sont décrites dans la suite de cette partie. La description des enjeux pour le réseau fait l'objet d'une partie dédiée *(chapitre 10).*

7.1 Les scénarios de neutralité carbone nécessitent tous de développer des « flexibilités » en France pour assurer l'équilibre offre-demande

Le développement des flexibilités constitue un thème important du débat autour de l'évolution des mix de production en France et en Europe pour atteindre la neutralité carbone.

Cependant, le terme « flexibilité » est utilisé à géométrie variable et s'apparente à un « mot-valise ». La présente étude s'attache donc au préalable à identifier les « besoins de flexibilité » propres à chaque scénario, c'est-à-dire la puissance (quelle que soit la technologie, production, stockage, baisse de consommation) pilotable nécessaire pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en puissance à chaque instant.

Ce besoin de capacité doit être dissocié du besoin « en énergie » qui correspond aux quantités annuelles d'énergie nécessaires pour couvrir la consommation.

7.1.1 Premier enjeu : disposer de capacités de flexibilité en puissance suffisantes pour couvrir les périodes de forte consommation résiduelle

7.1.1.1 Les périodes de forte consommation résiduelle conditionneront le besoin en capacités pilotables

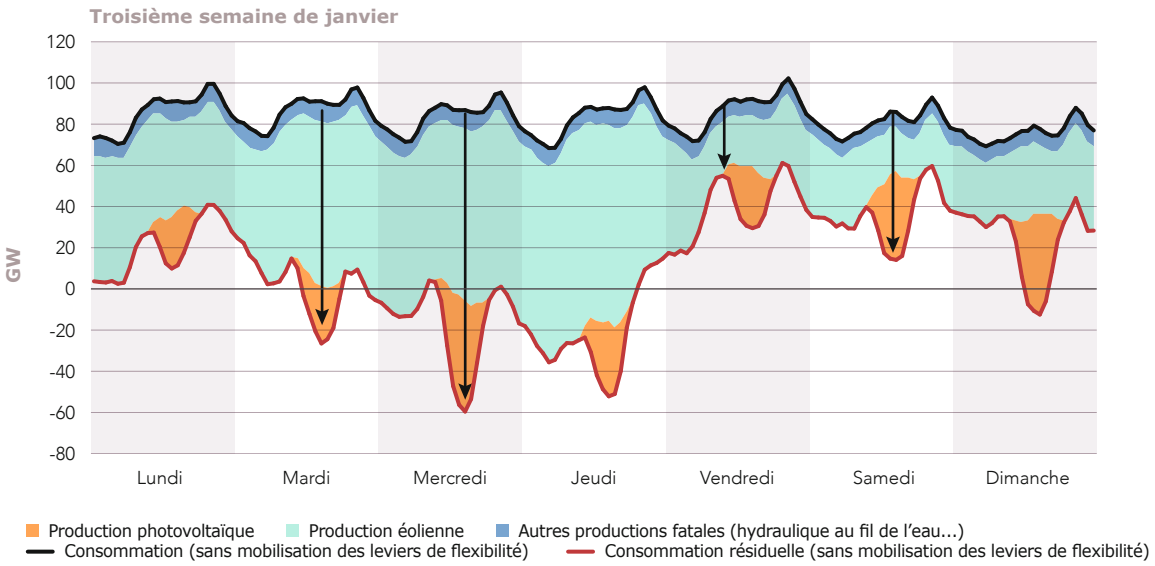
Faire face à la variabilité de la production éolienne et solaire photovoltaïque constitue le principal défi à relever pour intégrer les énergies renouvelables au système électrique. En moyenne, à l'échelle de quelques mois, l'éolien et le solaire photovoltaïque présentent des modes de production saisonniers différents et complémentaires, avec davantage d'énergie éolienne en hiver et de production photovoltaïque en été. Mais ce n'est pas le cas sur des échelles de temps plus courtes. Leur variabilité suscite des nouvelles questions pour maintenir un équilibre continu entre production et consommation.

À moyen terme (horizon 2030-2035), les derniers Bilans prévisionnels publiés par RTE depuis 2017 ont montré qu'une forte inflexion à la hausse dans le développement des énergies éolienne et photovoltaïque n'était pas susceptible de générer de difficultés spécifiques pour la gestion de l'équilibre offre-demande sous l'hypothèse d'une acceptation du critère de sécurité d'approvisionnement actuel et dans le cadre d'un système électrique plus fortement interconnecté à l'échelle européenne. Ainsi, le programme prévu par la PPE n'est pas tributaire d'un développement massif de capacités de stockage ou de nouvelles flexibilités dès lors que les hypothèses de la PPE sont respectées, c'est-à-dire un développement progressif des effacements et de la mobilité électrique, soit d'un usage dont une partie est considérée comme flexible.

Cette conclusion n'est plus valable au-delà de cette période, la variabilité intrinsèque de la production devenant plus importante au fur et à mesure du développement des éoliennes et des panneaux solaires.

L'enjeu pour le système électrique sera alors de disposer de moyens suffisants pour couvrir les périodes de forte consommation résiduelle. Cette notion importante pour l'étude de la sécurité d'approvisionnement correspond à la consommation électrique diminuée de la production renouvelable « fatale ». Elle dépend des aléas sur la demande mais également des aléas météorologiques affectant la production éolienne et photovoltaïque.

Figure 7.2 Consommation et consommation résiduelle sur une semaine d'hiver dans le scénario M23 en 2050



7.1.2 L'évolution des déterminants de l'équilibre offre-demande pose une question sur le critère de dimensionnement du mix

7.1.2.1 Le critère de sécurité d'approvisionnement aujourd'hui

En matière de sécurité d'approvisionnement en électricité, le « risque zéro » n'est pas atteignable. Pour couvrir la totalité des aléas possibles y compris des événements ne se produisant que très rarement (vague de froid centennale par exemple), il faudrait en effet disposer de capacités en nombre très important et qui ne seraient pour partie sollicitées que de manière très exceptionnelle (une fois par siècle dans l'exemple précédent).

Le niveau de risque par rapport auquel le système électrique français doit se couvrir n'est pas défini par RTE mais par l'État. Il est défini dans le Code de l'énergie et est aujourd'hui fixé à une espérance de défaillance (c'est-à-dire de recours aux moyens post-marché pour gérer les situations de déséquilibre entre l'offre et la demande) inférieure à trois heures par an et une espérance de recours au délestage de consommation inférieure à deux heures par an. Ceci signifie que l'alimentation électrique est garantie en permanence, à l'exception de certaines circonstances particulières où RTE est susceptible d'intervenir, via des moyens « post marché » (interruption de grands consommateurs industriels rémunérés à cet effet, diminution de la tension sur le réseau…) ou en dernier recours via du délestage ciblé et tournant de consommateurs résidentiels. Ce type de situation n'est toutefois pas assimilable à un blackout dans la mesure où le système reste alors sous contrôle, et la majorité de la consommation reste alimentée.

L'analyse de la sécurité d'approvisionnement repose donc toujours sur une approche probabiliste. Celle-ci consiste à tester la faculté d'approvisionner la demande sans recourir à des moyens « post-marché » sous une grande variété de cas et de s'assurer que le nombre de situations de déséquilibre est inférieur au critère réglementaire. Dans le système électrique actuel, le niveau de sécurité d'approvisionnement est dès aujourd'hui proche du « critère des trois heures » fixé dans la réglementation. La dispersion des situations de défaillance est importante autour de cette valeur : à plusieurs années sans aucun problème peut succéder une année présentant une configuration beaucoup moins favorable. Ce risque de déséquilibre est susceptible de se matérialiser essentiellement en situation de vague de froid et/ou en cas d'indisponibilité des centrales nucléaires.

RTE a déjà eu l'occasion de mentionner[1] que ce critère était fruste dans la mesure où il identifiait la probabilité de survenue d'une situation de déséquilibre, et non leur profondeur et donc leur gravité. Il est possible de disposer d'un indicateur plus sophistiqué pour évaluer la sécurité d'approvisionnement.

Aujourd'hui, le critère des trois heures correspond à un volume d'énergie « non distribuée » qui atteindrait en espérance mathématique de l'ordre de 10 GWh par an, soit **0,002 % de la consommation totale d'électricité.**

7.1.2.2 Le critère de sécurité d'approvisionnement à long terme

À long terme, la nature des risques sur l'équilibre offre-demande évolue car le mix de production se transforme.

Une stricte application du critère de sécurité d'approvisionnement dit des « trois heures » conduirait, dans tous les scénarios, à des épisodes de déficit de production beaucoup plus marqués sous l'effet de la plus grande variabilité de la production. Le déficit de production moyen lors des situations de défaillance modélisées atteindrait alors de l'ordre de la dizaine de gigawatts, voire plus dans les scénarios avec une forte part d'énergies renouvelables, contre de l'ordre de 4 GW aujourd'hui. Maintenir

1. Chapitre 4 du Bilan prévisionnel 2017

une espérance de défaillance de trois heures à l'horizon 2050 impliquerait un quasi-triplement du volume d'énergie non-desservie, c'est-à-dire une forte dégradation de la sécurité d'approvisionnement en France.

Pour l'éviter, **RTE a retenu dans sa modélisation des « Futurs énergétiques 2050 » le principe d'un maintien du niveau de service actuel, c'est-à-dire un volume moyen d'énergie non distribuée de l'ordre de 10 GWh. Dans tous les scénarios, les volumes de flexibilité ont été déterminés pour atteindre ce critère.**

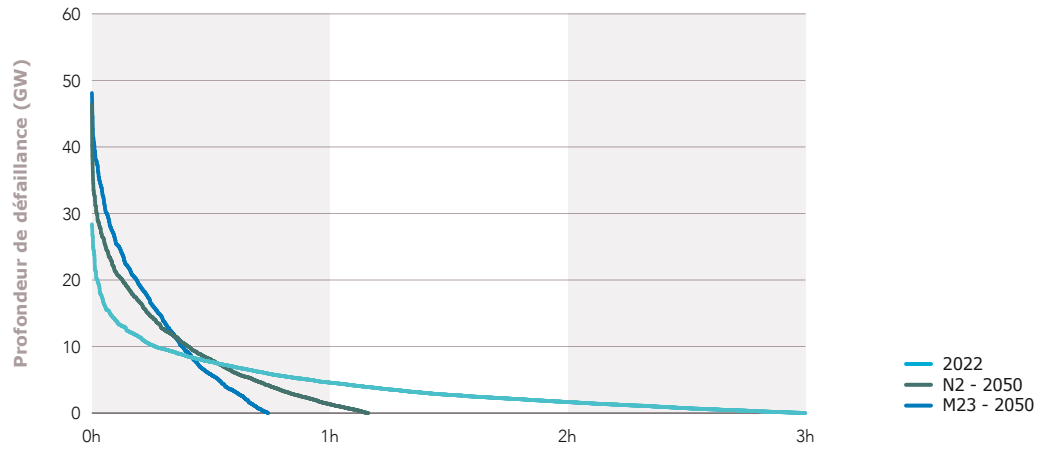
Projeté en 2050, ce même niveau conduit à la réduction de la durée moyenne de défaillance, qui atteindrait autour d'une heure par an dans tous les scénarios, contre trois heures aujourd'hui. Ceci confirme que les situations de défaillance susceptibles de survenir en 2050 augmentent en sévérité. La réflexion sur les usages susceptibles de faire l'objet d'une réduction prioritaire et maîtrisée de la consommation en cas de déséquilibre sur le système électrique, annoncée dans le Bilan prévisionnel 2021, demeure d'actualité.

Le maintien du niveau actuel de risques portés par les consommateurs (en espérance de volume d'énergie non distribuée) conduit alors à un besoin de capacité supplémentaire de l'ordre de 5 à 10 GW par rapport au critère réglementaire actuel exprimé seulement en termes de durée de défaillance.

Bien que représentant des volumes significatifs de nouvelles centrales électriques, ces capacités ne représentent pas un enjeu économique très important à l'échelle des coûts totaux du système électrique *(voir chapitre 11)*.

Des configurations fondées sur d'autres critères et d'autres stratégies de dimensionnement pourraient également être envisagées et seront détaillées dans le rapport complet début 2022. Une volonté de réduire la défaillance y compris dans les situations les plus rares conduirait à augmenter le besoin de capacité de manière importante. Enfin, il serait possible de différencier le niveau de sécurité d'approvisionnement en fonction du souhait individuel des consommateurs, dans une logique de différentiation du niveau de service, mais cette option soulève des enjeux sociétaux qui ne sont pas anodins et que RTE ne souhaite pas traiter sous un prisme uniquement technique.

Figure 7.3 Monotone de profondeur de défaillance du système électrique actuel et en 2050 dans les scénarios M23 et N2



7.1.3 Deuxième enjeu : disposer de capacités de flexibilité mobilisables en des temps courts pour les réserves opérationnelles qui vont également progresser

Au-delà de la problématique de dimensionnement du mix électrique visant à assurer un volume suffisant de capacités pour couvrir les situations de forte consommation résiduelle, le système électrique doit disposer de capacités mobilisables rapidement, pour équilibrer l'offre et la demande lorsque surviennent des aléas à proximité du temps réel.

Ces capacités mobilisables sur des échelles de temps courtes constituent les réserves opérationnelles, dont les volumes requis pour chaque échéance de temps (quelques secondes, quelques minutes, quelques dizaines de minutes) sont déterminés en fonction des situations que le système électrique est susceptible de rencontrer. En pratique, ces capacités sont mises en réserve et ne sont donc pas utilisées pour couvrir la demande si celle-ci est conforme à la prévision : elles ne servent que lorsque surviennent les aléas de court-terme.

À l'heure actuelle, ces réserves sont dimensionnées pour faire face aux risques d'arrêt brutal des grands groupes de production et aux erreurs de prévision de la consommation. Elles représentent un total d'environ 3 GW[2].

D'ici 2050, les besoins de réserves opérationnelles sont appelés à évoluer, sous l'effet de l'évolution de la nature des incertitudes pesant sur l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel. Sous réserve que les activations des leviers de flexibilité sur la consommation (recharge des véhicules électriques, pilotage de l'électrolyse, etc.) soient maîtrisées pour ne pas générer des variations brusques non souhaitées, ce sont bien les transformations du mix de production qui conditionneront les évolutions des besoins de réserve.

7.1.3.1 Réserve primaire : des besoins qui évoluent peu en volume mais un rehaussement des exigences techniques à prévoir pour compenser la baisse de l'inertie du système électrique européen

Dans tous les scénarios, les besoins en capacité de réserve primaire évoluent légèrement à la hausse. Ils restent mutualisés au niveau européen et définis sur la base de l'ampleur d'un aléa « dimensionnant » affectant l'équilibre offre-demande européen de façon instantanée.

Cet aléa dimensionnant correspond à la déconnexion simultanée des deux moyens de plus forte capacité en Europe, qui sont aujourd'hui des unités de production nucléaire mais pourront demain être des parcs éoliens en mer ou des interconnexions, de taille unitaire du même ordre de grandeur. La variabilité des sources renouvelables, dont la dynamique est plus lente, ne conduit pas à modifier sensiblement l'ampleur de telles variations brutales. La fermeture totale du parc nucléaire français dans les scénarios M ne réduirait pas sensiblement le besoin de réserve primaire, l'incident dimensionnant restant du même ordre de grandeur (défini par la perte brutale de moyens de production de grande taille ailleurs en Europe, raccordement de parc off-shore ou liaisons d'interconnexions).

Par contre, le développement des productions renouvelables connectées par de l'électronique de puissance conduit à une baisse de l'inertie du système électrique européen, rendant les déviations de fréquence plus rapides quand surviennent des aléas temps réel sur l'équilibre entre la production et la consommation. Pour maintenir le même niveau de stabilité de la fréquence qu'aujourd'hui, les exigences sur la vitesse de réponse lors de l'activation devront être rehaussées. Ces évolutions devront

2. Une partie de la fourniture de ces capacités de production « mobilisables » fait l'objet d'une contractualisation en amont au travers d'appels d'offres de réserves (en particulier pour les échéances courtes), tandis qu'une autre partie est assurée par un suivi et des actions de réorganisation du plan de production en temps réel lorsque nécessaires (ajustements pour cause marges). La répartition entre les différents modes de constitution des marges et réserves fait l'objet d'études en cours par RTE mais n'est pas abordée dans ce rapport.

être anticipées mais apparaissent compatibles avec les capacités constructives de certains actifs, notamment des batteries. Certains systèmes électriques sont déjà confrontés à cette problématique du fait d'une inertie plus faible que celle du système électrique européen synchrone : c'est le cas de la Grande-Bretagne, qui a adapté les exigences techniques sur la réserve primaire.

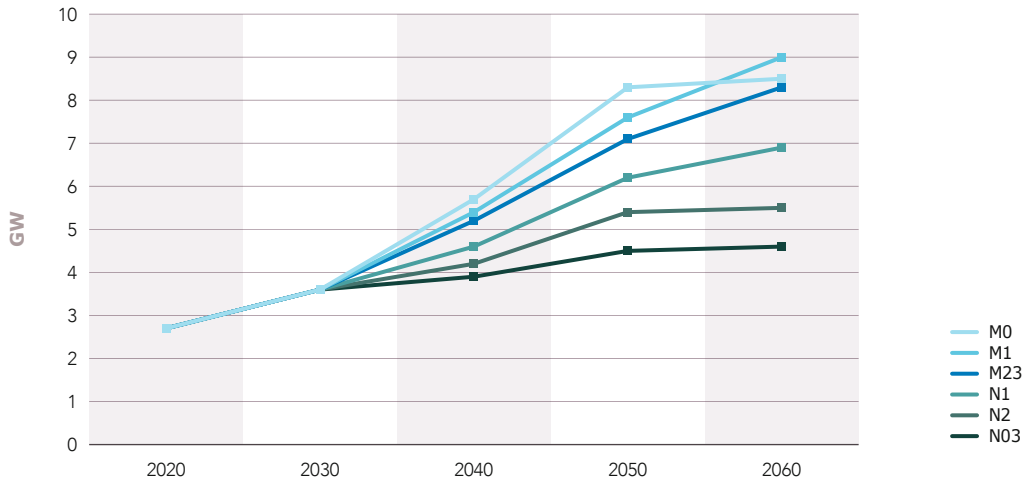
7.1.3.2 Réserves secondaire et tertiaire : des besoins qui évoluent avec l'accroissement de la production renouvelable variable et pourraient atteindre jusqu'à 9 GW hors amélioration de la qualité des prévisions de production éolienne et solaire

Alors que l'ampleur des incertitudes sur l'équilibre entre l'offre et la demande sur des horizons de quelques secondes reste dictée par le risque de perte de groupes de production de grande capacité, l'augmentation de la part de la production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque) conduit par contre à augmenter les incertitudes sur l'équilibre offre-demande sur un horizon de plusieurs minutes à plusieurs dizaines de minutes. Ainsi, au fur et à mesure que la part des énergies renouvelables variables s'accroît dans le mix de production, le volume de réserves opérationnelles pour des échéances comprises entre quelques minutes et une demi-heure (réserve secondaire de fréquence, réserve rapide et réserve complémentaire) augmente.

Le dimensionnement précis de ces réserves sera conditionné par la qualité des prévisions court-terme de production renouvelable, et donc de la précision des prévisions météorologiques pour évaluer le vent et l'ensoleillement, du niveau d'observabilité en temps réel de la production (notamment de la collecte et du traitement des données de production pour le parc solaire diffus) et des incitations à l'équilibrage auxquelles feront face les producteurs dans un système de marché libéralisé.

Sur la base d'une approche prudente de l'évolution de la qualité de prévision proche du temps réel, les besoins totaux de réserves opérationnelles à l'horizon 2050 sont estimés entre 4 et 9 GW au total dans les différents

Figure 7.4 Évolution des besoins totaux de réserves (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire) dans les différents scénarios



scénarios, contre près de 3 GW aujourd'hui. Les besoins sont plus importants dans les scénarios à forte proportion de production renouvelable et ce de façon plus marquée dans les scénarios avec plus de production photovoltaïque, dont les variations sont moins prévisibles à très court-terme.

Ces estimations se situent dans le haut de la fourchette des premières valeurs présentées dans le rapport RTE-AIE. Elles pourront être revues à la baisse sur la base d'analyses complémentaires et de retours d'expérience.

L'augmentation des besoins de réserves de court terme n'est pas identifié comme une difficulté majeure : les technologies pour y parvenir existent, sont matures (notamment les batteries) et compatibles avec la perspective d'un rehaussement des exigences techniques de certains produits de réserve. Ces besoins de réserve requièrent par contre que le parc de production et les moyens de flexibilité soient dimensionnés en conséquence. Cela signifie qu'en dehors des situations exceptionnelles « hors critère de dimensionnement », les puissances disponibles (production, import, flexibilités) doivent être suffisantes pour couvrir la consommation prévue et les besoins de réserves.

7.1.4 Dans l'ensemble, des besoins de flexibilité en augmentation dans tous les scénarios mais dans des proportions variables selon les choix sur le mix

7.1.4.1 Les analyses confirment que les transformations prévues du système électrique à l'horizon 2030 ne posent pas de difficulté en matière de sécurité d'approvisionnement

Comme indiqué dans les dernières publications de RTE, les besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030 évoluent peu dans une configuration d'atteinte des objectifs publics d'évolution du parc de production et peuvent être couverts par le développement anticipé de la flexibilité de la demande (effacements industriels et résidentiels, pilotage de la recharge des véhicules électriques, effacement des électrolyseurs lors des jours de pointe), notamment sous l'effet du développement d'usages naturellement flexibles, et le développement des interconnexions, tel que prévu par le Schéma décennal de développement du réseau.

Les analyses complémentaires réalisées dans le cadre des Futurs énergétiques 2050 confirment ce constat mais le nuancent, en se plaçant dans une configuration plus prudente, cohérente avec le contexte de fin 2021, sur (i) les trajectoires de développement des énergies renouvelables d'ici 2030 (avec, pour toutes les filières, l'atteinte de l'objectif bas de la PPE en 2030 avec deux ans de retard), (ii) la trajectoire de consommation avec une électrification plus rapide, en cohérence avec le rehaussement des ambitions climatiques, (iii) le niveau de développement des flexibilités de consommation (avec une hypothèse plus prudente que les objectifs de la PPE) et (iv) une prudence sur la contribution des pays voisins, qui pourraient accélérer la fermeture de centrales thermiques et l'électrification de leurs usages pour tenir le rehaussement des objectifs européens à l'horizon 2030 (« Fit for 55 % »).

L'analyse confirme en particulier qu'il n'est pas nécessaire à ces horizons de développer de nouvelles centrales thermiques fossiles ou de batteries. Avec la trajectoire de référence sur la fermeture du nucléaire (quatre nouvelles tranches fermées d'ici 2030, dans les scénarios M1, M23, N1 et N2), le critère de sécurité d'approvisionnement peut être respecté sans effort particulier sur les flexibilités de consommation.

Dans cette configuration, une accélération des transferts d'usage vers l'électricité (trajectoire « Electrification + ») ou de réindustrialisation profonde peut être envisagée mais nécessitera un réel effort sur le développement de la flexibilité, des énergies renouvelables ou sur l'efficacité énergétique. Les leviers existent (effacements industriels et tertiaires, flexibilité des véhicules électriques, etc.) mais devront être fortement mobilisés.

Dans une trajectoire de fermeture accélérée des tranches nucléaires (trajectoire M0 avec deux tranches supplémentaires fermées d'ici 2030), la sécurité d'approvisionnement pourra être assurée, sous réserve de réussir à développer sensiblement la flexibilité de la consommation (à un niveau qui serait inférieur à l'objectif de la PPE) ou d'un maintien de marges importantes dans les pays voisins. Néanmoins, cette configuration apparaît difficilement compatible avec une forte accélération des transferts d'usage et de la réindustrialisation.

La configuration de maintien de l'intégralité du parc nucléaire en fonctionnement à l'horizon 2030 (scénario N03) présente à l'inverse des marges significatives.

Dans une optique d'accélération des actions d'électrification ou de réindustrialisation, l'étalement de la fermeture des réacteurs nucléaires pourrait constituer un levier efficace, au même titre que l'accélération du développement des énergies renouvelables ou encore le renforcement des actions de maîtrise de la demande.

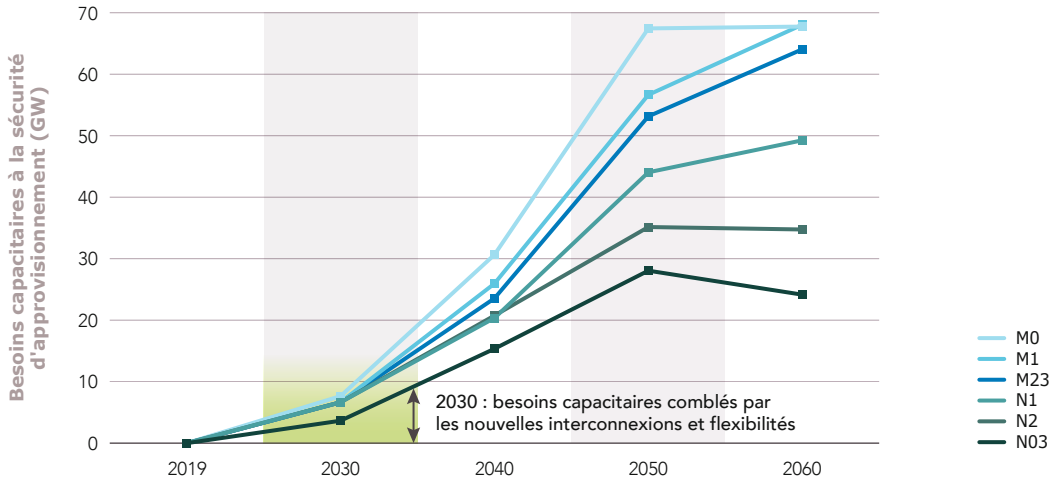
7.1.4.2 Des besoins en capacité massifs apparaissent à partir de l'horizon 2040 et sont d'autant plus importants dans les scénarios de sortie du nucléaire

En revanche, au-delà de 2030, les besoins de flexibilité pour la sécurité d'approvisionnement évoluent fortement à la hausse dans presque tous les scénarios de l'étude, du fait de l'augmentation de la consommation et de la réduction de la taille du parc pilotable dans la trajectoire de référence.

Ces besoins se présentent de façon plus marquée dans les scénarios sans nouveau réacteur nucléaire. En effet, si les énergies renouvelables contribuent à la sécurité d'approvisionnement sur le plan statistique, la variabilité de la production et la dépendance aux aléas météorologiques – qui peuvent survenir sur une large zone et pendant des durées significatives – induisent à terme une modification significative du profil de production au cours de l'année par rapport à aujourd'hui. Il est alors nécessaire de pouvoir compenser des situations de faible production alors même que la consommation est plus importante, notamment l'hiver.

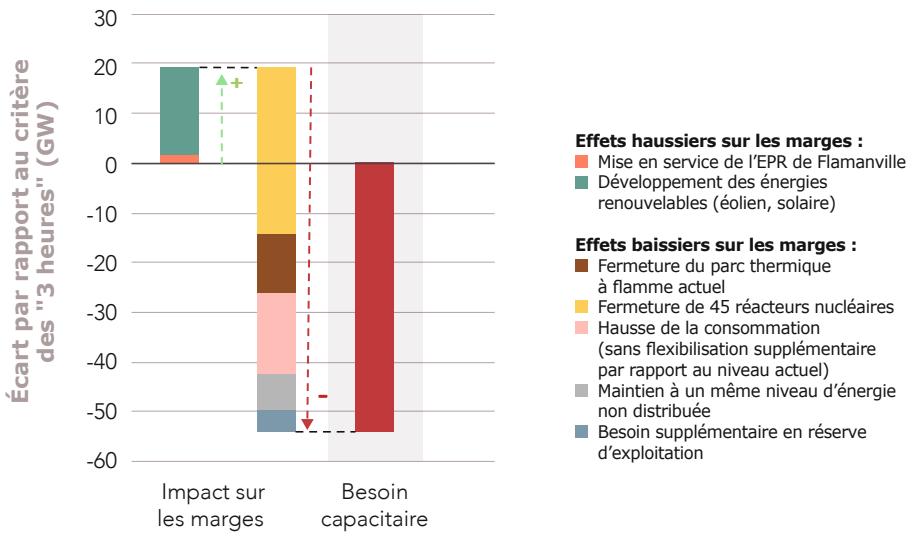
À production équivalente en énergie annuelle, la contribution statistique des énergies renouvelables à la sécurité d'approvisionnement est significativement plus faible que celle des groupes de production thermique ou nucléaire : 1 TWh de production nucléaire contribue à hauteur de 150 MW[3] alors que 1 TWh de production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque confondus) contribue à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 30 à 50 MW[4], selon le niveau de stockage dans le système Les besoins en capacité sont les plus importants dans les scénarios avec une forte part de photovoltaïque, du fait du profil de production jour-nuit et d'une moindre production en hiver.

Figure 7.5 Besoins pour de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement aux différents horizons et dans les différents scénarios[5]



3. Ce calcul est basé sur l'évaluation de la puissance parfaite nécessaire pour compenser une situation où la filière considérée est retirée.
4. La valeur dépend du niveau de développement du stockage dans le système électrique. L'ajout de production EnR contribue plus à la sécurité d'approvisionnement dans un système avec un niveau important de stockage (flexibilité de consommation, batteries, STEP).
5. Ces valeurs correspondent au besoin pour de nouvelles capacités flexibles nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, par rapport aux capacités considérées dans la définition des scénarios. Il s'agit des capacités supplémentaires à développer en complément de l'évolution du parc nucléaire, des capacités EnR, de la fermeture progressive du parc de production thermique et des flexibilités existantes. Les besoins de flexibilité sont exprimés en unité de puissance et correspondent au besoin de «puissance parfaite» (i.e. capacité 100% disponible, sans contrainte de stock) qui doit être ajoutée au parc de production EnR et nucléaire, ainsi qu'aux leviers de flexibilité «existantes» pour respecter l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Les leviers de flexibilité existants sont : les interconnexions (à leur niveau actuel), les flexibilités de consommation déjà existantes, les unités thermiques existantes dont la durée de vie permet le maintien à l'horizon considéré, ainsi que le parc de production hydraulique existant.

Figure 7.6 Détail de l'évolution des besoins capacitaires dans le scénario M23 à l'horizon 2050[5]



Les besoins pour la constitution de réserves opérationnelles sont en outre plus élevés dans les scénarios de sortie du nucléaire. Ces besoins pour la constitution des réserves opérationnelles amplifient ainsi le contraste entre les scénarios concernant le besoin de flexibilité.

À l'horizon 2050, les besoins totaux de nouvelles flexibilités sont importants dans tous les scénarios et se situent entre 28 GW et 68 GW. Ces valeurs correspondent aux leviers de flexibilité supplémentaires à mobiliser en France ou à l'étranger via les capacités d'import, en complément des leviers actuels qui seront encore en service à cet horizon[4].

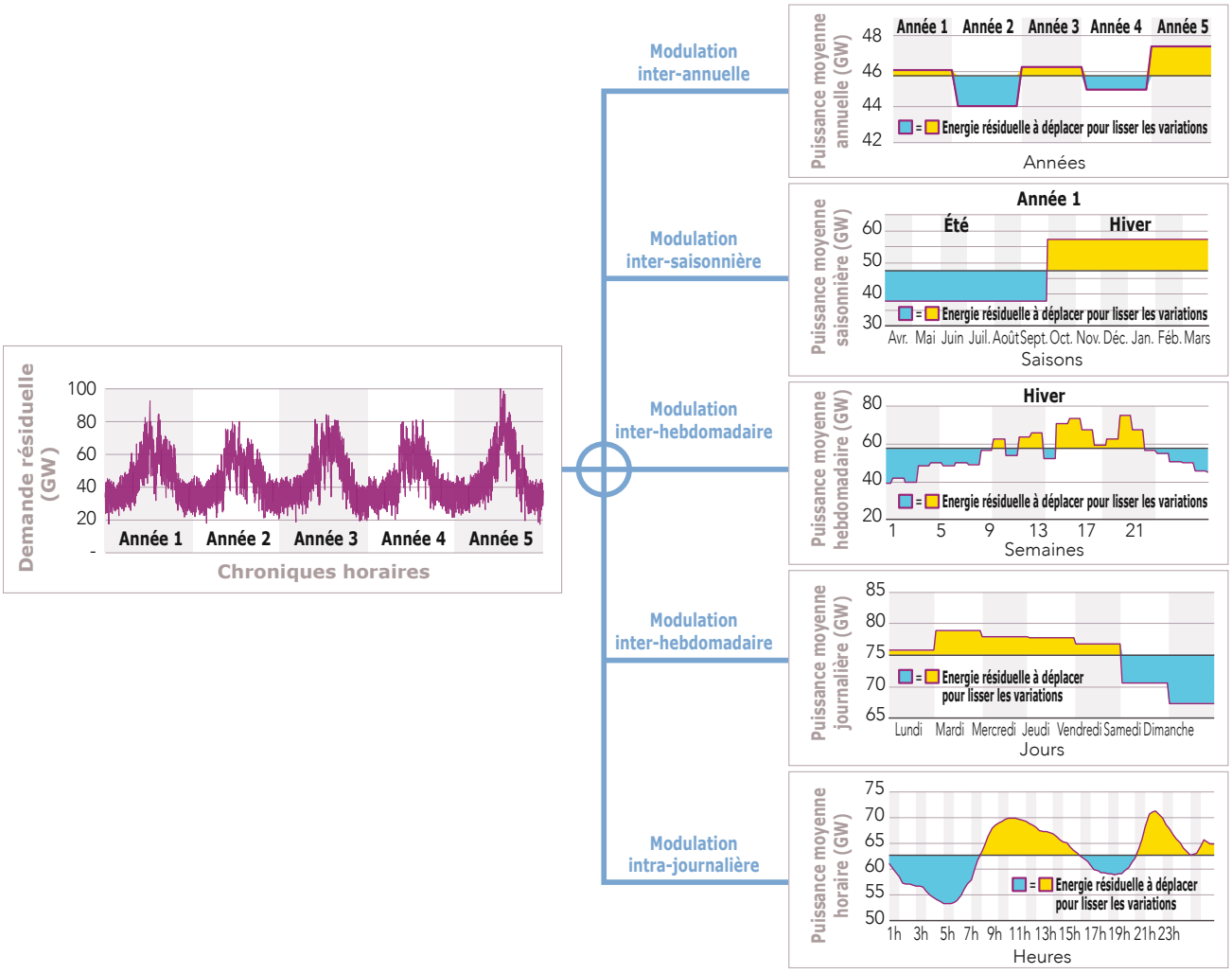
L'augmentation des besoins de flexibilité ne soulève pas, en premier lieu, de problématique purement technique dans la gestion du système, mais plutôt une problématique industrielle (sur le réalisme de disposer de ces moyens) et une problématique organisationnelle s'agissant des flexibilités diffuses, qui doivent pouvoir participer au système en respectant de hauts standards de disponibilité et de précision dans leur fonctionnement. Ces besoins doivent être anticipés pour que l'équilibre offre-demande puisse être assuré et ils doivent être intégrés à l'analyse économique d'ensemble.

7.1.4.3 Au-delà du besoin de puissance, des besoins de modulation en énergie portant sur des horizons différents

Résumer les besoins de flexibilité à une puissance nécessaire à la sécurité d'approvisionnement est insuffisant pour rendre compte de l'ensemble des enjeux pour la sécurité d'approvisionnement et des caractéristiques des leviers à mobiliser. En effet, les besoins de puissance ne seront pas couverts par les mêmes leviers selon qu'il s'agit de couvrir des situations ponctuelles de courte durée (quelques heures ou à l'échelle d'une journée) ou de fournir de la puissance sur des périodes longues, par exemple en stockant puis en restituant de l'énergie à l'échelle de plusieurs semaines.

Par conséquent, l'analyse proposée par RTE dans plusieurs publications récentes consiste à présenter plusieurs indicateurs qui permettent d'apporter des éclairages sur les « besoins de modulation » sur différents horizons de temps. Ces indicateurs, qui représentent des besoins de déplacement d'énergie, fournissent une indication sur les leviers de

Figure 7.7 Principes méthodologiques d'évaluation des besoins de modulation sur les différents horizons temporels



flexibilité les plus pertinents d'un point de vue technique en caractérisant la nature des sollicitations.

Plus précisément, ces indicateurs correspondent aux volumes d'énergie à déplacer pour lisser la courbe de consommation résiduelle[6] (i) au sein d'une journée (besoin « intra-journalier »), (ii) d'une semaine (besoin « intra-hebdomadaire »), (iii) entre les semaines d'une même saison (besoin « inter-hebdomadaire »), (iv) entre les saisons d'une même année (besoin « inter-saisonnier ») et (v) entre les années (besoin « inter-annuel »).

L'analyse réalisée sur les différents scénarios à l'horizon 2050 montre une augmentation significative des besoins de modulation dans tous les scénarios, pour toutes les échéances étudiées.

Les besoins de modulation évoluent de façon contrastée sur les différents indicateurs temporels et selon les scénarios et les échéances étudiées. L'évolution de la consommation, de la production d'origine renouvelable et la part respective des différentes filières ont des effets différenciés sur les indicateurs aux différents horizons.

Le besoin de modulation intra-journalier augmente très fortement jusqu'à +600 % à l'horizon 2060 dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, sous l'effet principal du cycle jour/nuit de la production solaire

Le besoin de modulation intra-journalier, qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les heures d'une même journée, croît fortement dans tous les scénarios.

Il évolue principalement sous l'effet de la progression de la production d'origine photovoltaïque, dont le profil jour-nuit induit des variations importantes de la consommation résiduelle à l'échelle de la journée, et dans une moindre mesure avec l'augmentation de la consommation de certains usages qui affectent principalement la consommation en début de soirée s'ils ne sont pas pilotés (notamment la mobilité électrique) et de la production éolienne, qui varie au sein de la journée.

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire augmente très fortement, jusqu'à +300 % dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, du fait de la variabilité d'un jour sur l'autre de la production éolienne

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les jours d'une même semaine est aujourd'hui essentiellement déterminé par la différence structurelle entre la consommation des jours ouvrés et celle des jours de fin de semaine.

Cette structure de consommation, hors effet lié à l'utilisation des flexibilités de consommation[7] reste relativement inchangée à l'horizon 2050. Par contre, le développement de la production éolienne conduit à une très forte augmentation du besoin de modulation intra-hebdomadaire. En effet, les variations de consommation résiduelle les plus importantes observées à l'échelle de quelques jours s'expliquent en grande partie par les variations de la production éolienne. Le facteur de charge éolien a ainsi environ 40 % de chance de varier de plus de 10 points (à la hausse ou à la baisse) entre deux journées consécutives. Ainsi, dans le scénario M23 à l'horizon 2060, l'augmentation du besoin de modulation intra-hebdomadaire est de l'ordre de +300 %, résultant quasiment exclusivement du développement de l'éolien (l'évolution de la consommation et du photovoltaïque n'a pas d'effet important).

6. Le besoin de modulation intra-journalier correspond au volume d'énergie moyen qu'il serait nécessaire de déplacer entre les heures d'une même journée pour lisser complètement la consommation résiduelle (consommation diminuée des productions fatales, notamment photovoltaïque et éolienne). De façon analogue, le besoin de modulation intra-hebdomadaire représente le volume d'énergie moyen à déplacer entre les jours d'une même semaine et le besoin de modulation inter-hebdomadaire représente le volume moyen d'énergie à déplacer entre les semaines d'une même année.
7. L'effet de la mobilisation des flexibilités de consommation n'est pas intégré dans l'évaluation du besoin de flexibilité, mais est considéré comme un levier 7 au besoin de flexibilité.

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire augmente sensiblement dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, jusqu'à +100 %, sous l'effet principal de l'alternance de périodes de plusieurs jours sans vent et de périodes avec vent

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire, qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les semaines d'une même saison (été ou hiver) résulte aujourd'hui essentiellement des aléas climatiques (température notamment) qui affecte la consommation d'électricité en hiver.

L'augmentation de la thermosensibilité de la consommation en été, sous l'effet du développement de la climatisation et du changement climatique, conduit à une plus forte variabilité de la consommation estivale et contribue à l'augmentation de ce besoin de modulation. Cet effet reste néanmoins limité.

Par contre, le besoin inter-hebdomadaire augmente essentiellement sous l'effet du développement de la production éolienne, qui peut varier sensiblement d'une semaine sur l'autre.

Le besoin de modulation inter-saisonnier diminue légèrement avec l'augmentation de la consommation estivale de climatisation, la maîtrise de la consommation hivernale de chauffage et la production plus importante de l'éolien en hiver. Cette baisse reste marginale par rapport à la hausse des autres besoins de flexibilité

Le besoin de modulation inter-saisonnier, qui mesure les variations de la consommation résiduelle entre l'été et l'hiver, est par contre légèrement orienté à la baisse. Cette évolution résulte essentiellement de la baisse de la consommation de chauffage en hiver et la hausse de la consommation de climatisation en été.

Cette baisse est plus marquée dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, dont la saisonnalité de la production est contracyclique avec le rythme de la consommation électrique (production plus importante en hiver qu'en été), mais sera *a contrario* moins forte dans les scénarios avec un fort développement du photovoltaïque dont la production est plus importante en été et donc pro-cyclique sur l'horizon saisonnier. Cette faible réduction du besoin de modulation inter-saisonnier reste marginale par rapport à l'augmentation du besoin inter-hebdomadaire alors que, en pratique, ce sont les mêmes solutions techniques qui permettent de gérer cette variabilité (production thermique et boucle *power-to-gas-to-power*, hydraulique, interconnexions).

Le besoin de modulation inter-annuel augmente dans les scénarios avec fort développement de l'éolien

Le besoin de modulation inter-annuel, qui mesure les variations de la consommation résiduelle annuelle, est orienté à la hausse. Cette évolution résulte essentiellement de l'augmentation de la production éolienne, dont le facteur de charge annuel moyen peut être très différent d'une année sur l'autre. Il a par exemple été de 26 % en 2020, contre seulement 21 % en 2018 en France. Cette hausse est ainsi plus marquée dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien (M23 en particulier).

Ces indicateurs permettent d'identifier des évolutions contrastées des besoins de modulation entre les scénarios, à la fois en ce qui concerne le besoin total et sa décomposition selon les échéances. Ils fournissent de premiers éléments permettant d'identifier les solutions de flexibilité adaptées aux besoins. Ils n'intègrent pas de considération sur les coûts et ne permettent pas à eux seuls d'identifier la place économiquement pertinente de chacune des filières.

Figure 7.8 Évolution des besoins de modulation sur les différents horizons temporels, dans les différents scénarios et échéances[8]



8. L'évolution des besoins de modulation est décomposée entre les effets liées à l'évolution de la consommation, ceux liés au photovoltaïque, ceux liés à l'éolien et ceux liées aux autres productions fatales. La décomposition est effectuée séquentiellement sur la consommation, puis en intégrant l'effet du solaire, puis de l'éolien, puis des autres productions fatales.

7.1.5 Différentes solutions de flexibilité, aux caractéristiques complémentaires, mobilisées pour couvrir les besoins de l'équilibre offre-demande

Pour couvrir les différents besoins de flexibilité, la construction des scénarios s'appuie sur la mobilisation de plusieurs solutions de flexibilité, qui doivent par construction être décarbonées en cohérence avec l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Tout d'abord, les scénarios s'appuient sur un développement de **la production hydroélectrique**, en particulier les stations de pompage-turbinage (STEP), offrant une solution de stockage d'électricité. Comme mentionné au chapitre 3, les STEP jouent historiquement un rôle important dans la flexibilité du système électrique. Des projets de développement de la capacité de production hydraulique, notamment de STEP, existent mais le nombre de sites propices au développement d'installations hydrauliques est limité. Les scénarios de RTE intègrent tous un déploiement d'environ 3 GW de nouvelles STEP et de près de 1 GW d'autres installations hydrauliques.

En second lieu, les scénarios nécessitent **une flexibilité accrue de la demande :** les nouveaux usages qui se développent se caractérisent souvent par le fait qu'ils ne conduisent pas à une utilisation instantanée de l'énergie, mais à son stockage sous une forme adaptée pour une utilisation future. C'est le cas de la recharge des batteries des véhicules électriques et de la production d'hydrogène par électrolyse notamment. Ces usages sont donc plus facilement déplaçables dans le temps que les usages directs de l'électricité (éclairage, force motrice, chauffage…), comme c'était déjà le cas historiquement pour l'eau chaude sanitaire produite par les ballons et très généralement pilotée depuis quarante ans par un signal «heures creuses». Le placement optimisé de ces consommations ou, *a minima* leur effacement lors des périodes de forte consommation résiduelle aura deux effets positifs : (i) ces consommations supplémentaires ne viendront pas renforcer les besoins de pointe de consommation résiduelle et (ii) elles fourniront des leviers de flexibilité supplémentaires pour la gestion de l'équilibre du système.

L'augmentation de la consommation électrique de l'industrie, sous l'effet de l'électrification des procédés, permet aussi d'augmenter le gisement d'effacement qui pourra être mobilisé. Enfin, le déploiement de communications numériques directes avec les appareils (5G, bluetooth…) et la généralisation de gestionnaires techniques des bâtiments et des process dans les industries permettra un pilotage de plus en plus fin et sélectif des installations, tout en limitant l'impact pour les consommateurs. Les possibilités de modulation ou d'effacement de la demande sont néanmoins associées à certaines contraintes (report de charge possible sur des durées de l'ordre d'une journée voire de quelques jours, mais rarement plus) et à une acceptabilité de la part des consommateurs. Les flexibilités de consommation ne pourront donc pas répondre à tous les types de besoins de flexibilité (en particulier pour gérer des longues périodes sans vent).

En fonction des scénarios, il peut être nécessaire de **construire de nouvelles unités thermiques** (cycle combiné, turbine à combustion) **devant nécessairement utiliser des combustibles décarbonés** dans un scénario de neutralité carbone (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse…) ou de développer des piles à combustible utilisant de l'hydrogène. Ce type de solution est en particulier adapté pour fournir du stockage d'énergie sur des périodes longues (stockage inter-hebdomadaire), via l'utilisation des capacités de stockage de gaz existants, éventuellement adaptée à de nouveaux combustibles (hydrogène en particulier). Conformément aux orientations de la SNBC, les centrales thermiques intégrées dans les cas de base des scénarios à l'horizon 2050 et au-delà sont supposées fonctionner avec des combustibles décarbonés produits en France et ne reposent pas sur un recours aux technologies de captage et de stockage de carbone (CCS), ni sur des importations massives de combustibles décarbonés depuis l'étranger.

Des installations de stockage dédiées, en particulier des batteries stationnaires, dont les coûts ont fortement chuté au cours des dernières années, ont le potentiel de contribuer aux besoins de flexibilité (au-delà des seuls services système fréquence qui constituent le modèle d'affaire actuel des batteries récemment développées en France et

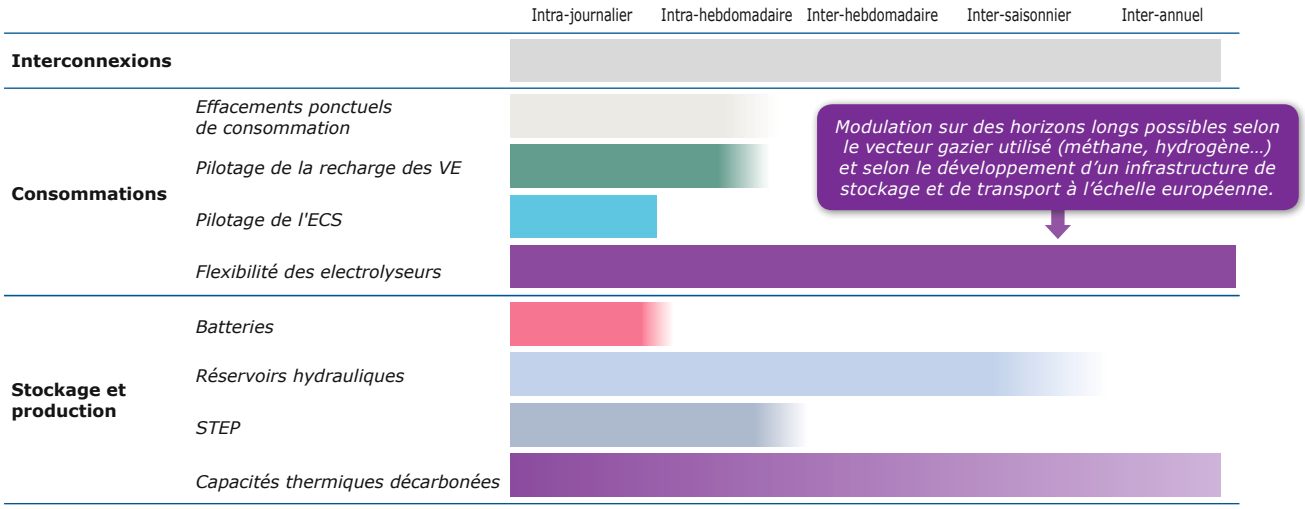
dans les pays voisins). Compte-tenu des coûts qui dépendent fortement de la capacité de stockage, les batteries ne sont néanmoins adaptées que pour stocker des volumes d'énergie relativement faibles et ne peuvent pas répondre à tous les besoins de modulation, notamment au-delà de la journée.

Enfin, **des réseaux électriques plus développés et interconnectés** permettent de réduire le besoin des autres types de flexibilités et doivent donc être considérés comme un levier de flexibilité à part entière : via une intégration spatiale à grande échelle, les interconnexions entre pays européens permettront d'atténuer les conséquences des variations locales et de faciliter la mutualisation des leviers de flexibilité. Le maillage du système électrique au niveau régional et international jouera ainsi un rôle primordial dans l'intégration des énergies renouvelables.

La proportion des différentes solutions de flexibilité considérées varie donc selon les scénarios : **l'approche retenue par RTE consiste à déterminer pour chaque scénario un bouquet de flexibilités sur la base d'une optimisation économique, qui permet d'identifier les leviers les plus pertinents en fonction de leurs caractéristiques, des contraintes que peuvent occasionner leur utilisation et de leurs coûts.**

Ce raisonnement économique ne constitue que l'un des déterminants de l'évaluation du bouquet de flexibilités possible. Des considérations sociétales, politiques et industrielles sont en effet de nature à influer sur le développement de certains moyens de flexibilité, notamment les flexibilités de la demande *(voir section 7.3)*, des interconnexions *(voir section 7.2)* et des nouvelles capacités hydrauliques flexibles (STEP et Lac).

Figure 7.9 Liste des flexibililtés et de leurs échelles temporelles



7.2 Développer les interconnexions : une option prioritaire pour atteindre la neutralité carbone au moindre coût

7.2.1 Sur le plan économique : les études plaident pour un renforcement important de la capacité d'échange entre pays européens

7.2.1.1 Le foisonnement de la consommation et de la production renouvelable variable est important à l'échelle européenne et réduit de l'ordre de 15 % la pointe de consommation résiduelle

Les interconnexions constituent aujourd'hui un facteur de mutualisation et d'optimisation des moyens de production à l'échelle européenne.

Les profils de consommation dans les différents pays européens sont différents et ils ne présentent pas la même sensibilité aux différents aléas. Par exemple, les besoins d'éclairage nocturne ne sont pas les même au nord et au sud de l'Europe, et les habitudes de vie, les décalages horaires et les spécificités nationales conduisent à des profils de consommation présentant aujourd'hui des différences. Cet effet se traduit en particulier sur les pointes de consommation dans les différents pays qui n'apparaissent pas au même moment. Ainsi, les pointes de consommation en Italie surviennent en été en milieu d'après-midi, celles des pays scandinaves en hiver en matinée tandis que celles de la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas se situent en hiver en soirée. Sur l'année 2018, au périmètre européen de l'ENTSOE, la pointe de consommation réalisée s'est avérée inférieure de près de 30 GW à la somme des pointes nationales (soit de l'ordre de 5 % de la pointe)[9].

À long terme, les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone en Europe impliquent une forte croissance de la part des énergies renouvelables variables. Dans ce cadre, il est important d'examiner la corrélation entre les profils de production renouvelables selon les pays.

L'hydraulique présente des profils de production différents et complémentaires selon les pays, avec notamment un fonctionnement différent entre la Scandinavie et les Alpes.

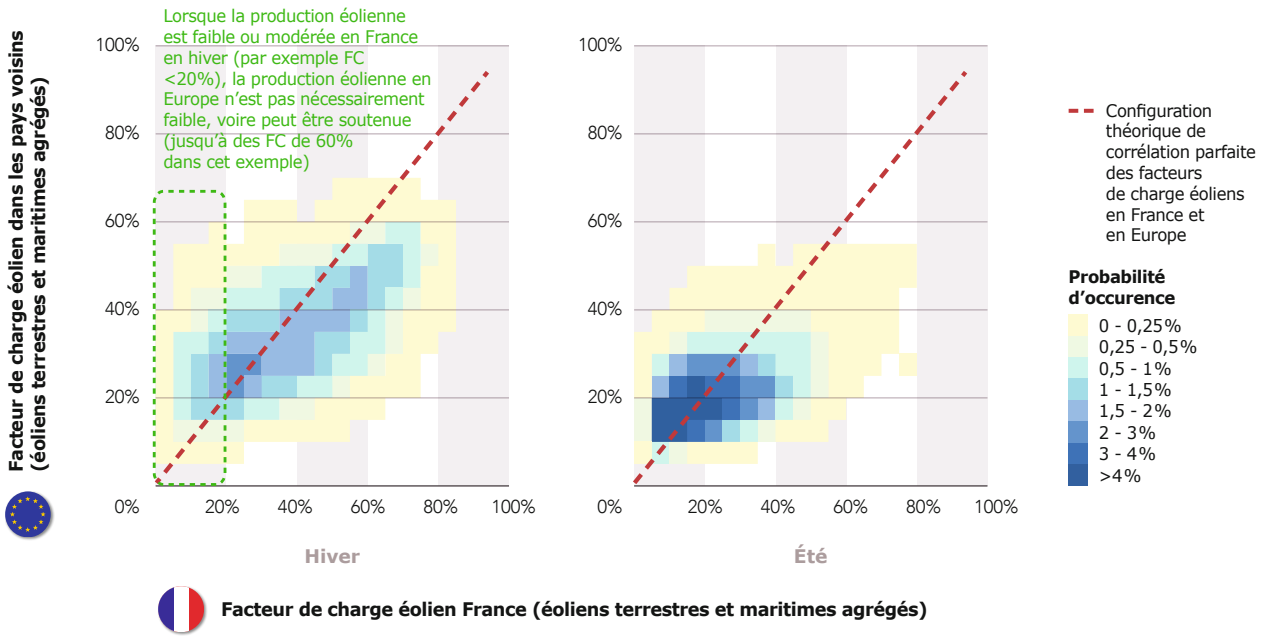
Sur le photovoltaïque, le cycle jour/nuit de la production est évidemment commun à tous les pays européens. Un très léger degré de foisonnement existe, lié à la variabilité de l'ensoleillement selon les zones mais aussi au décalage des heures de production entre les pays les plus à l'est et ceux les plus à l'ouest et à l'amplitude journalière de l'ensoleillement entre les pays du nord et les pays du sud.

Le sujet qui suscite le plus d'interrogations concerne le comportement des parcs éoliens à travers l'Europe en fonction des situations météorologiques. Les différents pays sont soumis à des régimes de vents différents et leurs productions ne sont qu'en partie corrélées. Il existe un certain degré de foisonnement entre les aléas de production éolienne, et un bénéfice à mutualiser en Europe les moyens pour gérer les situations de vents faibles.

L'inquiétude relayée dans le débat public porte de manière plus précise sur la possible concomitance de situations de très faible production éolienne dans les différents pays européens lors de situations froides sur une partie du continent, notamment en cas de blocage anticyclonique sur une partie importante de l'Europe. Des analyses statistiques précises ont été menées sur le sujet : elles montrent que ces situations existent mais avec une probabilité très faible et sont principalement situées en hiver. **Ainsi, les périodes en hiver pendant lesquelles le facteur de charge**

9. Source : Factsheet ENTSOE 2018

Figure 7.10 Probabilité d'occurrence sur les facteurs de charge de l'éolien en France et dans les pays voisins



éolien (terrestre et en mer) en France est inférieur à 10 % représentent 6 % du temps en hiver. Mais les périodes où ce facteur est inférieur à 10 % sur la France et ses premiers voisins ne représentent que 0,3 % du temps.

En intégrant ces différents effets sur les profils de production et de consommation à l'horizon 2050, la consommation résiduelle (production diminuée des productions renouvelables fatales) européenne est bien plus lissée que la consommation résiduelle française. Sur le scénario M23 en 2050. **La pointe à une chance sur dix de consommation résiduelle sur le périmètre de la France et ses voisins directs est ainsi plus faible de plus de 15 % que la somme de celles de chacun de ces pays.**

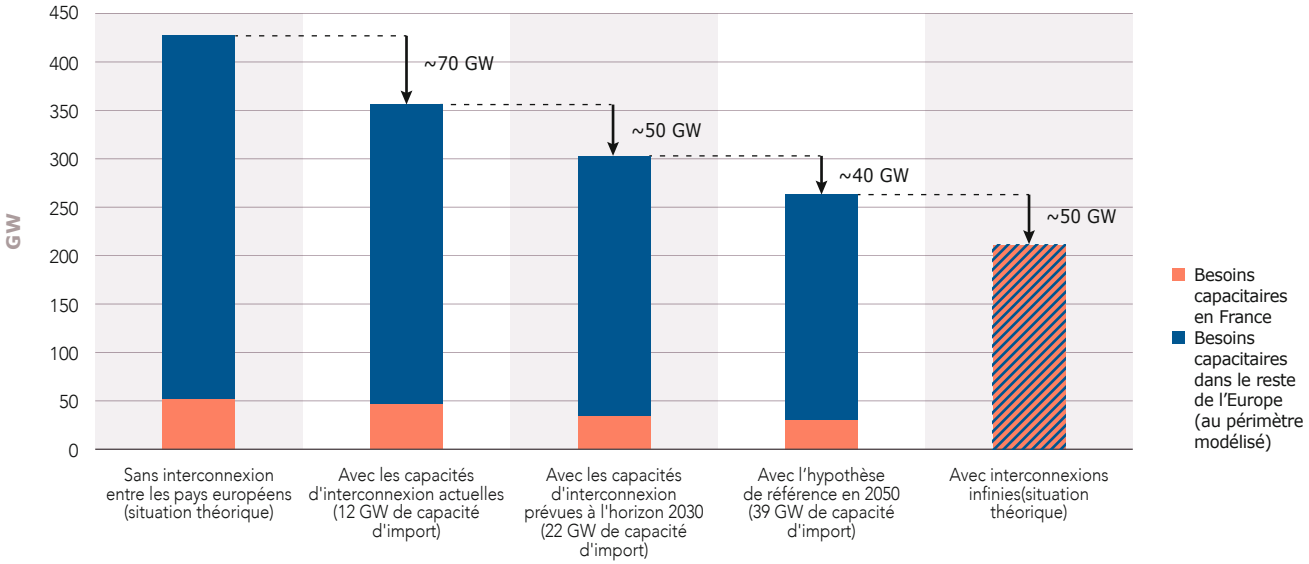
7.2.1.2 Le développement d'interconnexions permet à la fois d'éviter la construction de moyens de production et/ou le développement de nouvelles flexibilités et limite leur sollicitation pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Le développement des interconnexions permet de tirer le meilleur parti du foisonnement de la consommation et de la production renouvelable à l'échelle européenne. Il rend donc possible une mutualisation des moyens de flexibilité (batteries, centrales thermiques décarbonées…), avec un effet baissier sur les capacités à déployer dans chaque pays pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Europe.

Les résultats des simulations de l'équilibre offre-demande européen montrent que les capacités d'interconnexion déjà existantes permettent de réduire de l'ordre de 70 GW[10] les capacités à

10. Cette puissance est évaluée en capacité parfaite équivalente, c'est-à-dire la puissance de capacités sans contraintes de disponibilité ni de contraintes de stock.

Figure 7.11 Besoins de capacités à l'échelle européenne pour assurer la sécurité d'approvisionnement selon différentes configurations de développement des interconnexions (besoins capacitaires exprimés en puissance «parfaite nécessaire» supplémentaire, par rapport aux capacités de production prévues et leviers de flexibilité déjà existants)



déployer dans les différents pays, par rapport à une situation théorique sans aucune capacité d'échange entre les pays.

Par rapport au niveau d'interconnexion actuel, **le développement des interconnexions envisagé dans les scénarios à l'horizon 2050 permet d'aller plus loin dans la mutualisation des moyens de flexibilité et conduit à une réduction supplémentaire de l'ordre de 90 GW du besoin total européen de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, dans le scénario M23.** Sur ces 90 GW, une réduction du besoin de 50 GW est accessible grâce aux interconnexions prévues à l'horizon 2030.

Un développement accru des interconnexions au-delà des trajectoires considérées dans l'étude serait de nature à réduire encore le besoin de flexibilité, mais de manière moins importante. Ainsi, le cas théorique d'une Europe parfaitement interconnectée («plaque de cuivre») conduirait à diminuer encore le besoin de flexibilité d'environ 50 GW supplémentaires.

De telles configurations soulèvent néanmoins des questions économiques, industrielles et politiques qui sont particulièrement significatives.

7.2.1.3 Un développement des interconnexions de l'ordre de 45 GW de capacités d'échange entre la France et ses voisins trouve une justification économique dans tous les scénarios étudiés

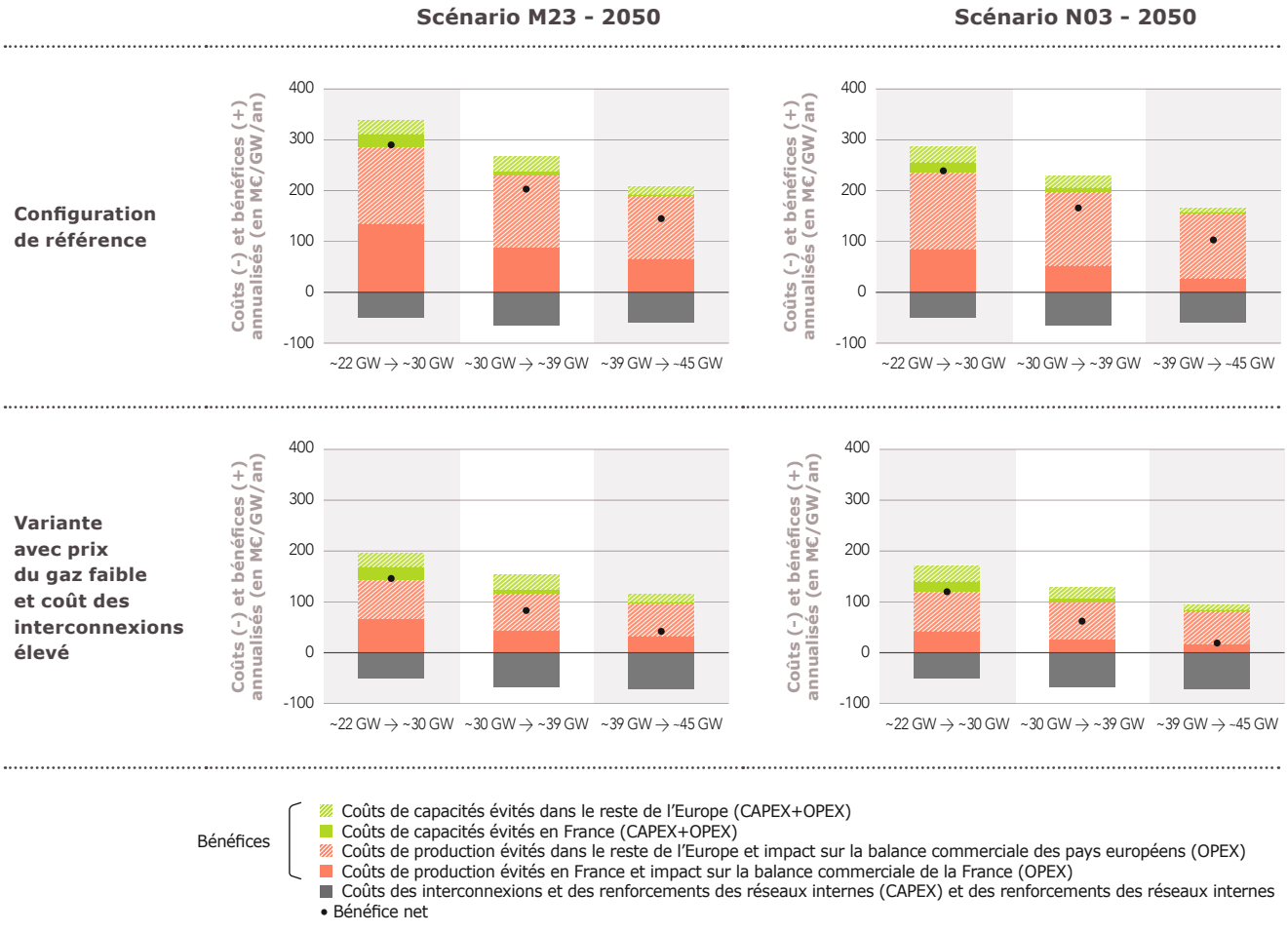
Dans une approche d'optimisation économique, le niveau de développement des interconnexions doit être en premier lieu déterminé par la comparaison entre les coûts des projets d'interconnexions et les gains apportés au fonctionnement du système électrique européen. C'est ainsi qu'est aujourd'hui organisé le système d'autorisation des nouveaux projets de capacités d'interconnexion,

qui doivent faire l'objet d'une justification économique auprès des instances européennes et des autorités de régulation afin d'assurer leur intérêt pour la collectivité.

Les gains pour le système électrique résultent à la fois de la réduction des capacités de production flexibles à développer mise en évidence dans les paragraphes précédents, mais également d'une meilleure optimisation de l'utilisation des différents moyens du mix électrique via la sollicitation des capacités de production et de flexibilité les moins coûteuses à l'échelle continentale. Concrètement, cela signifie que les interconnexions permettent d'utiliser à un instant donné les excédents de production renouvelable ou nucléaire d'un pays pour éviter de démarrer dans d'autres pays des moyens thermiques, dont le coût variable de production est élevé.

Cette optimisation de l'équilibre offre-demande s'opère aujourd'hui via les marchés de l'électricité. Elle joue un rôle important à long terme dans la mesure où elle contribue à réduire la sollicitation de moyens thermiques dont les coûts variables de production sont importants (centrales à au biométhane ou à hydrogène) et à favoriser la production renouvelable ou nucléaire à faible coût variable.

Figure 7.12 Coûts et bénéfices pour le système électrique lié au développement des interconnexions dans les scénarios M23 et N03 à l'horizon 2050, selon les hypothèses sur les prix du gaz, les coûts des interconnexions et le niveau de développement des interconnexions



En intégrant l'ensemble de ces gains et en les mettant en regard des projections de coût d'investissement dans les interconnexions, **les analyses montrent qu'une capacité d'import de l'ordre de 45 GW entre la France et les pays voisins à l'horizon 2050 serait justifiée sur le plan économique** dans tous les scénarios étudiés (aujourd'hui la France peut importer 12 GW et il est prévu qu'elle puisse en importer 22 GW en 2030). Cette capacité demeure justifiée en considérant différents prix des gaz (qui conditionnent la valeur économique des échanges) et dans toutes les configurations étudiées sur l'évolution des mix électriques des pays voisins.

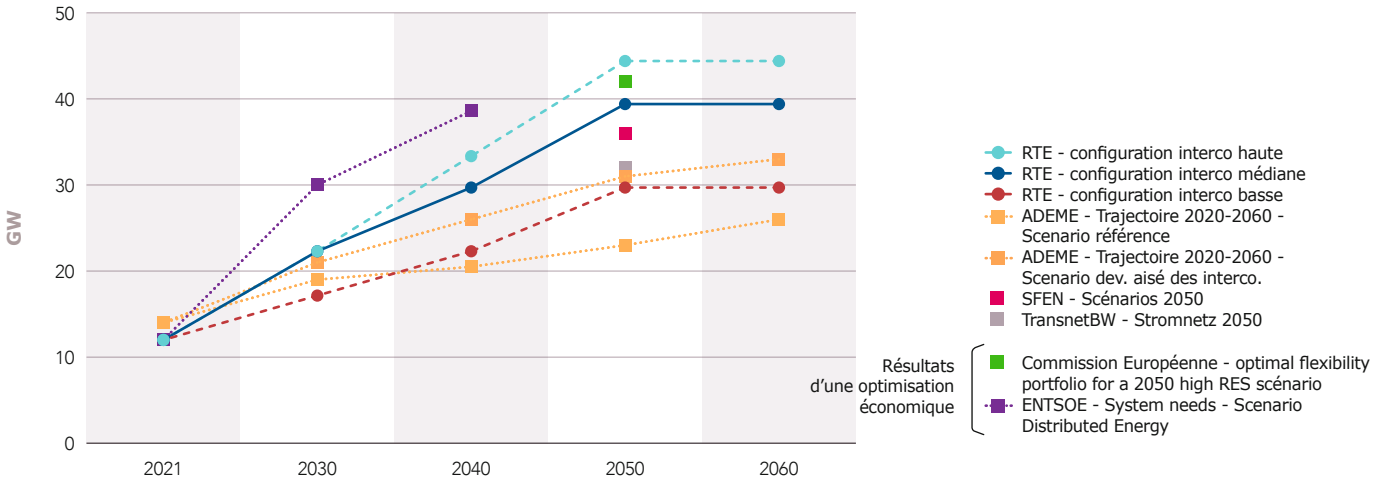
Cette justification économique au périmètre européen est également valable au niveau de la France dans toutes les configurations. Ceci signifie que le développement des interconnexions ne trouve pas uniquement sa justification dans les échanges traversant le pays et que les bénéfices au périmètre de la France[11] permettent de couvrir au moins l'intégralité des coûts de renforcement du réseau interne en France et plus de 50 % des coûts des projets (qui seront partagés entre les gestionnaires de réseau). Ce résultat est valable dans toutes les configurations jusqu'à une capacité de 39 GW d'imports. Il reste vrai jusqu'à 45 GW dans tous les scénarios et toutes les configurations, sauf dans les scénarios N conjugués avec des hypothèses basses de prix du gaz, défavorables à la rentabilité des interconnexions (mais la rentabilité au niveau européen reste assurée).

Cette analyse comporte par ailleurs des principes de prudence sur le plan méthodologique : elle intègre d'une part un principe d'augmentation du coût des projets de nouvelles lignes (HVDC souterraines ou en mer par exemple) par rapport aux interconnexions historiques, d'autre part une quote-part correspondant au renforcement des réseaux nationaux pour permettre d'augmenter les transits entre pays. Elle prend également en compte le fait que les bénéfices marginaux pour le système électrique européen diminuent au fur et à mesure du renforcement de la capacité d'échange. Elle suppose en revanche une adhésion continue aux principes de la construction européenne, un respect systématique du droit communautaire de la part des États concernés, ainsi qu'une adaptation des réseaux internes des pays européens.

Ces résultats sont par ailleurs cohérents avec les études existantes à l'échelle européenne ayant analysé l'intérêt économique des interconnexions à long terme[12]. Des résultats similaires sur l'intérêt de développer fortement les interconnexions dans des mix à forte pénétration de production renouvelable existent également dans d'autres régions du monde[13].

11. Les bénéfices pour la collectivité française prennent en compte (i) les coûts d'investissement évités dans des capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement (CCG/TAC, batteries), (ii) l'impact sur les coûts variables de production (thermique décarboné et nucléaire) en France et (iii) l'impact sur la balance commerciale des échanges d'électricité. Il s'agit de la réduction des coûts du système électrique, selon la méthodologie décrite au chapitre 11.
12. *Cf.* le rapport d'ENTSO-E « System needs » élaboré dans le cadre du plan décennal européen (TYNDP) 2020 et l'étude de la Commission européenne « Optimal flexibility portfolios for a high-RES 2050 scenario »
13. *Cf.* Étude du NREL menée sur l'Amérique du Nord : North American Renewable Integration Study Highlights Opportunities for a Coordinated, Continental Low-Carbon Grid .

Figure 7.13 Capacités d'imports dans différentes études et comparaison avec les trajectoires retenues par RTE



7.2.2 Sur le plan politique : un débat légitime sur le degré d'interdépendance souhaité entre les pays européens

7.2.2.1 Le développement des interconnexions conduit à un accroissement des interdépendances pour la sécurité d'approvisionnement en électricité

Au-delà des bénéfices technico-économiques résultant de la réduction des besoins de capacité et de l'optimisation de l'équilibre offre-demande, un développement volontariste des interconnexions à long terme induit un accroissement de la dépendance du système électrique français aux imports.

Cette dépendance est déjà une réalité. Depuis 2011, l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement définie dans le Code de l'énergie intègre la prise en compte de la contribution des pays voisins dans les modélisations de l'équilibre offre-demande. Ce principe s'appuie sur la volonté de ne pas surdimensionner le parc de production électrique en France et d'éviter d'envoyer des signaux inutilement alarmistes lors des situations où la France peut assurer la sécurité d'approvisionnement grâce aux imports.

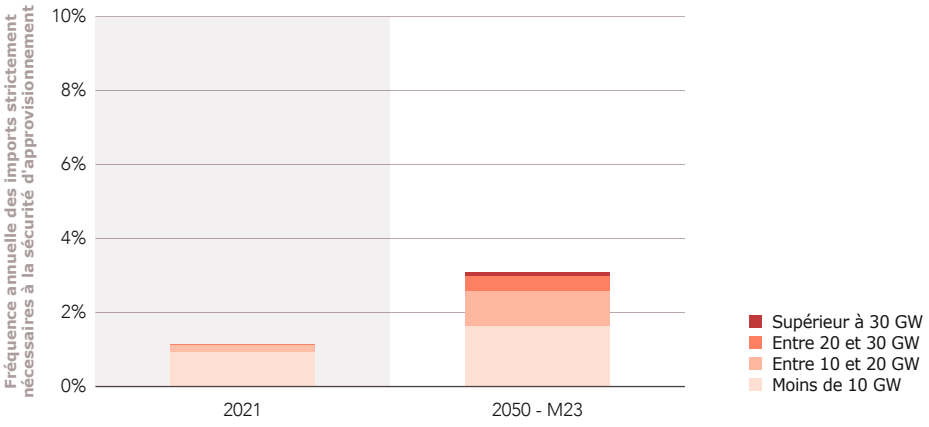
Cette interdépendance est néanmoins extrêmement limitée en volume (environ 1% du temps aujourd'hui, pour 0,1% de l'électricité consommée en France). À long terme, une plus grande mutualisation des leviers de flexibilité grâce au développement des interconnexions conduit à l'accroître, pour atteindre de l'ordre de 5% du temps dans les cas de base des différents scénarios et de l'ordre de 1% de volume d'électricité.

Dans les scénarios de neutralité carbone, cette situation de dépendance de la France aux pays voisins est par ailleurs réciproque et signifie une maîtrise partagée au niveau européen du pilotage du système et de la sécurité d'approvisionnement.

Cette interdépendance soulève différentes problématiques :

- sur le plan technique d'une part, avec la nécessité de mettre en place des modes d'exploitation coordonnés avec les opérateurs des pays voisins ;
- sur le plan politique d'autre part, avec une question sur l'acceptabilité et sur les leviers de maîtrise de ce niveau de dépendance *(voir ci-après)*.

Figure 7.14 Fréquence des situations où les imports sont strictement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France, avec le dimensionnement du système électrique pour atteindre le même niveau de sécurité d'approvisionnement que le critère actuel



7.2.2.2 L'approvisionnement énergétique de la France en 2050 est considérablement moins dépendant de l'étranger qu'aujourd'hui, mais avec des interdépendances de natures différentes

L'augmentation de la dépendance aux interconnexions pour la sécurité d'approvisionnement électrique doit être mise en regard de l'évolution de l'autonomie énergétique globale permise dans les scénarios de neutralité carbone. De manière générale, **les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » s'inscrivent dans une stratégie énergétique globale de très forte réduction de la dépendance énergétique de la France, à la fois sur le plan quantitatif et qualitatif.**

Pris dans son ensemble, le mix énergétique français repose aujourd'hui majoritairement sur les énergies fossiles, qui composent plus de 60 % de la consommation d'énergie finale du pays[17]. Ces énergies ne sont pas extraites en France mais importées depuis le Moyen-Orient, l'Afrique du nord, la Russie et des pays européens (Norvège et Pays-Bas). Malgré l'augmentation limitée de la dépendance du système électrique, **la décarbonation de l'économie et la sortie des énergies fossiles conduisent donc à réduire fortement la dépendance de la France au reste du monde pour l'approvisionnement énergétique à l'horizon 2050.**

Dans un système neutre en carbone reposant en plus grande partie sur l'électricité, l'enjeu de la dépendance entre pays doit donc s'appréhender de manière différente.

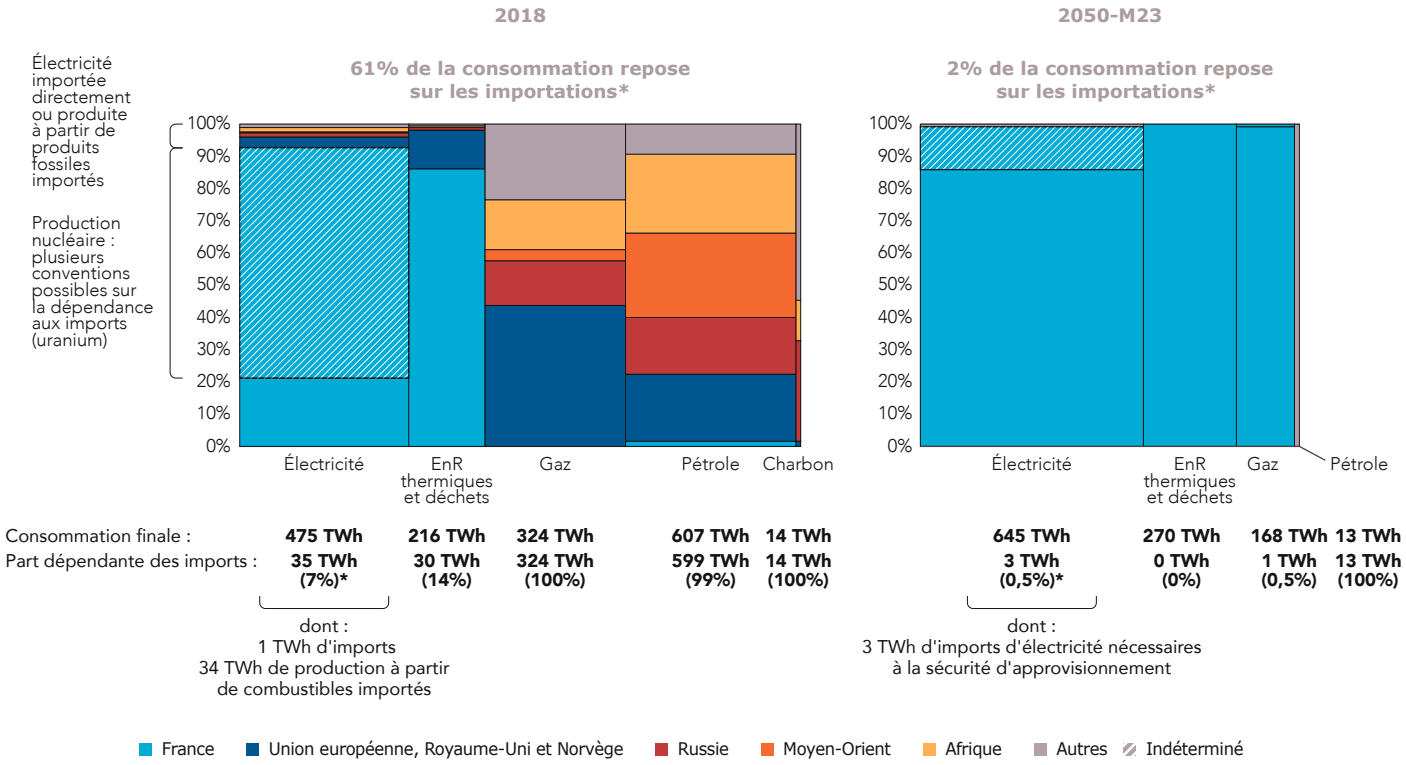
La situation énergétique générale de la France qui s'est structurée au cours du XX^{e} siècle repose sur une organisation mondiale des flux d'énergie des pays producteurs d'hydrocarbures aux pays consommateurs. Ce système repose sur des contrats de long terme, des garanties de livraison et des possibilités de stockage significatives (via les stocks stratégiques en particulier) permettant d'anticiper de potentielles crises sur l'approvisionnement énergétique.

Dans une France neutre en carbone dont l'électricité est la principale source d'énergie, la dépendance aux pays exportateurs de pétrole ou de gaz disparaît. En contrepartie, le système électrique possède une dimension européenne et un certain niveau de «codépendance» entre pays européens proches. Dans les scénarios des «Futurs énergétiques 2050», la France demeure légèrement exportatrice d'électricité et a recours à des imports pour des durées et volumes plus élevés qu'aujourd'hui mais qui restent limités. Le fonctionnement d'un tel système électrique obéit indéniablement à une réalité plus européenne. Il implique *a minima* un système de marché visant à optimiser l'allocation des ressources à l'échelle du continent et une coordination technique renforcée. L'approvisionnement en électricité dépend des conditions sur l'équilibre offre-demande des pays voisins et notamment des conditions météorologiques vécues.

Cette absence de «garantie physique», comparée aux relations commerciales de long terme et aux capacités de stockage intrinsèques aux énergies fossiles, a suscité dans le cadre de la concertation un débat sur la «dépendance» engendrée par les scénarios d'électrification. Les éléments présentés ci-dessus permettent de quantifier cet effet, qui doit intégrer à la perspective plus large d'une quasi autosuffisance énergétique de la France dans la SNBC, ce qui constituerait sur le plan géostratégique une évolution considérable par rapport à aujourd'hui[14].

14. Ce taux de 60 % est calculé sur l'énergie finale (sauf pour l'électricité, qui intègre les consommations du secteur de l'énergie : pertes, production d'hydrogène, raffineries…) et est plus important que le taux officiel de 45%, publié par le SDES, qui est calculé sur l'énergie primaire et considère un facteur de conversion entre énergie finale et énergie primaire sur la production nucléaire (1 TWh d'énergie finale d'origine nucléaire compte pour 2,5 TWh d'énergie primaire), qui conduit à donner un poids important à la production nucléaire, supposée ne pas dépendre des importations.
L'évaluation de l'origine géographique de la consommation d'énergie consommée en la France repose sur les hypothèses et conventions suivantes :
- Pour les autres énergies que l'électricité, les exportations sont défalquées des importations pour n'afficher que les importations servant à couvrir les besoins de la France. Pour n'afficher que les importations nettes, une règle de prorata entre les origines géographiques est appliquée.
- La consommation d'électricité est comptabilisée en consommation totale.
- Pour l'électricité, l'évaluation de la consommation d'énergie reposant sur des imports correspond à la somme de (i) l'électricité produite par des centrales fonctionnant au combustible importé et (ii) l'électricité importée, dans les moments où ces imports étaient strictement nécessaires.
L'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée comme provenant de France, même si l'uranium est importé, car les coûts d'approvisionnement en uranium ne représentent qu'une très faible part des coûts de production d'électricité. C'est la convention retenue par le ministère de la Transition écologique. Cette convention a un effet important sur l'évaluation de la dépendance aux imports. Si l'énergie nucléaire était considérée comme reposant sur les imports, la part de l'énergie totale importée sur l'énergie totale consommée serait de 82 %, contre 61 % avec la convention adoptée.

Figure 7.15 Répartition de la consommation d'énergie totale d'électricité et de la consommation finale pour les autres énergies de la France en fonction de l'origine géographique, tous vecteurs énergétiques confondus[17]



* La convention de référence sur le nucléaire consiste à considérer que la production nucléaire n'est pas dépendante de façon critique des imports d'uranium

7.2.3 Une hypothèse de référence pour l'étude des scénarios : un développement des interconnexions en deçà de l'optimum économique pour tenir compte des incertitudes industrielles et politiques

Même si elle trouve une justification sur le plan économique, une trajectoire d'accélération forte du développement des interconnexions présente de nombreuses incertitudes : capacité à déployer les projets, augmentation de l'interdépendance des pays, acceptation politique et sociétale, etc.

Les retours des participants à la concertation ont fait émerger un point d'attention spécifique sur le réalisme d'un scénario reposant sur une capacité d'interconnexion très importante. Plusieurs acteurs ont ainsi proposé de limiter leur développement à un niveau inférieur à l'optimum économique pour éviter de reporter de manière trop importante le développement de la flexibilité à l'extérieur de la France, de créer une situation de dépendance trop forte ou encore de projeter un rythme de développement des interconnexions trop rapide.

Dans ce contexte, une hypothèse prudente de 39 GW de capacité d'import pour l'horizon 2050 (contre environ 12 GW aujourd'hui et 22 GW prévus pour 2030) a été retenue comme référence dans les scénarios étudiés. Ce niveau, bien qu'en augmentation par rapport à aujourd'hui, demeure inférieur à celui de 45 GW qui ressort de l'analyse économique dans toutes les configurations étudiées. L'hypothèse centrale considérée de 39 GW se situe dans le faisceau des études externes et en dessous des études ayant défini le niveau d'interconnexion sur la base d'une optimisation économique.

Le rythme de développement sous-jacent nécessaire est de l'ordre de 0,9 GW par an sur les trente prochaines années. Il est cohérent avec le plan de développement présenté par RTE dans le schéma décennal de développement du réseau publié en 2019, qui prévoit un rythme de développement des interconnexions d'environ 1 GW par an pour les quinze prochaines années.

Cette hypothèse est commune à tous les scénarios et des variantes sont testées pour apprécier les implications techniques et économiques associées au niveau de développement des interconnexions.

Figure 7.16 Hypothèse d'évolution des capacités d'import, dans la configuration de référence

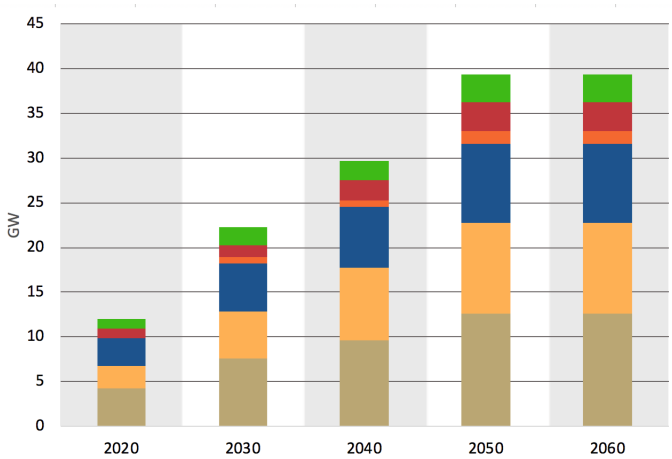
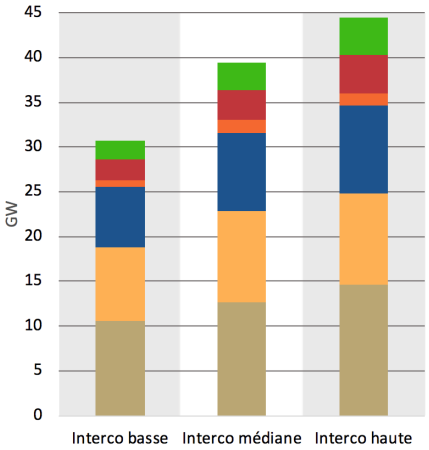
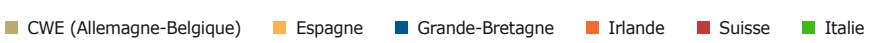


Figure 7.17 Capacités d'import en 2050, dans les différentes configurations testées





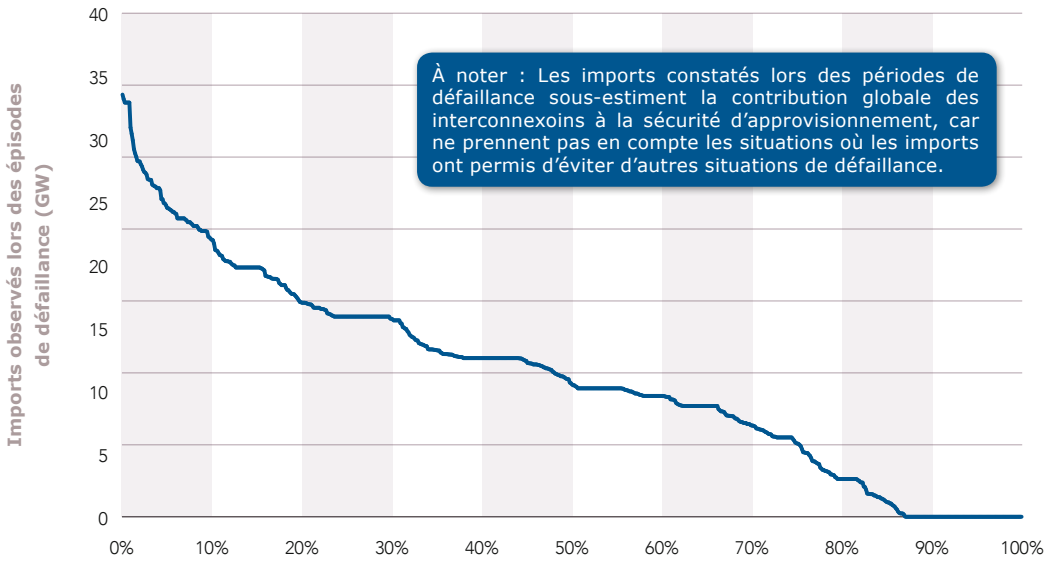
7.2.4 Des interconnexions qui contribuent largement à la sécurité d'approvisionnement de la France de façon statistique

La contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement en France va fortement augmenter dans les prochaines décennies, passant d'environ 10 GW aujourd'hui à un niveau de 20 à 25 GW dans les différents scénarios à l'horizon 2050. L'augmentation de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France est cependant plus faible que l'augmentation des capacités d'interconnexions, la contribution passant de l'ordre de 80 % à 60 % de la capacité d'import à horizon 2050, du fait notamment des évolutions du mix de production dans les pays voisins, qui disposeront de moins de capacités commandables.

Ce volume est évalué non pas sur la taille des interconnexions, mais sur leur potentiel d'utilisation en tenant compte de la production et de la consommation projetée dans tous les pays européens (dont les hypothèses ont été présentées au chapitre 6). Une dégradation de la sécurité d'approvisionnement en Europe, avec une espérance de durée de défaillance de l'ordre de 3,9 heures/an dans les principaux pays (configuration «C»), contre 1,4 heures/an dans la configuration de référence (configuration «A»), pourrait réduire la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France de l'ordre de 5 GW. Ainsi, le niveau de sécurité d'approvisionnement dont bénéficie la France via les interconnexions ne peut être considéré comme acquis à la hauteur du potentiel technique.

La contribution des interconnexions est de nature statistique et doit être comprise comme la réduction du besoin en capacité en France pour maintenir un même niveau de sécurité d'approvisionnement. Elle ne constitue pas une garantie systématique de disponibilité des imports dans les situations de tension. En pratique, les puissances disponibles pour des imports dans les situations de tension peuvent être très variables. À titre d'exemple, dans le scénario M23 en 2050, les imports français sont parfois inférieurs à la contribution statistique, mais sont aussi supérieurs dans d'autres configurations.

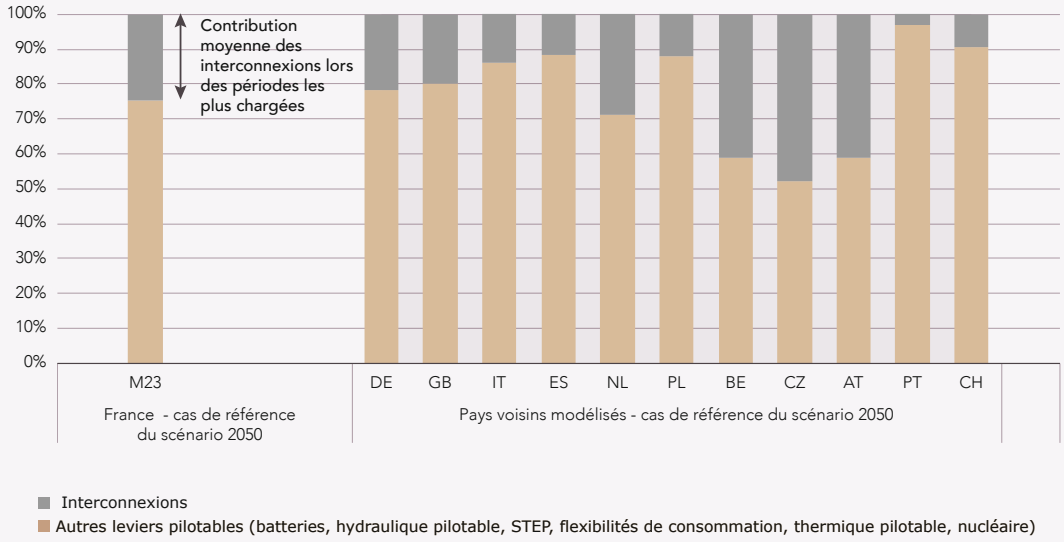
Figure 7.18 Monotone d'imports observés lors des épisodes de défaillance dans le scénario M23 en 2050



Dans les scénarios des Futurs énergétiques 2050, la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement des pays voisins est analogue pour tous les pays de taille importante

Le niveau de contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France ne constitue pas une spécificité de la construction des bouquets de flexibilités des scénarios en France. L'analyse du rôle des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de chacun des pays montre que tous les pays dont le système électrique est de taille comparable à la France s'appuient de façon analogue sur les interconnexions pour assurer la sécurité d'approvisionnement, avec un effet légèrement abaissé pour les pays géographiquement plus excentrés (notamment l'Espagne). Par contre, les pays dont les systèmes électriques sont plus petits et qui sont géographiquement centraux bénéficient plus des interconnexions par rapport à la taille de leur système électrique.

Figure 7.19 Contribution moyenne statistique des interconnexions et des autres leviers pilotables (batteries, hydraulique pilotable, STEP, flexibilités de consommation, thermique pilotable, nucléaire) calculées sur les quatre heures de plus forte demande résiduelle, pour les principaux pays européens, dans le scénario M23 en 2050



7.2.5 Un rôle des interconnexions qui évolue

La France est aujourd'hui un pays structurellement exportateur d'électricité vers les pays voisins, avec un solde net ayant évolué entre 40 et 60 TWh au cours des dernières années. Les interconnexions ont donc été ces dernières décennies principalement utilisées pour exporter l'électricité produite en France. Cette situation découlait de différentiels structurels sur les coûts de production de l'électricité, liés à des choix différents de combustibles, et conduisait souvent à saturer la capacité d'interconnexion sur certaines frontières. Sur la décennie 2000-2009, la France était exportatrice nette d'électricité près de 95 % du temps et près de 90 % du temps sur la décennie 2010-2019.

Depuis 2010 et les débuts de la transition énergétique en Europe, les flux sur les interconnexions deviennent de plus en plus variables, et peuvent changent de sens au sein même d'une journée.

Dans tous les scénarios à l'horizon 2050, la variabilité des flux augmente significativement, ce qui découle directement de la variabilité des productions renouvelables dans chaque pays.

Cette variabilité se matérialise d'une part par le profil journalier moyen d'utilisation des interconnexions, avec des flux du sud vers le nord pendant les périodes de production photovoltaïque et des flux du nord vers le sud en dehors de ces périodes. D'autre part, l'amplitude du solde horaire d'import/export augmente. Dans le scénario M23 en 2050, l'amplitude de l'intervalle dans lequel se situent 90 % des situations d'import/export est de 46 GW, contre seulement 15 GW actuellement.

Le recours aux imports (en position nette) devient moins rare : dans tous les scénarios, bien que le solde exportateur de la France reste positif, la France devient plus fréquemment importatrice, de l'ordre de 45 %[159] du temps dans le scénario M23 en 2050, contre de l'ordre de 10 % ces dernières années.

Les capacités d'interconnexions entre la France et les pays voisins jouent donc un rôle croissant pour accueillir des flux transeuropéens, ce qui entraînera des répercussions sur le dimensionnement et la gestion du réseau de grand transport national *(voir chapitre 10)*.

15. Il convient de préciser que parmi les situations où la France importe, seulement une petite partie correspond à des situations où ces imports sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, le reste des situations sont des configurations où la France dispose de suffisamment de moyens pour assurer la sécurité d'approvisionnement mais des productions à coût plus faibles sont disponibles (p.e. imports d'excédents de production EnR plutôt que démarrage de capacités de production thermique).

Figure 7.20 Évolution de la moyenne et des 5e et 95e centiles du solde exportateur horaire de la France

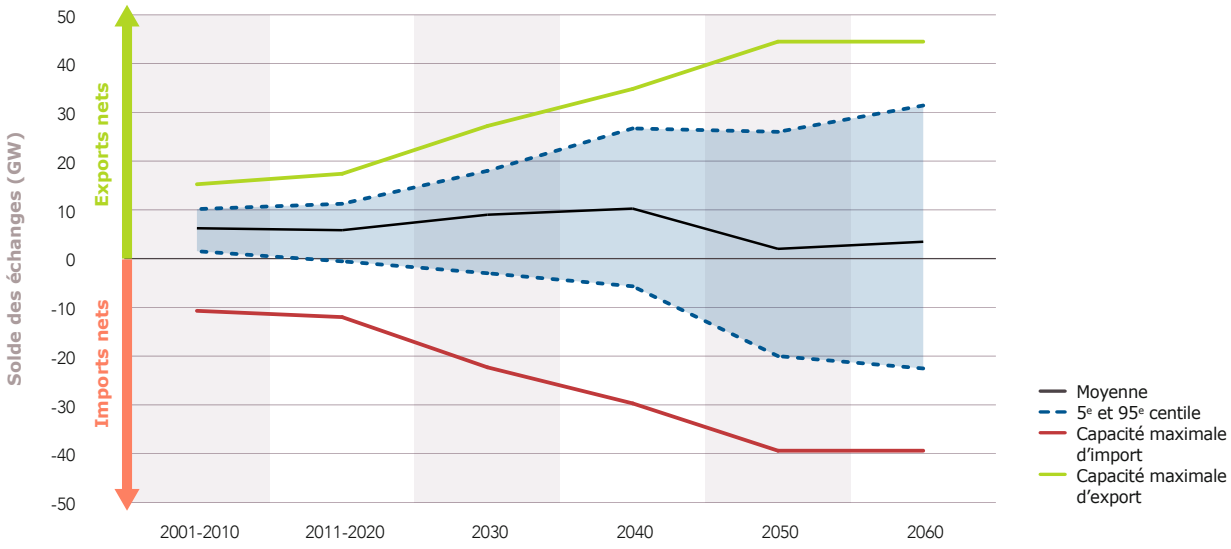
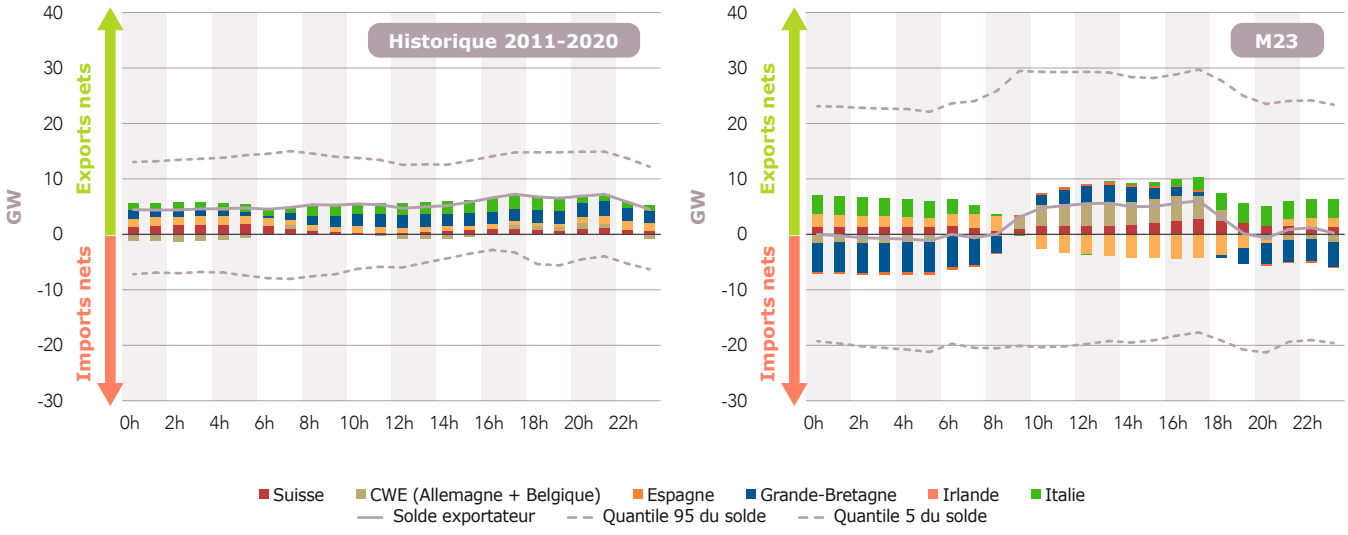


Figure 7.21 Profil horaire moyen du solde des échanges de la France par frontière, et des 5e et 95e centiles, sur l'historique 2011 à 2020 et pour le scénario M23 en 2050



7.3 La flexibilité de la demande : une option très peu coûteuse mais activable sur des durées courtes, et dont le développement ne dépend pas que de facteurs économiques

La promesse d'une « flexibilisation » de la demande électrique est un incontournable de la réflexion théorique, depuis de nombreuses années, sur l'adaptation du système électrique à l'accueil de capacités de production renouvelables en plus grandes quantités. Sous le thème des *« smart grids »*, de nombreux démonstrateurs y ont notamment été consacrés ces dernières années, avec des résultats hétérogènes. Pour autant, il existe aujourd'hui un écosystème d'agrégateurs, de développeurs et d'acteurs des filières du bâtiment ou des matériels connectés qui proposent de nouvelles solutions visant à « embarquer » la flexibilité dans les appareils de demain.

En ce sens, accroître la flexibilité de la demande demeure une option très importante dans un scénario reposant largement sur les énergies renouvelables. En permettant d'adapter en partie la demande à la production disponible, qui dépendra elle-même de plus en plus des conditions météorologiques, la flexibilité de la demande apparaît comme un levier pour limiter la construction de moyens de production ou de stockage. Cette flexibilité permet également de placer la demande à des instants favorables pour le système électrique et éviter ainsi la perte de productible décarboné à faible coût variable, renouvelable ou nucléaire.

7.3.1 Une évolution des usages électriques qui favorise un développement de la flexibilité de la demande…

Le pilotage de la demande n'est ni une problématique nouvelle, ni un enjeu uniquement pour l'avenir dans un scénario de rupture : des solutions de ce type sont déjà déployées depuis longtemps en France.

Dans le secteur résidentiel, la flexibilité de la consommation est exploitée depuis les années 1970-1980 : le pilotage des chauffe-eau électriques sur signal tarifaire, avec un décalage de fonctionnement sur les heures de nuit ou méridiennes, concerne aujourd'hui environ 75 % du parc. Il s'agit d'une solution qui donne pleine satisfaction et permet d'éviter des appels de puissance sur la pointe du soir de l'ordre de 2 GW en moyenne. Sur le même segment, les effacements de consommation de type EJP/Tempo, développés à partir des années 1990, sont également des dispositifs connus de longue date. Des offres d'effacement diffus ont aussi émergé depuis une dizaine d'année sous la forme d'offres de marché, pour des volumes beaucoup plus faibles.

Dans le secteur industriel, les procédés industriels électro-intensifs représentent des gisements de flexibilité importants, qui sont déjà en partie valorisés en France. Les effacements sont réalisés dans l'industrie grâce au décalage de la production dans le temps, en exploitant l'inertie de certains procédés, ou les marges existantes dans les plans de production des industriels. Ces effacements en France représentent aujourd'hui de l'ordre de 3 GW.

En complément des efforts entrepris ces dernières années par les pouvoirs publics et RTE pour développer les flexibilités sur les usages existants au travers d'évolutions des mécanismes de marché et de la mise en place de dispositifs de soutien, des évolutions structurelles de la consommation sont à l'œuvre et offrent de nouvelles opportunités. Une partie des nouveaux usages sont en effet par essence de nature pilotables car ils ne conduisent pas à une utilisation instantanée de l'énergie ou parce qu'ils vont de paire avec le déploiement de moyens de pilotage via le numérique.

La mobilité électrique (véhicules légers et lourds, hors ferroviaire) représente en 2050 de l'ordre de 80 TWh dans le scénario de référence. **70 % à 80 %**

des recharges sont estimées comme pouvant être réalisées en temps « non contraint », laissant la possibilité de placer la recharge des véhicules sans impact sur les utilisateurs aux moments où le système électrique dispose de marges de production, voire de forts excédents de production à faible coût variable. Différentes modalités de pilotages permettant un ajustement plus ou moins dynamique aux conditions du système électrique sont possibles. La plupart peuvent se baser sur des dispositifs très simples : asservissement tarifaire, déclenchement à heure fixe ou choix par l'utilisateur de brancher son véhicule certains jours (le week-end par exemple).

Le développement de l'électrolyse représente une consommation d'électricité de 50 TWh en 2050 (et plus dans les scénarios où de l'hydrogène décarboné est utilisé pour alimenter des moyens thermiques contribuant à la sécurité d'approvisionnement). Il constitue également un levier de flexibilité sur la consommation dès lors que cet usage ne vise pas une consommation instantanée de l'énergie : **des capacités de stockage d'hydrogène permettront de faire le « tampon » entre une production par électrolyse qui dépendra des conditions du système électrique et les besoins pour usage final (industrie et mobilité lourde longue distance notamment).** Mais le niveau réel de flexibilité réelle sur le fonctionnement des électrolyseurs dépendra des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène qui seront développée au niveau européen. Des incertitudes existent à ce stade sur les capacités de stockage et la flexibilité associée au vecteur hydrogène.

L'augmentation de la consommation industrielle d'électricité, sous l'effet de l'électrification des procédés conduira aussi à une augmentation du gisement d'effacement.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, **la diffusion de solutions de pilotage fin de certains usages, comme les compteurs communicants, les solutions de domotique ou les solutions de gestion technique du bâtiment[16] constitue une opportunité indéniable.** Néanmoins, la consommation de ces secteurs sera stable ou orientée à la baisse sur certains usages modulables ou ponctuellement effaçables (chauffage et eau chaude sanitaire notamment).

16. Le décret n° 2020-887 du 20 juillet 2020, relatif au système d'automatisation et de contrôle des bâtiments non résidentiels et à la régulation automatique de la chaleur, prévoit l'obligation à l'horizon 2025 que tous les bâtiments tertiaires dont la puissance de chauffage et climatisation est supérieure à 290 kW soient équipés de solutions de gestion technique des bâtiments, avec un système de management de l'énergie.

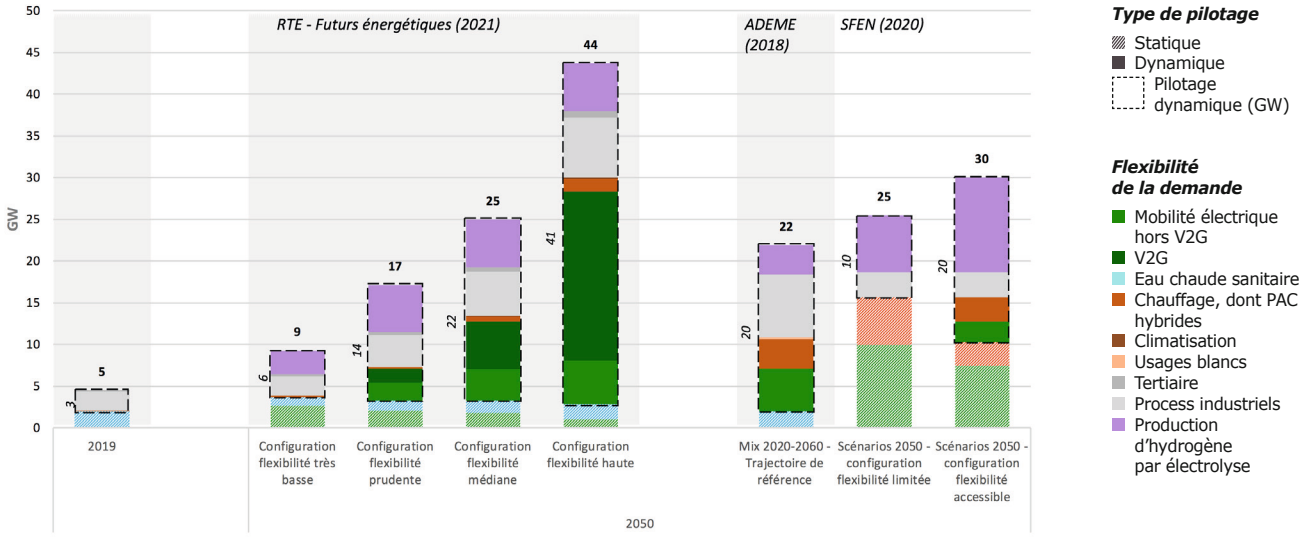
7.3.2 … mais des interrogations sur l'acceptabilité et la volonté de certains consommateurs de s'engager dans ce type de démarche

Pour les consommateurs concernés par le pilotage de la demande, le facteur économique est supposé jouer un rôle important : de la même façon que la recharge automatique des chauffe-eaux permettait de disposer de tarifs plus bas, le pilotage de la recharge des véhicules électriques est susceptible d'offrir aux consommateurs des leviers de maîtrise de leur facture énergétique. RTE a montré dans son rapport sur la mobilité électrique de mai 2019 que ces gains pouvaient être importants à l'échelle d'un ménage.

Le facteur économique est cependant loin d'être le seul à entrer en jeu, notamment dans le secteur du grand public : l'enjeu sur le confort perçu et la représentation symbolique par rapport aux modes de vie, la simplicité des solutions proposées, l'accompagnement des opérateurs et des pouvoirs publics et la confiance dans les éventuels intermédiaires (opérateurs d'effacements, fournisseurs, etc.) jouent également un rôle. Les retours d'expérience sur les dispositifs existants, comme les tarifs à effacement dans les années 1990, ont déjà souligné que leur adoption répondait à des segmentations sociologiques très marquées. La communication sur l'utilité et la simplicité de la mise en œuvre (programmation automatique) seront donc des facteurs clés pour l'adoption de ce type de comportement.

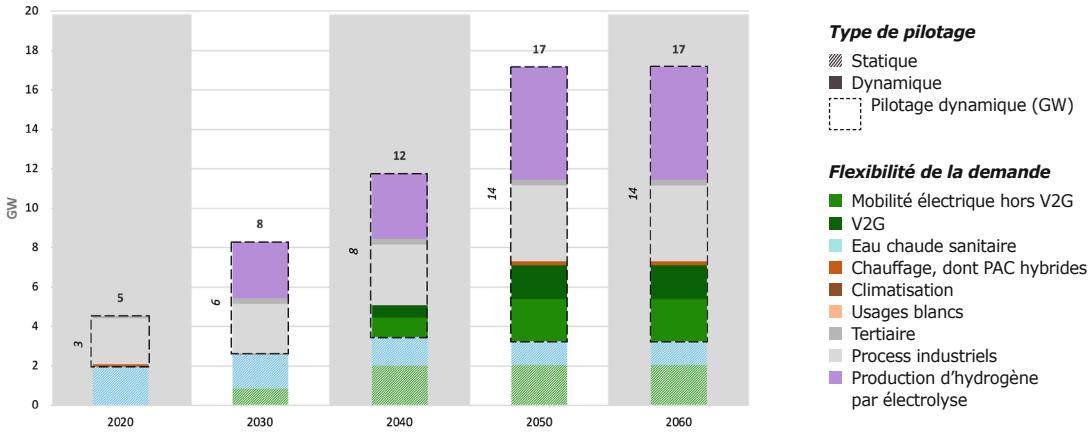
Dans les différents scénarios publics existants, les gisements de flexibilité de la consommation reposent sur des hypothèses fortement contrastées en termes de puissances mobilisables sur les différents usages et de contraintes associées à l'activation de ces flexibilités et aussi le caractère

Figure 7.22 Puissances moyennes effaçables de la demande d'électricité et nature du pilotage (statique ou dynamique) à l'horizon 2050 dans les différentes configurations considérées et dans les études externes[17]



17. La puissance moyenne effaçable correspond à la baisse de consommation disponible en moyenne sur l'année grâce à la flexibilisation des usages, par rapport à une consommation «naturelle» (i.e. une consommation qui serait celle si les consommateurs n'avaient aucun intérêt à flexibiliser leurs usages). Pour les études externes, les valeurs affichées sont estimées par RTE pour se ramener à la même définition (et peuvent différer des valeurs affichées dans les études, qui utilisent parfois d'autres règles de comptabilisation).

Figure 7.23 Évolution de la puissance moyenne effaçable de la demande d'électricité dans la configuration «flexibilité prudente» sur la demande d'électricité, de 2020 à 2060



dynamique[18] ou non de la mobilisation de certains leviers de flexibilité. Selon les sources considérées, le gisement total se situe entre 22 et 30 GW[19], mais ces chiffres, relativement proches, masquent des différences fortes sur les modalités de pilotage et les contraintes associées.

Dans la présente étude, compte-tenu des incertitudes sur le gisement de flexibilité, plusieurs configurations contrastées ont été considérées et testées :

- une configuration «sans aucune flexibilité de consommation», qui ne reflète pas une situation réaliste et sert de scénario contrefactuel pour évaluer l'apport des flexibilités de consommation au fonctionnement du système électrique ;
- une configuration «flexibilité très basse», qui reflète une situation d'échec sur le développement de la flexibilité de la demande, avec stagnation/érosion des flexibilités sur les usages actuels et faible développement de la flexibilité des nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse) ;
- une configuration «flexibilité prudente» reflétant une situation de développement prudent de la flexibilité, portée essentiellement sur les nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse) et qui n'intègre pas de pari sur l'acceptabilité des consommateurs ou de diffusion technologique[20]. C'est la configuration de référence considérée.
- une configuration «flexibilité médiane», qui intègre un développement plus important de la flexibilité sur tous les secteurs, à des niveaux atteignables sous condition d'un bon niveau d'appropriation des leviers de flexibilité par les consommateurs et les entreprises, et de la diffusion de solutions techniques existantes permettant le pilotage dynamique de certains

18. Un usage est considéré comme pilotable dynamiquement s'il peut agir en fonction de la situation de l'équilibre offre-demande du système électrique. C'est le cas pour les consommateurs qui réagissent à un signal de prix dynamique (p.e. prix de marché Spot) et à une activation pilotée par un agrégateur en fonction des besoins du système électrique. L'activation des effacements industriels, via les mécanismes de marché, constitue un exemple de pilotage dynamique. *A contrario*, un usage est considéré comme piloté statiquement si son profil de consommation est adapté en structure pour les besoins du système électrique, par exemple via un tarif statique (type le signal heures pleines/heures creuses actuel), sans que le consommateur réagisse dynamiquement aux besoins du système électrique. Le pilotage actuel de la production d'eau chaude sanitaire par le signal HP/HC chez la plupart des consommateurs correspond à un pilotage statique.

19. Ces valeurs intègrent la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse, qui n'est pas systématiquement intégrée dans la restitution des hypothèses sur la flexibilité de la consommation des études externes. Par ailleurs, les puissances affichées dans les études externes ne sont pas nécessairement comptabilisées avec la même règle de calcul. Les valeurs affichées ici restituent la puissance effaçable en moyenne, telle que décrite en note de bas de page 23.

20. En pratique, elle repose sur une légère amélioration du taux de pilotage de la recharge des véhicules électriques reposant sur des solutions de pilotage simple et avec une très faible adoption du *vehicle-to-grid.* Le pilotage des usages dans le tertiaire et le résidentiel stagne tandis que les effacements industriels se développent sous l'effet mécanique de l'électrification des process industriels. La production d'hydrogène par électrolyse est quant à elle flexibilisée et les électrolyseurs s'effacent en particulier lors des périodes de tension menaçant la sécurité d'approvisionnement.

usages résidentiels (mobilité électrique, chauffage et climatisation, etc.).
- une configuration « flexibilité haute », correspondant à une forte mobilisation des usages pouvant être rendus flexibles, avec une très bonne appropriation de ces leviers par les consommateurs, une adoption importante de technologies permettant de flexibiliser les usages et des incitations économiques importantes.

La configuration de référence repose sur une approche prudente sur le développement de la flexibilité des usages (i.e. la configuration « flexibilité prudente ») afin de ne pas faire reposer le réalisme des scénarios sur des hypothèses d'acceptation par les consommateurs et de progrès technologique.

Dans tous les scénarios considérés, les mêmes niveaux de flexibilité des usages, hors effacements industriels, sont considérés. Ce choix conduit à ne pas considérer une plus forte mobilisation du gisement dans les scénarios sans nouveau nucléaire, sous l'effet d'un besoin de flexibilité plus important qui se refléterait dans les signaux économiques. Il permet ainsi d'éviter de considérer que le développement des flexibilités de consommation (hors effacements industriels) résulte uniquement d'un calcul économique, dans un contexte où les coûts associés au développement de certaines flexibilités font l'objet de fortes incertitudes (par exemple, la généralisation du pilotage des recharges des véhicules électriques, du *vehicule-to-grid*, etc..). Il permet d'assurer la comparabilité des scénarios, sur le plan des besoins en construction de capacités flexibles (batteries, thermique décarboné) et de leurs implications économiques, environnementales et sociétales.

Deux situations font exception à ce principe général consistant à considérer les mêmes flexibilités de consommation dans tous les scénarios.

D'une part, dans les scénarios où le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement est plus important que la cible fixée, la capacité d'effacements industriels est réduite afin que le niveau de sécurité d'approvisionnement soit comparable à celui des autres scénarios. Cette approche est cohérente avec la logique de développement des capacités d'effacements industriels basée sur un raisonnement économique. Cette situation concerne uniquement le scénario N03 (et certaines variantes de N2).

D'autre part, le développement de l'autoconsommation a un effet sur le développement de la flexibilité des usages chez les autoconsommateurs *(voir partie 7.3.3)*. Ainsi, **dans le scénario M1, un développement plus important des flexibilités dans le secteur résidentiel est considéré en cohérence avec la logique de construction du scénario.**

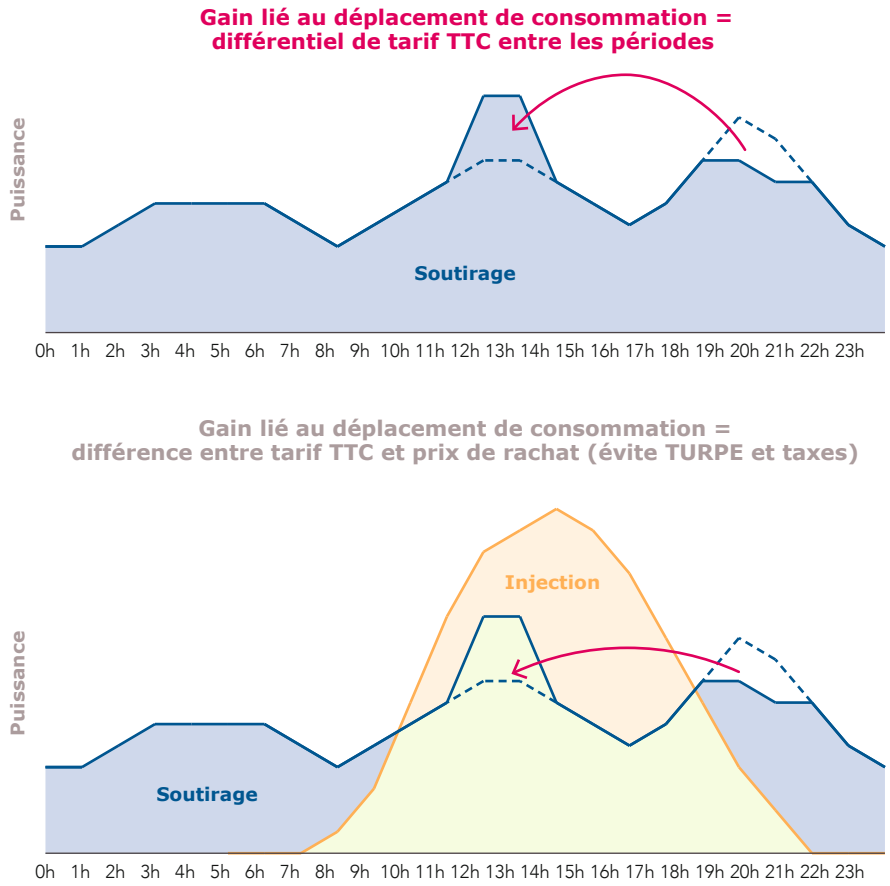
7.3.3 Le développement de l'autoconsommation photovoltaïque facilitera le développement de la flexibilité sur les usages dans le résidentiel

Au cours des dernières années, la baisse rapide du coût des panneaux solaires, associée à la hausse des tarifs toutes taxes comprises de l'électricité, a rendu possible l'émergence de l'autoconsommation photovoltaïque, notamment dans le secteur résidentiel. Pour un nombre croissant de foyers, il devient intéressant, d'un point de vue financier, de produire sa propre électricité et de réduire ainsi l'énergie soutirée sur le réseau. En 2021, les autoconsommateurs représentent de l'ordre de 100 000 foyers en France[21].

Au-delà de l'intérêt financier, le développement de l'autoconsommation répond à des attentes sociétales de développement d'une production d'électricité décarbonée et locale.

À l'horizon 2050, le développement de l'autoconsommation pourrait s'amplifier fortement. Le scénario M1 évalue l'effet d'un développement important de production photovoltaïque sur toiture dans une logique d'autoconsommation chez les

Figure 7.24 Intérêt comparé du déplacement de la consommation pour un consommateur et un autoconsommateur



21. https://www.enedis.fr/presse/plus-de-100-000-operations-dautoconsommation-en-france-metropolitaine

consommateurs résidentiels, pour environ 8 millions de foyers en autoconsommation.

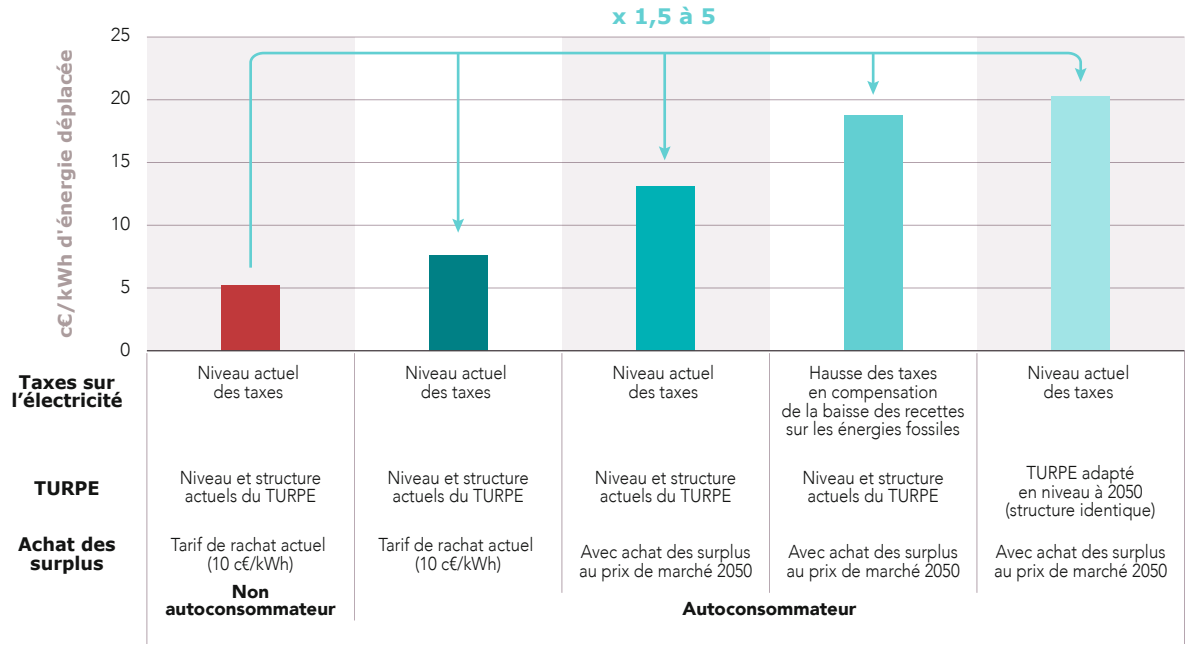
Le développement de l'autoconsommation contribuera au développement de la flexibilité de certains usages chez les consommateurs particuliers, notamment sur l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques à domicile. En effet, l'intérêt financier pour un autoconsommateur à déplacer la consommation du ballon d'eau chaude et la charge du véhicule électrique vers les périodes de production solaire est beaucoup plus important que pour un consommateur ne disposant pas de panneau solaire en autoconsommation.

Cet intérêt accru à flexibiliser ces usages pour les autoconsommateurs résulte de l'écart entre (i) le prix toutes taxes comprises de l'énergie soutirée sur le réseau, reflétant le prix de marché de gros augmenté du tarif d'utilisation des réseaux et des taxes et (ii) la rémunération de l'énergie injectée sur le réseau, qui reflète le prix de marché (hors existence d'un soutien public portant sur le tarif de rachat de l'énergie injectée).

Différentes configurations contrastées portant sur le niveau (i) des tarifs d'utilisation des réseaux, (ii) du tarif de rachat des surplus et (iii) des taxes sur l'électricité ont été testées. L'intérêt à flexibiliser les usages dépend des configurations considérées et se situe dans une fourchette entre 7 et 20 c€ par kWh déplacé pour un autoconsommateur équipé de panneaux solaires de l'ordre de 5 c€/kWh déplacé pour un consommateur non équipé de panneau solaire.

Ainsi, dans le scénario M1 en 2050, la configuration de référence considère que le développement du pilotage de l'eau chaude sanitaire et de la recharge des véhicules électriques sera plus important chez les clients autoconsommateurs que chez les autres. L'ensemble des autoconsommateurs sont supposés détenir une eau chaude sanitaire pilotable et pour la moitié d'entre eux, le véhicule électrique

Figure 7.25 Comparaison du gain sur la facture d'un consommateur ou d'un autoconsommateur associé au déplacement d'une consommation de 1 kWh



suit une logique de *vehicle-to-home,* tandis que l'autre moitié a un véhicule dont la recharge est asservie en fonction du tarif.

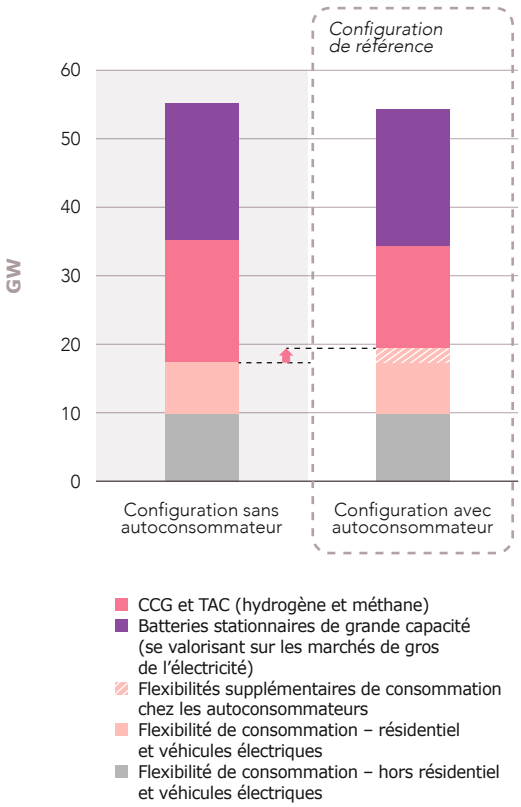
Cependant, l'utilisation par les autoconsommateurs de leurs leviers de flexibilité n'est pas forcément alignée avec l'intérêt économique pour la collectivité. En effet, l'intérêt premier pour les autoconsommateurs consiste à maximiser leur propre taux d'autoconsommation, qui leur permet de limiter leur contribution au financement des réseaux et leur fiscalité.

Néanmoins, ce désalignement entre l'intérêt collectif et l'intérêt privé des autoconsommateurs reste relativement limité. En effet, compte-tenu du fort développement du photovoltaïque, placer le maximum de consommation lors de la production PV est intéressant à la fois d'un point de vue financier pour les autoconsommateurs et pour la collectivité.

Dans le scénario M1, la flexibilité supplémentaire considérée comme résultant du développement de l'autoconsommation conduit à réduire le besoin et l'espace économique pour des batteries stationnaires de l'ordre de 3 GW.

L'analyse montre que dans certaines configurations favorables de tarification et de coût des batteries, certains autoconsommateurs pourraient avoir un intérêt financier à investir dans des petites batteries diffuses, si les flexibilités sur leur consommation sont insuffisantes pour optimiser l'utilisation de l'énergie produite par leur installation photovoltaïque. Cela peut être le cas pour les autoconsommateurs ne possédant pas de véhicule électrique ou en possédant un mais qui serait peu présent lors des heures méridiennes de forte production photovoltaïque.

Figure 7.26 Effet du développement de l'autoconsommation sur les capacités installées des leviers de flexibilité dans le scénario M1 à l'horizon 2050



Le développement des batteries diffuses pourrait représenter de l'ordre 5 GW, réduisant d'autant le développement de batteries stationnaires de grande capacité.

7.3.4 La mobilisation des flexibilités de la demande modifie sensiblement le profil de consommation et permet de réduire l'amplitude des variations de la consommation résiduelle

La mobilisation des flexibilités de consommation a un effet significatif sur le profil de consommation, même dans la configuration prudente de développement de la flexibilité considérée. La modification du profil conduit à maximiser l'énergie consommée pendant les périodes de fort productible décarboné (renouvelables et nucléaire) et à réduire la consommation lors des périodes où cette production est plus faible. Ceci conduit à lisser la courbe de consommation résiduelle.

Par rapport à une configuration « sans aucune flexibilité de consommation », ce sont de l'ordre de 10 à 20 GW de baisse de consommation à certains moments pour des augmentations de consommation du même ordre à d'autres moments. Au total, la modulation de la consommation représente de l'ordre de 45 TWh[22] (soit 7 % de la consommation annuelle). L'essentiel de la modulation de la consommation porte sur l'horizon journalier, notamment sur la consommation pour l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques, mais une modulation sur des horizons plus longs est accessible, via la flexibilité sur les recharges des véhicules électriques et la production d'hydrogène par électrolyse.

La flexibilité sur la consommation permet au final de réduire de l'ordre de 7 GW la consommation moyenne sur les 20 % des heures où la consommation résiduelle est la plus élevée et d'augmenter de l'ordre de 10 GW la consommation moyenne sur les 20 % des heures où la consommation résiduelle est la plus faible.

22. Ce chiffre représente l'énergie déplacée par la flexibilité de consommation, c'est-à-dire la somme des variations négatives de consommation horaire entre une configuration sans aucune flexibilité et la configuration de référence.

Figure 7.27 Consommation d'électricité sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec leviers de flexibilité de la configuration de référence)

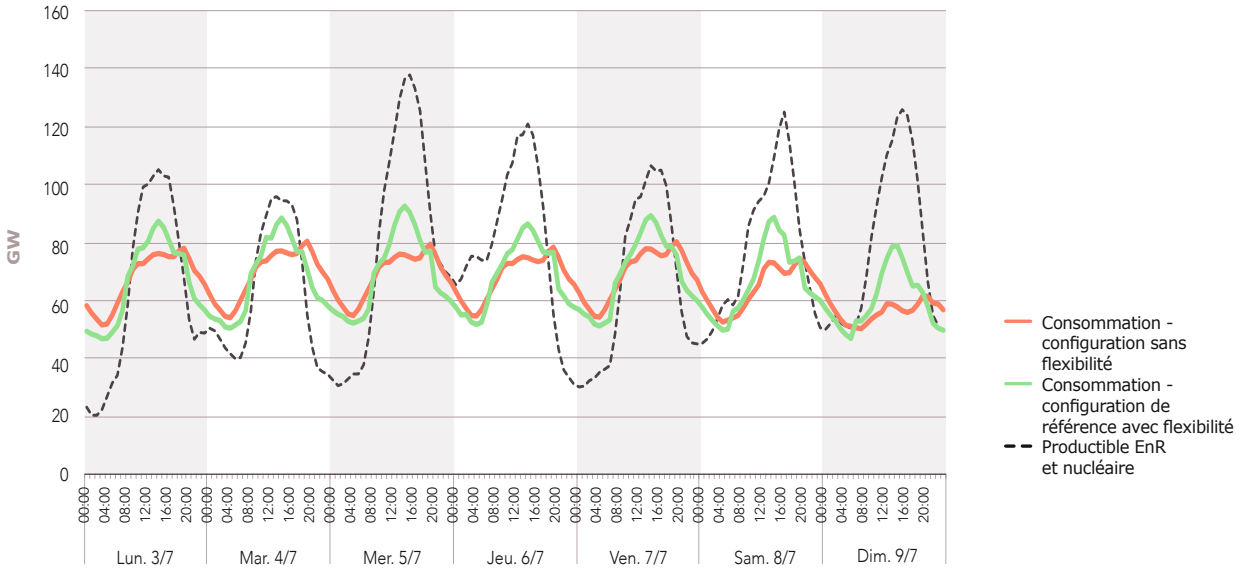
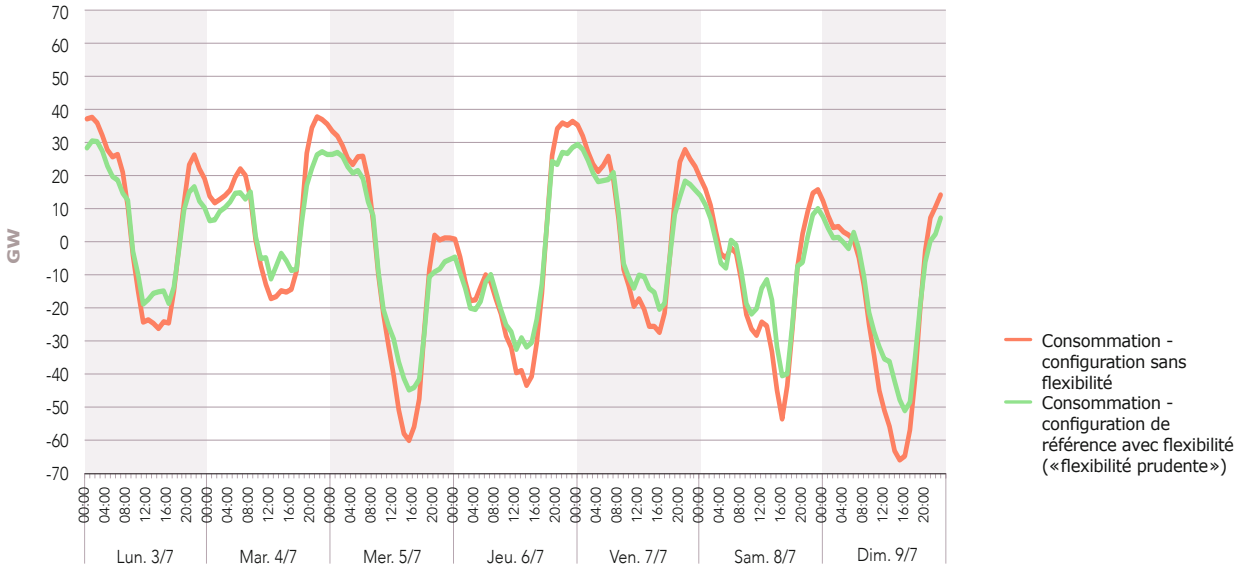


Figure 7.28 Consommation d'électricité résiduelle (consommation diminuée des productions fatales) sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec leviers de flexibilité de la configuration de référence)



7.4 Les batteries stationnaires : une solution adaptée dans les scénarios où le solaire se développe largement

7.4.1 Les batteries apportent essentiellement un service de modulation à l'échelle journalière

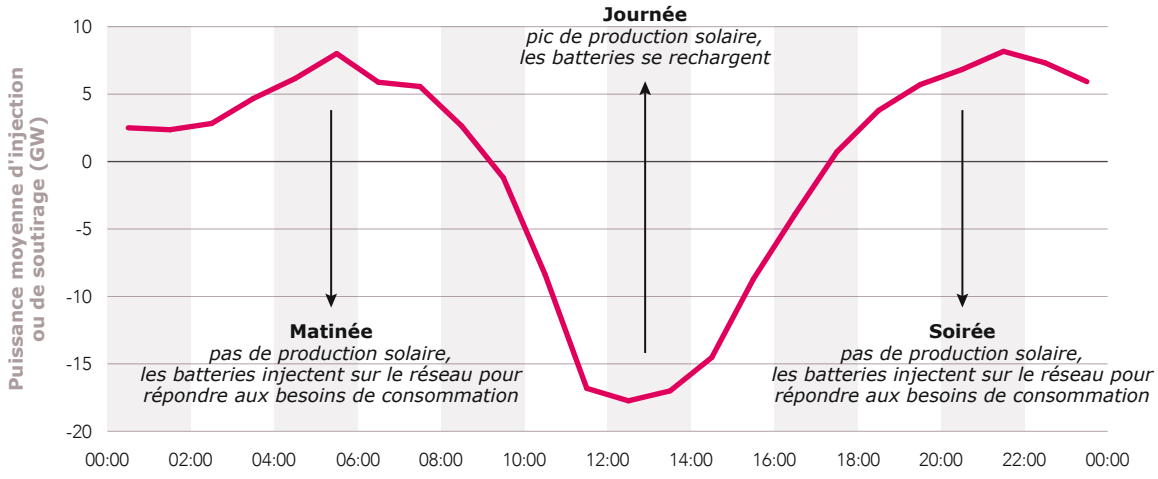
À ce jour, plusieurs centaines de mégawatts de batteries stationnaires sont en projet ou déjà raccordés sur les réseaux de transport et de distribution en France. Ces batteries ont aujourd'hui essentiellement un espace économique lié à la fourniture de certaines réserves de court terme, notamment la réserve primaire (FCR).

À long terme, l'espace économique associé à la fourniture de réserves pourra augmenter légèrement, mais restera limité par les besoins de réserve primaire (FCR) et secondaire (aFRR), qui ne dépassent pas quelques GW dans tous les scénarios étudiés *(cf.* section 7.1.3). En revanche, les batteries peuvent fournir d'autres services au système électrique dont la valeur sera amenée à augmenter avec l'évolution du mix électrique. Il s'agit en particulier de stocker sur quelques heures les surplus de production à faible coût variable (EnR ou nucléaire) pour pouvoir restituer cette énergie lors des périodes d'appel aux moyens plus onéreux.

En effet, du fait des coûts importants associés à leur capacité de stockage, les batteries sont dimensionnées pour stocker quelques heures d'énergie seulement (4 h). Elles peuvent ensuite conserver cette énergie pour la restituer au système plusieurs dizaines d'heures plus tard.

À l'horizon 2050, les analyses montrent ainsi que le fonctionnement des batteries consiste pour l'essentiel à stocker de l'énergie en milieu de journée lors du pic de production solaire et à la restituer en soirée et au cours de la nuit. Ceci contribue fortement aux besoins de modulation à l'échelle journalière avec des cycles qui se répètent de façon quotidienne. Les batteries en revanche sont peu adaptées pour le stockage d'énergie sur des durées plus longues.

Figure 7.29 Profil moyen d'injection et soutirage des batteries en France dans le scénario M1 en 2050



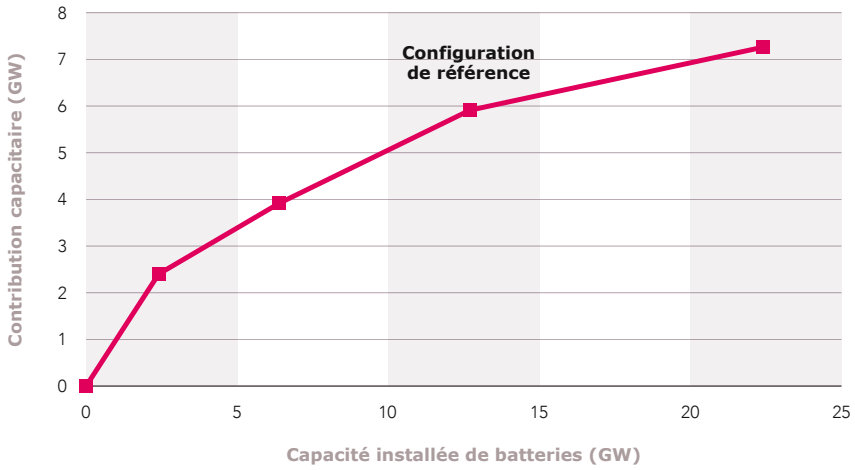
7.4.2 Les batteries contribuent à la sécurité d'approvisionnement mais de façon limitée du fait des contraintes de stock

Les batteries contribuent à la sécurité d'approvisionnement. Lors de périodes de tension, elles peuvent injecter de l'énergie préalablement stockée lors de périodes d'excédents de production.

Néanmoins, la contribution capacitaire des batteries est limitée par leurs contraintes de stock. Si la durée des épisodes de tension est longue ou si l'excédent d'énergie disponible lors des autres heures de la journée est insuffisant, les batteries ne pourront pas contribuer à hauteur de leur puissance maximale sur l'intégralité de la période de tension.

Ainsi, en dehors des batteries contribuant à la fourniture de services systèmes, les batteries avec un stock de quatre heures contribuent à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 30 à 40 % de leur capacité installée. Cette contribution devient de plus en plus faible au fur et à mesure du niveau de développement des batteries. En effet, plus la capacité installée de batteries est importante, plus les durées des périodes résiduelles de tension sont importantes, réduisant la contribution des batteries à parité de puissance installée.

Figure 7.30 Contribution des batteries à la sécurité d'approvisionnement, en fonction de la capacité installée, dans le scénario M23 2050[23]



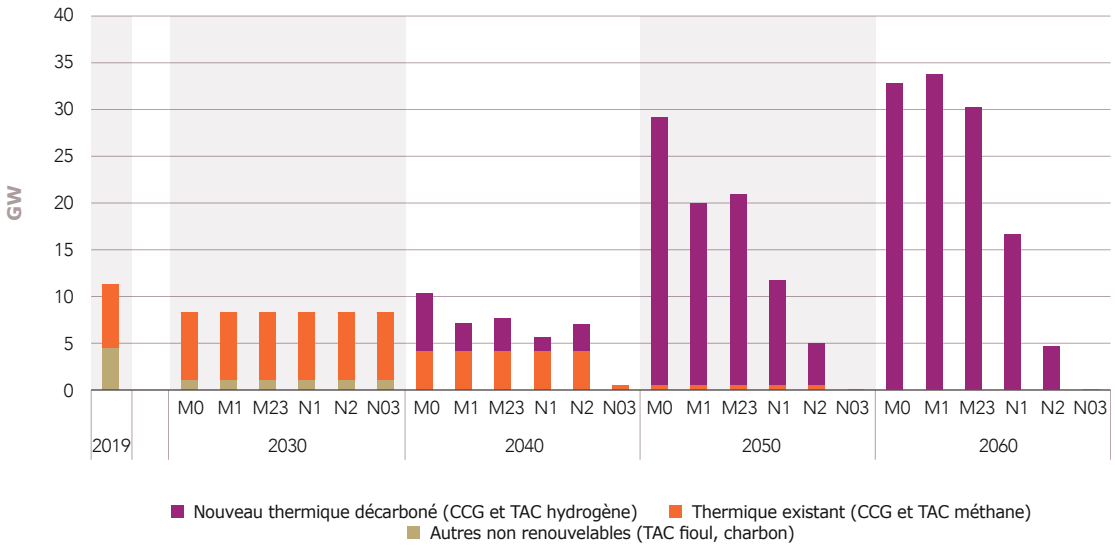
23. La contribution capacitaire correspond à la puissance parfaite (sans contrainte de stock ni de disponibilité) qui apporte le même niveau de sécurité d'approvisionnement (i.e. même réduction de l'énergie non distribuée).

7.5 Le thermique décarboné : une nécessité dans de nombreux scénarios, dans des proportions importantes pour les scénarios sans nucléaire

7.5.1 Dans les scénarios avec une part très importante d'énergies renouvelables, des nouvelles centrales thermiques sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Dans les scénarios à fort taux d'énergie renouvelable, des niveaux significatifs de capacités thermiques décarbonés flexibles (CCG ou TAC) apparaissent nécessaires, notamment pour fournir de la flexibilité sur des échéances au-delà de la semaine, ce que ne permettent pas les autres leviers de flexibilité comme le pilotage de la plupart des usages, les batteries ou les STEP. Seule l'hydraulique peut jouer ce rôle, mais sa capacité de développement est limitée par le potentiel géographique et des questions d'acceptabilité. Dans la configuration de référence sur le développement des interconnexions (39 GW de capacité d'import), des capacités thermiques pilotables décarbonées sont nécessaires dans tous les scénarios à l'exception de N03.

Figure 7.31 Capacités thermiques flexibles installées dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement[24]



24. Les capacités non flexibles (p.e. cogénérations) qui ne peuvent pas adapter leur puissance fournie à la consommation ne sont pas représentées.

7.5.2 Différentes solutions potentielles pour alimenter de nouvelles centrales thermiques avec des combustibles décarbonés

Afin d'approvisionner les centrales thermiques tout en respectant l'objectif de neutralité carbone, il est nécessaire de prévoir des combustibles décarbonés. Pour ce faire, plusieurs options sont aujourd'hui étudiées et sont caractérisées par des avantages et des contraintes distincts. Ces différentes options sont expliquées ici et les caractéristiques détaillées précisées au chapitre 11.

7.5.2.1 L'utilisation de biométhane dans des turbines à combustion est une option qui devrait être compétitive mais sous réserve d'un gisement suffisant

La décarbonation du secteur gazier, qui repose aujourd'hui essentiellement sur du gaz d'origine fossile, passe par des actions d'efficacité énergétique et des transferts d'usage vers d'autres vecteurs comme l'électricité mais également par le développement du « gaz vert ».

Parmi les différentes options de développement du « gaz vert », les orientations publiques décrites dans la SNBC et les projections portées par les acteurs du secteur mettent en évidence une place importante pour le biométhane à long terme. Ce biométhane serait produit par méthanisation de matières et résidus agricoles et déchets agro-alimentaires ou, dans une moindre mesure, par pyrogazéification de biomasse. Ces solutions se situent ainsi parmi les plus économiques pour produire du méthane avec un bilan carbone neutre ou faible à l'échelle du cycle de vie. Elles présentent également l'intérêt de conserver la même molécule que le gaz fossile actuellement utilisé (CH4), permettant ainsi d'utiliser les infrastructures de transport et de stockage existantes.

En revanche, même si la France possède un potentiel de biomasse issue de l'agriculture et de la forêt relativement important comparativement à d'autres pays, les quantités de biométhane pouvant être produit en France restent limitées par les contraintes de gisement *(cf.* partie 3). La SNBC prévoit ainsi de l'ordre de 150 TWh de biométhane accessible en France à long terme (à comparer aux 480 TWh de consommation actuelle de gaznaturel), tandis que d'autres études suggèrent même que le gisement pourrait être plus limité.

Dans ces conditions, l'utilisation du biométhane en France est privilégiée pour d'autres usages que la production d'électricité, notamment pour les secteurs difficiles à électrifier (certains procédés industriels, chauffage dans les bâtiments existants équipés de chaudières gaz, transport lourd).

La SNBC prévoit néanmoins qu'un faible volume de biométhane, de l'ordre de 25 TWh PCS, puisse être utilisé pour la production d'électricité, sans pour autant préciser le type de centrales associées. En pratique, le biométhane peut en effet être utilisé dans différents types d'installations plus ou moins flexibles :

- dans des installations de cogénération, produisant de l'électricité et de la chaleur à partir de biogaz produit sur site : il s'agit notamment du fonctionnement de nombreuses unités actuelles, et il pourrait continuer à se développer pour certains cas spécifiques de fermes ou méthaniseurs éloignés du réseau de gaz et qui ne pourraient donc pas y être raccordés à un coût raisonnable. Ce type d'installations dispose généralement de faibles capacités de stockage du gaz et présente donc peu de marge de flexibilité.
- dans des centrales thermiques flexibles (cycle combiné au gaz ou turbine à combustion). Le biogaz utilisé dans de telles unités requiert un raccordement des méthaniseurs au réseau de gaz[25].

À défaut d'hypothèse précise, et dans une approche prudente visant à ne pas faire reposer l'équilibre des scénarios de mix électrique sur une ressource en biogaz qui est en pratique limitée, l'hypothèse

25. Une alternative consistant à transporter le gaz par camions (biométhane « porté ») est également possible mais présente plusieurs inconvénients (nuisances, consommation énergétique du transport, etc.).

de référence consiste à considérer (i) un volume de biogaz utilisable pour la production d'électricité inférieur au niveau prévu par la SNBC et (ii) une utilisation dans des installations de cogénération non flexibles (pour des sites éloignés du réseau de gaz) et présentant un rendement « électrique » faible.

Différentes variantes sur l'utilisation du biogaz sont testées, portant à la fois sur le volume de biogaz qui peut être mobilisé pour la production d'électricité et le caractère flexible des unités fonctionnant au biométhane.

7.5.2.2 Le couplage sectoriel avec l'hydrogène s'impose comme l'un des moyens les plus pertinents pour assurer le bouclage des scénarios en limitant l'utilisation de biométhane, mais nécessite que les infrastructures de production et de stockage associées à l'hydrogène soient bien dimensionnées

Dans un contexte où la ressource en biométhane en France est limitée, l'utilisation de l'hydrogène produit constitue une alternative pertinente et cohérente avec la volonté d'indépendance énergétique souhaitée par les pouvoirs publics. Cette solution consiste à utiliser la molécule d'hydrogène comme moyen de stockage d'électricité, à travers une boucle intégrant la transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse, le stockage d'hydrogène puis son utilisation dans une centrale thermique ou dans une pile à combustible.

Cette solution présente l'avantage de permettre un stockage sur des durées longues (contrairement aux batteries et même aux STEP). Cependant, la boucle *power-to-hydrogen-to-power* est caractérisée par un rendement de l'ordre de 40 % au maximum[26], nettement plus faible que celui du stockage par batterie ou des STEP (mais meilleur que celui d'autres alternatives de stockage de masse via le méthane, l'éthanol ou l'ammoniac). Elle nécessite par ailleurs de maîtriser l'ensemble de la chaîne logistique (électrolyse, transport, stockage, production d'électricité dans des centrales dédiées) à une échelle industrielle et de bien dimensionner les infrastructures de stockage.

L'articulation du système électrique à proprement parler avec l'hydrogène est décrite au chapitre 9. En fonction des perspectives de développement de l'hydrogène comme vecteur énergétique et d'un réseau européen de transport d'hydrogène, différents types de couplages sectoriels sont envisageables. Dans une première configuration, l'hydrogène reste un vecteur énergétique marginal et le réseau de transport d'hydrogène ne se développe pas à grande échelle.

Dans cette configuration, la boucle *« power-to-hydrogen-to-power »* s'apparente à une grande batterie : l'hydrogène serait produit en France par électrolyse, stocké, puis déstocké lors des périodes de besoin (typiquement, une partie de l'hydrogène serait produit au printemps et à l'été puis utilisé à l'automne et l'hiver). En l'absence de réseau hydrogène, la production d'hydrogène, son stockage et sa conversion en électricité seraient même localisés sur le même site).

Cette configuration implique l'absence de mutualisation entre l'utilisation du stockage d'hydrogène pour les besoins du système électrique et la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande en hydrogène pour les usages finaux. Cela signifie aussi que les moyens de stockage pour les besoins du système électrique ne seraient pas mutualisés au niveau européen, via un réseau trans-européen d'hydrogène. Chaque pays doit alors dimensionner ses moyens de stockage pour pourvoir à ses propres besoins et est limité par les contraintes de gisement existantes sur son territoire.

Une autre vision fait cohabiter un secteur électrique avec un système européen d'échange d'hydrogène avec un fort développement de l'utilisation directe de l'hydrogène : dans ce cas, c'est

26. Dans la configuration d'utilisation d'un CCG pour la production d'électricité.

l'ensemble des moyens de stockage à hydrogène au niveau européen qui sont mutualisés, ce qui permet notamment à la France d'accéder à une capacité beaucoup plus importante.

7.5.2.3 Le passage par le méthane conduit à une déperdition d'énergie problématique mais permet de réutiliser des infrastructures existantes

Une alternative à l'utilisation de l'hydrogène produit en France consiste à utiliser du méthane de synthèse, produit à partir d'électrolyse puis méthanation. Cette solution présente l'intérêt de recourir à des technologies (transport, stockage, production d'électricité) déjà maîtrisées à grande échelle et surtout de pouvoir réutiliser les infrastructures existantes de transport et de stockage de méthane.

En revanche, le passage par la méthanation conduit à un rendement d'ensemble significativement plus faible (de l'ordre de 30 % au total) que la solution passant par le stockage d'hydrogène. L'étape de méthanation conduit en outre à accroître les coûts (via le développement du réacteur de méthanation mais également via les pertes de rendement) et présente des difficultés s'agissant de l'approvisionnement en CO_2 (dont le niveau de pureté requis est relativement élevé). Une des perspectives envisagées pour le développement de la méthanation consisterait à coupler ce type d'installations avec des méthaniseurs, qui constituent une source d'approvisionnement en CO_2 potentiellement intéressante.

De manière plus générale, la méthanation reste actuellement à l'état d'expérimentation, avec de nombreux démonstrateurs à travers le monde, mais qui doivent encore démontrer leur viabilité à l'échelle industrielle.

Figure 7.32 Boucle *power-to-H_2-to-power*

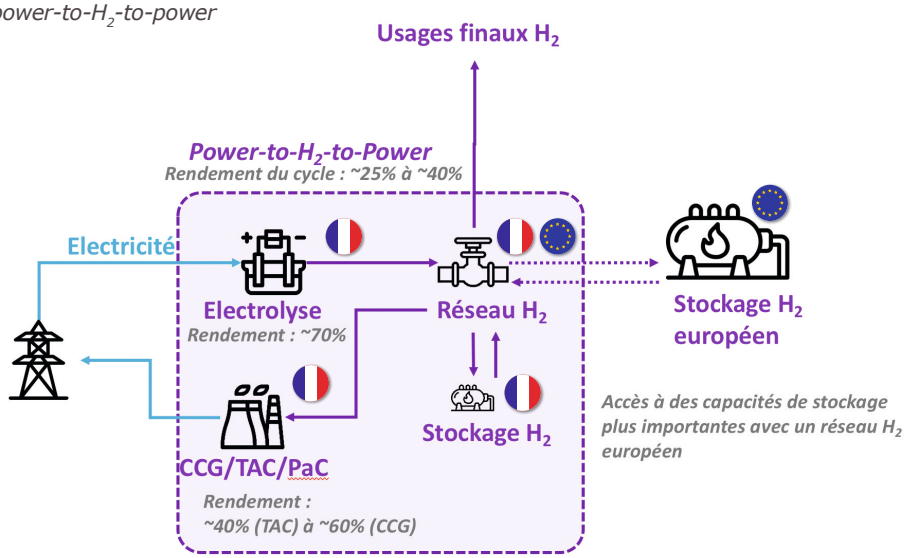
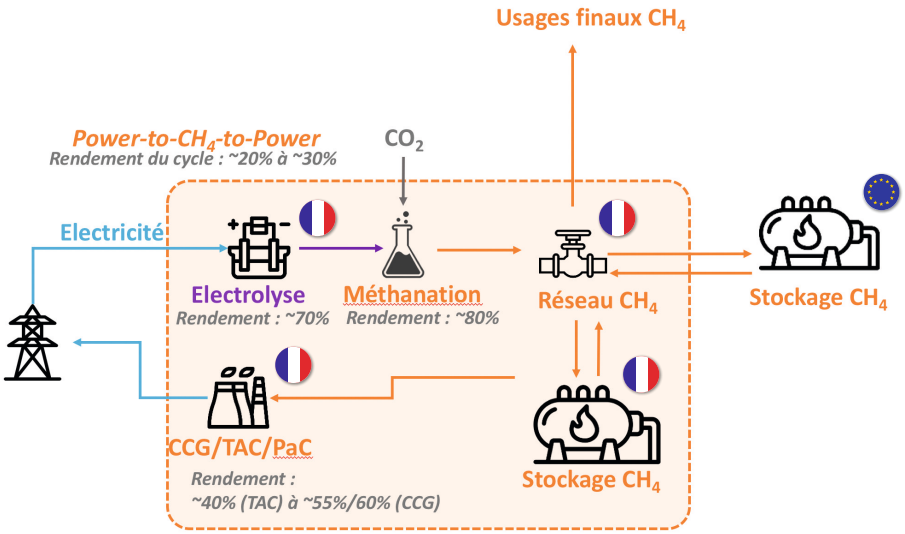


Figure 7.33 Boucle *power-to-CH_4-to-power*



7.5.2.4 L'import de combustibles décarbonés pour alimenter les centrales thermiques ou encore le recours au captage et stockage de carbone constituent des solutions alternatives qui sortent toutefois du cadrage de la SNBC

D'autres solutions existent pour alimenter les centrales thermiques avec des combustibles décarbonés.

D'une part, certains acteurs suggèrent qu'il serait possible d'importer des combustibles décarbonés depuis d'autres pays, pour alimenter des usages énergétiques voire pour approvisionner des centrales électriques. Dans ce modèle, la France pourrait ainsi importer de l'hydrogène (ou des combustibles de synthèse dérivés) à des prix compétitifs, depuis des zones à fort potentiel en énergies renouvelables (Afrique du nord, Espagne…) équipées avec des électrolyseurs.

Cette perspective est en particulier prévue par les stratégies de long terme d'autres pays européens comme l'Allemagne afin de « boucler » l'approvisionnement en énergie décarbonée. En France, la SNBC ne prévoit cependant pas de recours à des imports massifs de combustibles de ce type, ceci afin d'éviter de créer de nouvelles dépendances énergétiques fortes après la sortie des énergies fossiles. Ce type de solutions impliquerait par ailleurs la mise en place de mécanismes de traçabilité des combustibles importés, afin de garantir leur caractère bas-carbone.

D'autre part, les technologies de captage et de stockage de carbone (CCS) associées à des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles constituent également une option pour la production d'électricité pilotable bas-carbone. Toutefois, les orientations de la SNBC privilégient de limiter le recours au CCS pour des questions d'éthique et d'acceptabilité, et de privilégier son utilisation pour des secteurs pouvant difficilement se passer d'énergies fossiles (certaines industries par exemple).

En conséquence, ces deux options ne sont pas intégrées en base dans l'étude mais pourraient couvrir une partie du besoin de centrales thermiques décarboné identifié dans les scénarios.

7.5.3 Les capacités de production thermique décarbonée fonctionneront relativement peu, essentiellement en hiver et lorsque aucune alternative n'est possible pour assurer la sécurité d'approvisionnement

À l'horizon 2050 et 2060, le rôle de la production des centrales au gaz évolue vers un rôle assurantiel, avec des durées de fonctionnement annuelles beaucoup plus limitées qu'aujourd'hui. Selon les scénarios, le facteur de charge des CCG se situera autour de 10 %, contre 47 % sur l'année 2019.

Cette évolution du rôle des moyens de production thermique s'explique par deux facteurs :

- D'une part, la production à partir de gaz « vert » n'est pas envisagée pour assurer le bouclage énergétique[27], la consommation annuelle d'électricité devant être couverte par la production

Figure 7.34 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario N2 en 2050

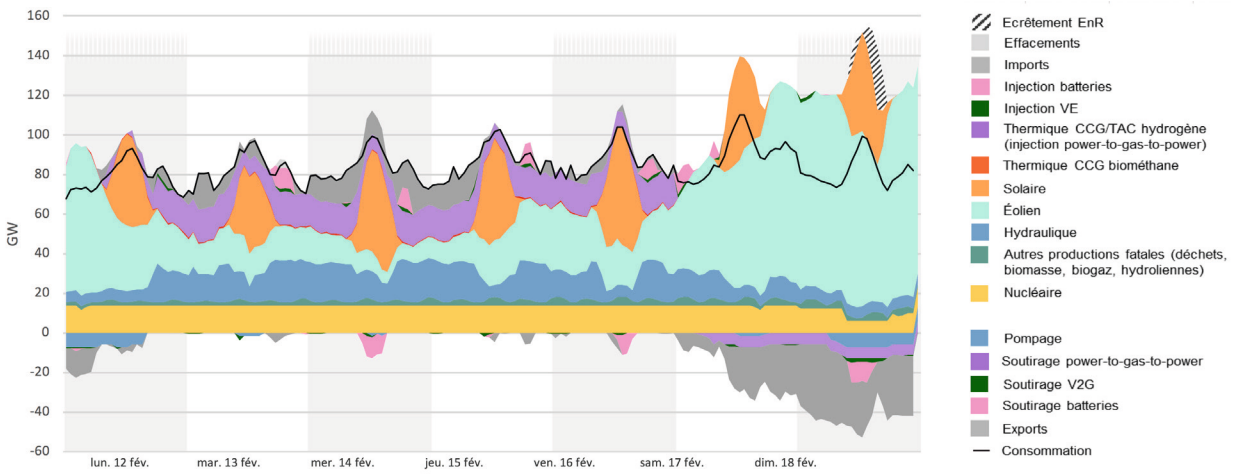
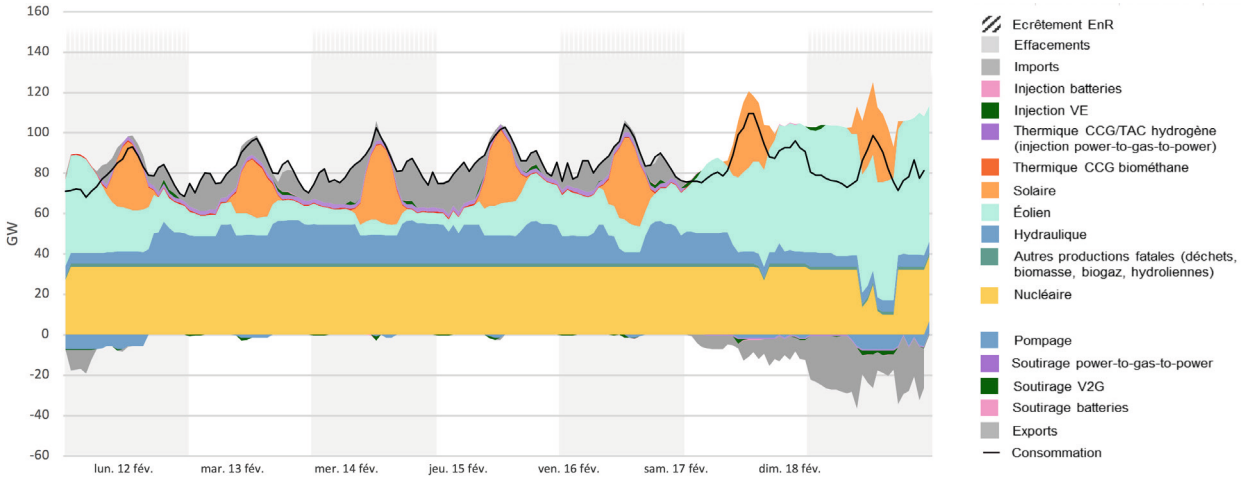
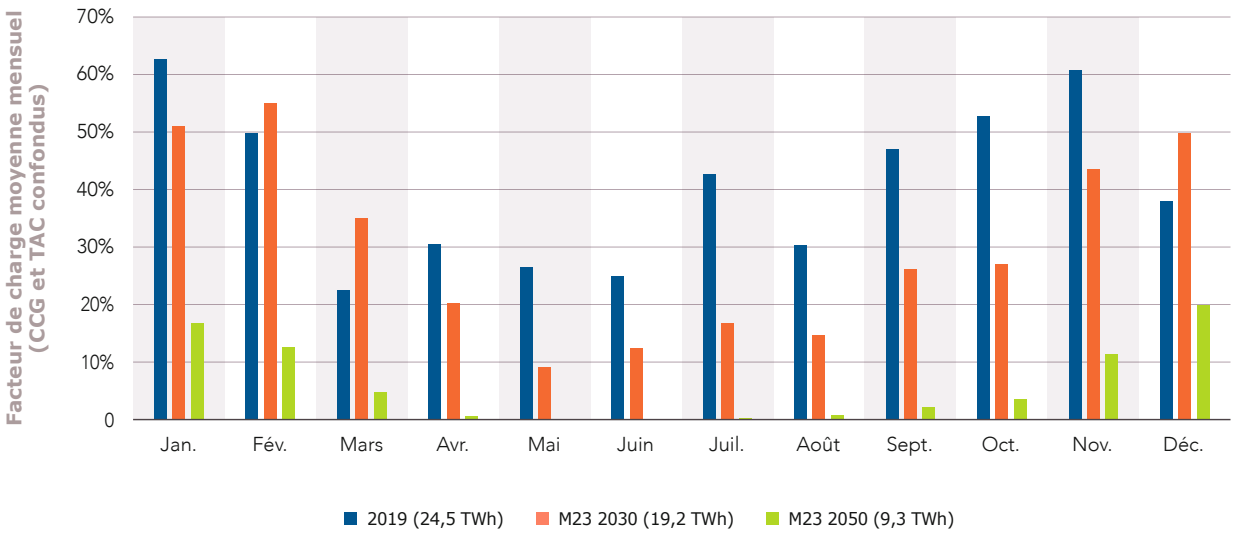


Figure 7.35 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario N2 en 2050



27. Ce rôle pour les centrales au gaz est différent dans d'autres pays qui envisagent de recourir à des imports de gaz vert et à les utiliser dans des centrales électriques pour compenser un déficit de production bas-carbone.

Figure 7.36 Évolution des facteurs de charge mensuels de la production gaz (CCG et TAC confondus)



EnR et nucléaire. En dehors d'une production d'électricité par des cogénérations fonctionnant au biogaz et dont le volume est limité, les centrales fonctionnant au gaz vert auront un rôle pour la fourniture de flexibilité au système électrique et non pour permettre le bouclage en énergie, dès lors que la France parvient à développer le mix de production EnR et nucléaire nécessaire.

- D'autre part, le prix des gaz «verts» (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse) sera beaucoup plus élevé que les prix du gaz naturel constatés ces dernières années et même que les prix observés ces dernières semaines et qui ont atteint des niveaux historiques. Les prix considérés dans les différentes configurations se situent en moyenne entre 70 €/MWh_{th} et 170 €/MWh_{th} et ouvrent un espace économique pour des solutions de flexibilité qui permettent de limiter la sollicitation des capacités au gaz : batteries, interconnexions, flexibilités de consommation

Les centrales au gaz seront donc sollicitées de façon plus ponctuelle qu'aujourd'hui et quasiment uniquement en période hivernale, lors de périodes de faible vent et de faible température. La figure 7.35 illustre une situation dans le scénario M23 où il est nécessaire de démarrer les centrales au gaz lors d'une semaine de février avec une température faible et un facteur de charge faible (5°C en moyenne et 1,3% de facteur de charge éolien sur les journées de mardi, mercredi et jeudi).

Ces facteurs de charge faible ne sont pas spécifiques à la France. Malgré cela, il est pertinent qu'une partie des centrales au gaz soit des cycles combinés au gaz dont les rendements sont plus élevés mais les coûts d'investissement plus importants. En effet, avec des coûts du gaz beaucoup plus élevés, la durée de fonctionnement à partir de laquelle les CCG deviennent pertinentes par rapport aux TAC est de l'ordre de 190 heures par an.

7.6 Dans l'ensemble, des « bouquets de flexibilités » très contrastés selon les scénarios de mix électrique

Comme précisé dans les parties précédentes, les scénarios sont analysés sur la base d'hypothèses identiques en matière de capacités d'interconnexion, de flexibilités de la demande et de nouveaux stockages hydrauliques. Ce choix tient compte du fait que le développement de ces trois types de flexibilité dépend en premier lieu de considérations techniques (gisement disponible), politiques ou sociétales et non purement de logiques économiques. Il permet par ailleurs de comparer les scénarios sur une même base d'hypothèses.

En revanche, le développement des capacités de batteries et de thermique décarboné est supposé reposer sur des considérations essentiellement économiques, qui conduiront à construire un mix de flexibilités économiquement pertinent. Ces développements dépendent donc des scénarios de mix.

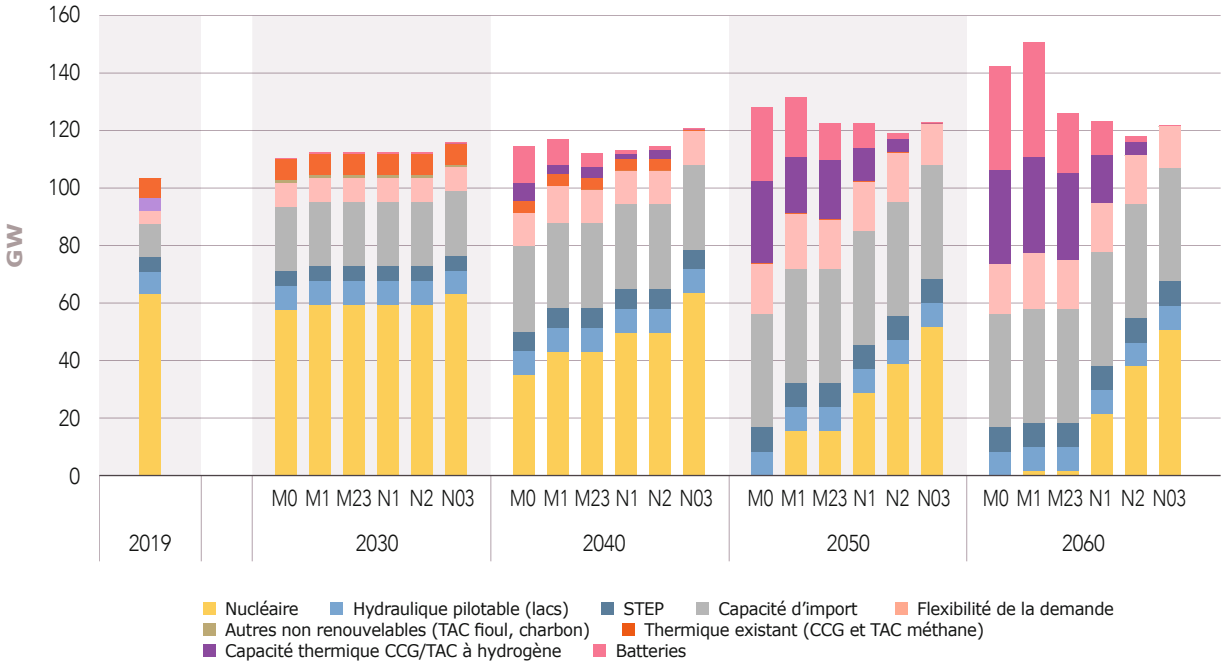
En cohérence avec l'évaluation des besoins capacitaires, l'optimisation du « bouquet de flexibilités » pour assurer la sécurité d'approvisionnement fait apparaître des capacités plus importantes de thermique décarboné et de batteries dans les scénarios sans nouveau nucléaire.

7.6.1 Dans les scénarios avec une relance significative du nucléaire et un développement soutenu des interconnexions, l'essentiel des besoins peut être couvert avec les imports, l'hydraulique, et la flexibilité de la demande

Dans les scénarios avec relance significative du nucléaire et développement soutenu des interconnexions, les besoins de flexibilité peuvent être quasiment couverts par la contribution de ces interconnexions, l'hydraulique et les flexibilités de consommation. Selon les configurations sur les flexibilités de la consommation et le développement des interconnexions, **il apparaît qu'un niveau de capacité nucléaire de l'ordre de 40 à 50 GW constitue comme un socle au-delà duquel le recours à des capacités thermiques et à des batteries peut être évité.**

Dans le scénario N03, avec l'hypothèse de référence sur le développement des interconnexions (39 GW de capacité d'import en 2050) et sur la flexibilité de consommation (configuration « prudente »), il n'existe aucun besoin pour de nouvelles capacités thermiques ou de batteries sur tout l'horizon étudié. La fermeture des CCG peut être opérée avant 2040, tout en maintenant le niveau de sécurité d'approvisionnement ciblé. Dans N2, les besoins sont très limités sur tout l'horizon. Ils peuvent être couverts par le prolongement d'une petite partie des centrales existantes, éventuellement converties à l'hydrogène ou un développement plus important de la flexibilité de la consommation que dans l'hypothèse prudente retenue en référence.

Figure 7.37 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement[28,29]



28. Les capacités de batteries et de thermique décarboné sont des résultats d'une optimisation économique. Les flexibilités de consommation et les capacités d'import sont issues d'une analyse intégrant considératons économique et autres considérations (acceptabilité, réalisme industriel…). Les capacités d'hydraulique pilotable, de nucléaire sont issues de la scénarisation.
29. Il s'agit de la capacité installée et non de la contribution capacitaire, qui varie selon le type de flexibilité.

7.6.2 La perspective d'un scénario 100 % renouvelable implique de construire de nouvelles centrales thermiques. Ce constat reste vrai dans les scénarios avec peu de nucléaire

Dans les scénarios sans relance du nucléaire, les interconnexions, l'hydraulique et la flexibilité de la demande ne suffisent pas à assurer la sécurité d'approvisionnement. Dans ces scénarios, la capacité aujourd'hui existante de centrales au gaz devient insuffisante. De nouvelles capacités thermiques sont nécessaires dès 2040 et le besoin devient important en 2050.

Le besoin de capacités thermiques est aussi valable, dans des proportions plus limitées et seulement à partir de l'horizon 2050, dans un scénario de relance du nucléaire à un rythme modéré (scénario N1).

Dans ces scénarios, le développement des batteries est économiquement pertinent, surtout quand la capacité photovoltaïque est importante. Néanmoins, compte-tenu de leurs contraintes de stock, les batteries contribuent de façon limitée à la sécurité d'approvisionnement. Un développement poussé des batteries, par exemple dans une configuration de très forte baisse des coûts, ne permet pas d'éviter le recours à des capacités thermiques.

Il s'agit d'une conclusion forte de l'étude, atteinte avec un très haut niveau de certitude : le développement de capacités thermiques supplémentaires est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios visant à sortir du nucléaire, ce qui signifie qu'aucune solution de substitution n'est identifiée.

En outre, dans les scénarios sans nouveau nucléaire, le socle nécessaire de capacités thermiques dépasse la taille du parc de CCG et TAC au gaz : plus de 20 GW de centrales thermiques au méthane ou hydrogène en 2050 sont nécessaires, contre un parc au gaz de l'ordre de 7 GW aujourd'hui. **Il ne s'agit donc pas uniquement de convertir les centrales actuelles, mais également d'en construire de nouvelles.**

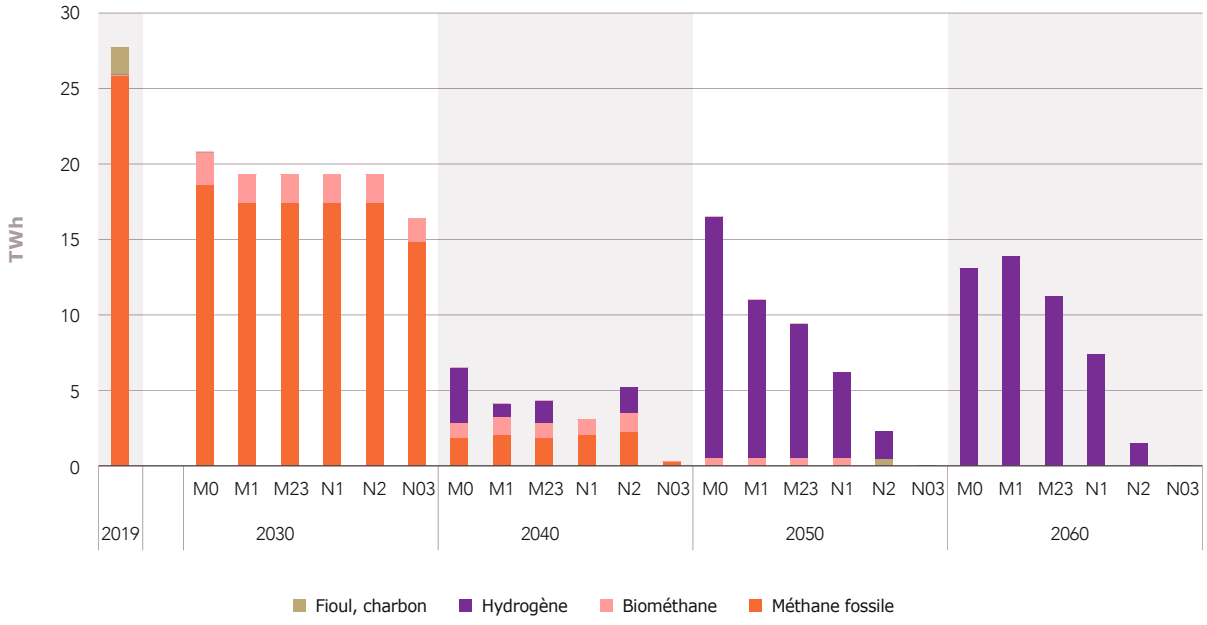
7.6.3 Les centrales au gaz utiliseront des combustibles de synthèse ou du biométhane pour des volumes limités, mais la mutualisation des moyens thermiques de « back-up » en Europe conduit la France à importer de l'électricité produite à partir de centrales au gaz situées à l'étranger

Le développement de capacités thermiques nécessitera un approvisionnement en gaz décarboné (hydrogène, méthane de synthèse, biogaz) et une maîtrise de la chaîne gazière associée.

Les volumes de production d'électricité à partir de gaz vert pour les besoins d'équilibrage (i.e. dans les capacités flexibles CCG et TAC) restent relativement limités et s'établiront à moins de 20 TWh dans tous les scénarios, dans leur configuration de référence.

Ces volumes de production thermique ne représentent pas l'intégralité de la production thermique nécessaire pour couvrir les besoins de la France. À certains moments, la France importe pour couvrir sa consommation et sollicite les capacités à l'étranger dont notamment la production thermique. Ces besoins de production au gaz peuvent être imputés aux besoins de flexibilité de la France. *A contrario* à certaines périodes, la France exporte et conduit à limiter les besoins de sollicitation de capacités thermiques situées à l'étranger.

Figure 7.38 Production d'électricité à partir de capacités thermiques à flamme flexibles[30], pour les différents scénarios dans leur configuration de référence.



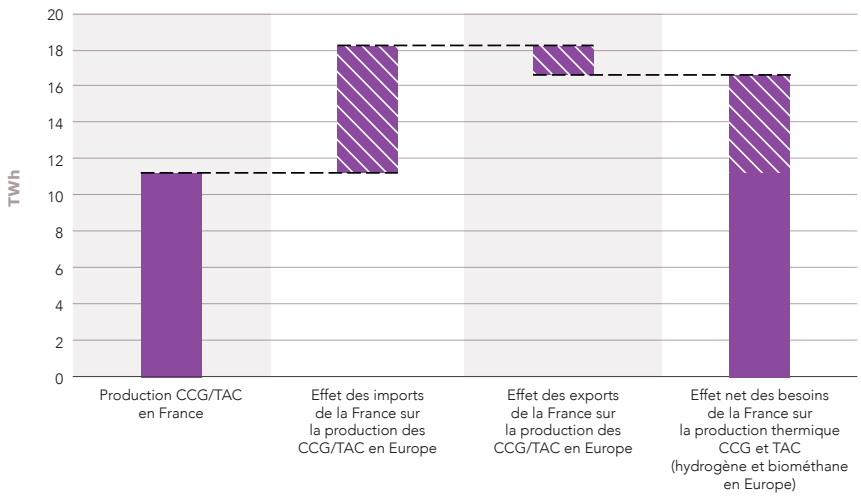
30. Les capacités flexibles peuvent adapter leur puissance fournie pour s'adapter à la demande. Les capacités non flexibles n'adaptent pas leur puissance fournie à la consommation (leur production est profilée, souvent en bande).

Ces volumes de production thermique ne représentent pas l'intégralité de la production thermique nécessaire pour couvrir les besoins de la France. Du fait de la mutualisation des capacités thermiques de back-up en Europe, la France importe à certains moments pour couvrir sa consommation et sollicite les capacités à l'étranger dont notamment des capacités de production thermique. Ces besoins de production au gaz peuvent être imputés aux besoins de flexibilités de la France. *A contrario* à certaines périodes, la France exporte et conduit à limiter la sollicitation de capacités thermiques situées à l'étranger.

L'effet net du système électrique français sur la production d'électricité à partir de gaz en Europe peut porter sur quelques TWh, dans des volumes qui dépendent de la configuration considérée dans le reste de l'Europe et des capacités d'interconnexions.

L'analyse économique prend bien en compte ces effets dans l'évaluation économique.

Figure 7.39 Production d'électricité par les CCG et TAC au gaz en France à l'horizon 2060 dans le scénario M23 et effet des imports et des exports de la France sur la production au gaz en Europe.

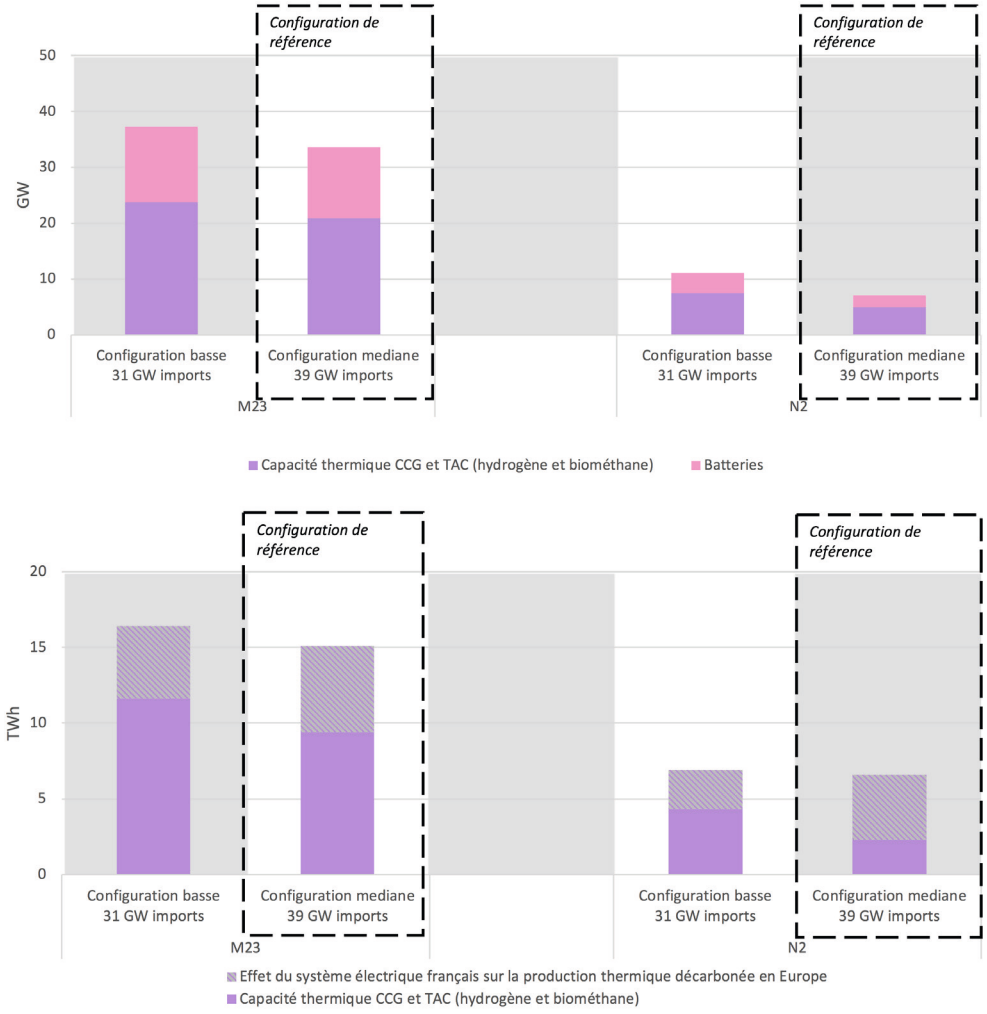


7.6.4 Un moindre développement des interconnexions conduirait à accroître légèrement les besoins de thermique décarboné en France, dans tous les scénarios

Le développement des interconnexions constitue ainsi un levier important pour réduire le besoin de capacité à l'échelle européenne *(voir partie 7.2.1.2)*. Les analyses permettent d'identifier que cet effet de mutualisation porte principalement sur les capacités au gaz.

Dans tous les scénarios, le besoin de capacités de production au gaz se réduit avec le développement des interconnexions. L'effet du développement des capacités d'interconnexion ne porte pas uniquement sur le besoin en capacités installées mais aussi sur la production des capacités au gaz en France. Comparativement à une configuration avec 30 GW de capacité d'import (configuration « interconnexion basse »), le développement des interconnexions à hauteur de 39 GW de capacité d'import (configuration de référence) permet

Figure 7.40 Capacités installées de thermique pilotable (CCG et TAC) et batteries en France, production des CCG et TAC en France, et effet du système électrique français sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des interconnexions, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



d'éviter entre 2 et 3 GW de capacité au gaz et une production au gaz en France de 2 et 3 TWh dans les différents scénarios à horizon 2050. Cette réduction de la production au gaz correspond en partie à un transfert vers une production au gaz dans les pays voisins. Cela signifie qu'une part de la réduction de la production provient d'imports correspondant à des excédents de production bas-carbone ou à la mobilisation dans les pays voisins d'autres leviers de flexibilité que la production thermique.

L'hypothèse de développement des interconnexions a un effet analogue sur les différents scénarios de mix en France. Ceci signifie que l'hypothèse sur le niveau d'interconnexion de la France à long-terme n'a pas d'effet significatif sur le différentiel de besoins de capacités flexibles entre les scénarios.

Par ailleurs, le développement des interconnexions n'a pas d'effet sensible sur l'espace économique des batteries. En effet, les modes d'utilisation des batteries étant analogues dans tous les pays, il existe peu de mutualisation possible de ces capacités à travers le développement des interconnexions.

7.6.5 L'influence de l'évolution des mix des pays voisins sur la sécurité d'approvisionnement en France : un besoin de coordination croissant mais des effets analogues sur tous les scénarios de mix en France

Comme exposé dans le chapitre 6 sur l'Europe, de nombreuses incertitudes existent aujourd'hui sur les stratégies des pays voisins en termes de décarbonation de leur mix énergétique. Cela se traduit en incertitudes sur la consommation d'électricité, sur les ambitions et rythmes effectifs sur l'électrification directe de certains secteurs (comme le chauffage des bâtiments, l'industrie) et les volumes de production de gaz de synthèse (hydrogène et méthane) à partir d'électricité. Des incertitudes analogues existent sur le mix de production d'électricité, notamment concernant le rythme de développement des EnR et la part relative du photovoltaïque et de l'éolien (et dans une moindre mesure, pour certains pays, sur le rôle du nucléaire) dans la production d'électricité.

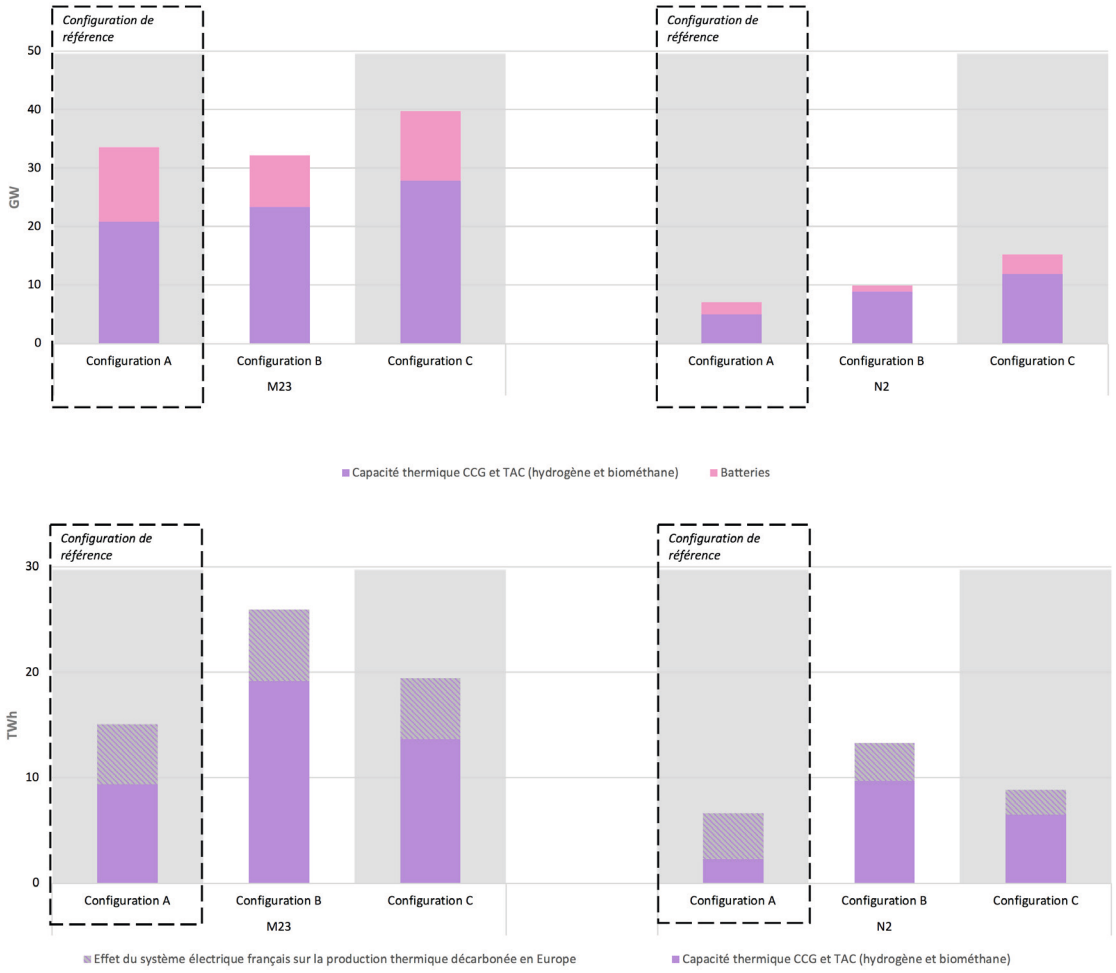
Plusieurs configurations contrastées d'évolution sur le système électrique européen ont donc été testées.

Dans un contexte de forte évolution des capacités d'interconnexion entre les France et les pays voisins, **les évolutions des mix énergétiques en Europe ont une influence croissante sur les besoins en capacités à construire en France et leur utilisation.** Les configurations alternatives testées montrent que l'influence des mix énergétiques des pays voisins porte essentiellement sur les capacités thermiques nécessaires en France et leur utilisation. En effet, la mutualisation au niveau européen des capacités porte en premier lieu sur ce type de capacités. *A contrario*, l'influence des mix énergétiques des pays voisins est très faible sur les volumes de batteries, l'utilisation des batteries étant peu mutualisée entre les pays, du fait d'un profil d'utilisation journalier analogue dans tous les pays car dicté par le cycle de production du photovoltaïque.

Dans les deux configurations défavorables testées où la contribution des systèmes électriques des pays voisins est plus limitée (soit par une moindre flexibilité liée à une capacité d'électrolyse plus faible, soit par un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé dans les pays voisins), les capacités thermiques nécessaires en France pour assurer la sécurité d'approvisionnement sont plus importantes et les volumes de production en France à partir de gaz plus importants. À l'horizon 2050, dans la configuration où la sécurité d'approvisionnement est dégradée en Europe par un manque de capacités de pointe, l'effet sur la France porte principalement sur les capacités thermiques nécessaires (+6 GW à +7 GW) et de façon relativement limitée sur les volumes de production (de l'ordre de +4 TWh). Par contre, dans une situation de sécurité d'approvisionnement en Europe analogue au niveau cible actuel mais où le système électrique européen dispose de moins de flexibilité sur des horizons relativement longs (flexibilité qui peut être apportée par un développement important de l'électrolyse flexible avec une infrastructure de stockage de l'hydrogène), les besoins en capacités supplémentaires peuvent être relativement limités (de l'ordre de 3 à 4 GW) mais l'utilisation de ces capacités peut être sensiblement plus importante (de l'ordre de 7 à 10 TWh supplémentaires).Ces effets sont importants et apportent un éclairage complémentaire sur la dépendance croissante de la France aux évolutions des systèmes électriques des pays voisins : la dépendance du système électrique français aux pays voisins ne se limite pas uniquement à l'existence d'un besoin d'import dans certaines situations, relativement ponctuelles *(comme exposé en partie 7.2.2.1)* mais porte aussi sur l'adéquation du dimensionnement du mix de flexibilités en France aux situations dans les pays voisins. Ce phénomène n'est pas nouveau, la sécurité d'approvisionnement de la France dépendant déjà des mix électriques à l'étranger, mais prendra des proportions beaucoup plus importantes à l'avenir.

Dans un contexte où les capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement sont mutualisées, la coordination des politiques nationales revêt un enjeu croissant pour éviter des situations de sécurité d'approvisionnement dégradée en Europe ou, au contraire, de surinvestissements dans des solutions de flexibilité (et notamment des capacités thermiques de pointe).

Figure 7.41 Capacités installées de CCG, TAC et batteries en France; production des CCG et TAC en France et effet du système électrique français sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le mix énergétique européen[31], à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



L'analyse met en évidence un autre résultat important : l'influence des mix énergétiques des pays européens sur le système électrique français est analogue dans tous les scénarios de mix en France. Ce résultat porte à la fois (i) sur les capacités thermiques nécessaires à installer en France, (ii) sur l'utilisation des capacités thermiques en France et (iii) sur la sollicitation des capacités thermiques à l'étranger pour les besoins de la France.

En particulier, les scénarios sans nouveau nucléaire ne sont pas plus sensibles aux choix des pays voisins que les scénarios avec nouveau nucléaire.

Cela signifie que **les hypothèses considérées en Europe n'ont pas d'effet significatif sur la comparaison des scénarios sur les besoins en capacités thermique et leur utilisation.**

31. Les configurations « A », « B » et « C » du système électrique européen sont décrites au chapitre 6.

7.6.6 Le développement des flexibilités de consommation permet de limiter le développement des batteries stationnaires et de la production thermique décarbonée

La flexibilité de la demande apparaît comme une solution concurrente au développement des batteries stationnaires, dans la mesure où elle constitue un levier de modulation de l'équilibre offre-demande sur des échelles de temps de l'ordre de quelques heures à quelques jours.

En particulier, la recharge des véhicules électriques ou des ballons d'eau chaude qui peut être en partie placée au milieu de la journée lors du pic de production photovoltaïque, éventuellement combinée à une restitution partielle de l'énergie au réseau le soir et la nuit via la technologie *vehicle-to-grid,* a un effet sur la courbe de consommation résiduelle relativement proche de celui des batteries stationnaires opérant un cycle jour-nuit comme illustré sur la figure 7.42.

Par conséquent, les analyses montrent ainsi que le développement de la flexibilité de la demande peut réduire fortement l'espace économique pour les batteries stationnaires. Dans la configuration de référence, reposant sur des hypothèses prudentes concernant la flexibilité de la consommation, les flexibilités de consommation permettent d'éviter la construction de 10 GW de batteries dans le scénario M23 à l'horizon 2050, sous l'effet principal de la flexibilité de la recharge des véhicules électriques et du placement de la production d'eau chaude sanitaire sur les heures méridiennes. Un développement ambitieux des flexibilités permettrait quasiment d'éviter la construction de batteries stationnaires jusqu'en 2050.

Le développement de la flexibilité de la demande permet aussi de limiter le besoin en capacité thermique et l'utilisation de ces capacités. En effet, certains usages permettent une modulation sur des horizons temporels de l'ordre de la semaine ou plus. C'est le cas de la flexibilité des électrolyseurs, sous réserve du dimensionnement des infrastructures de transport et de stockage de l'hydrogène adapté, mais également de la recharge des véhicules électriques légers qui présente une flexibilité hebdomadaire, les autonomies des véhicules permettant souvent de couvrir les déplacements sur une semaine. Certains leviers de flexibilité de la demande permettent des effacements ponctuels

Figure 7.42 Décomposition de l'impact des flexibilités de consommation sur les capacités thermiques pilotables (CCG et TAC) et les batteries installées à l'horizon 2050 dans le scénario M23

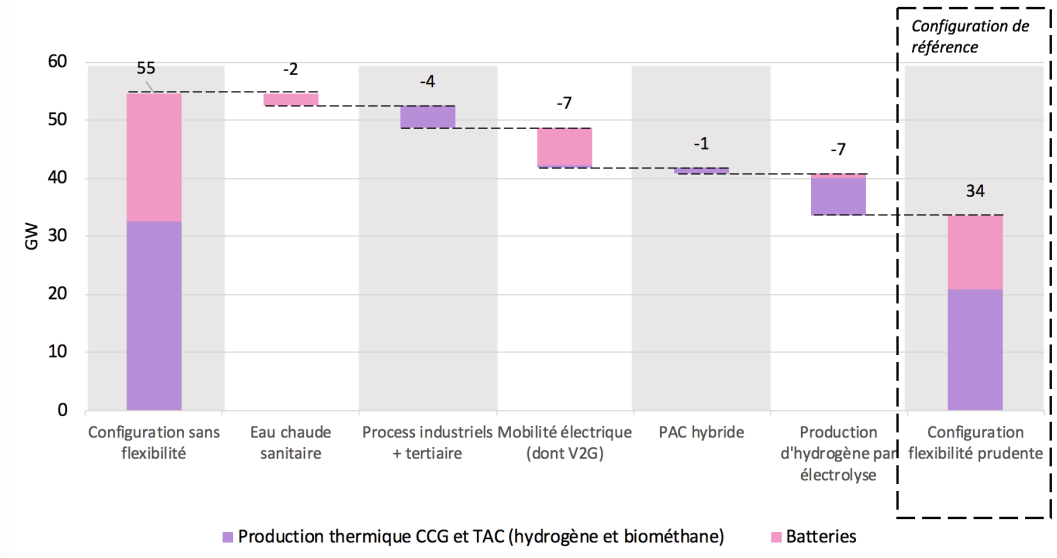
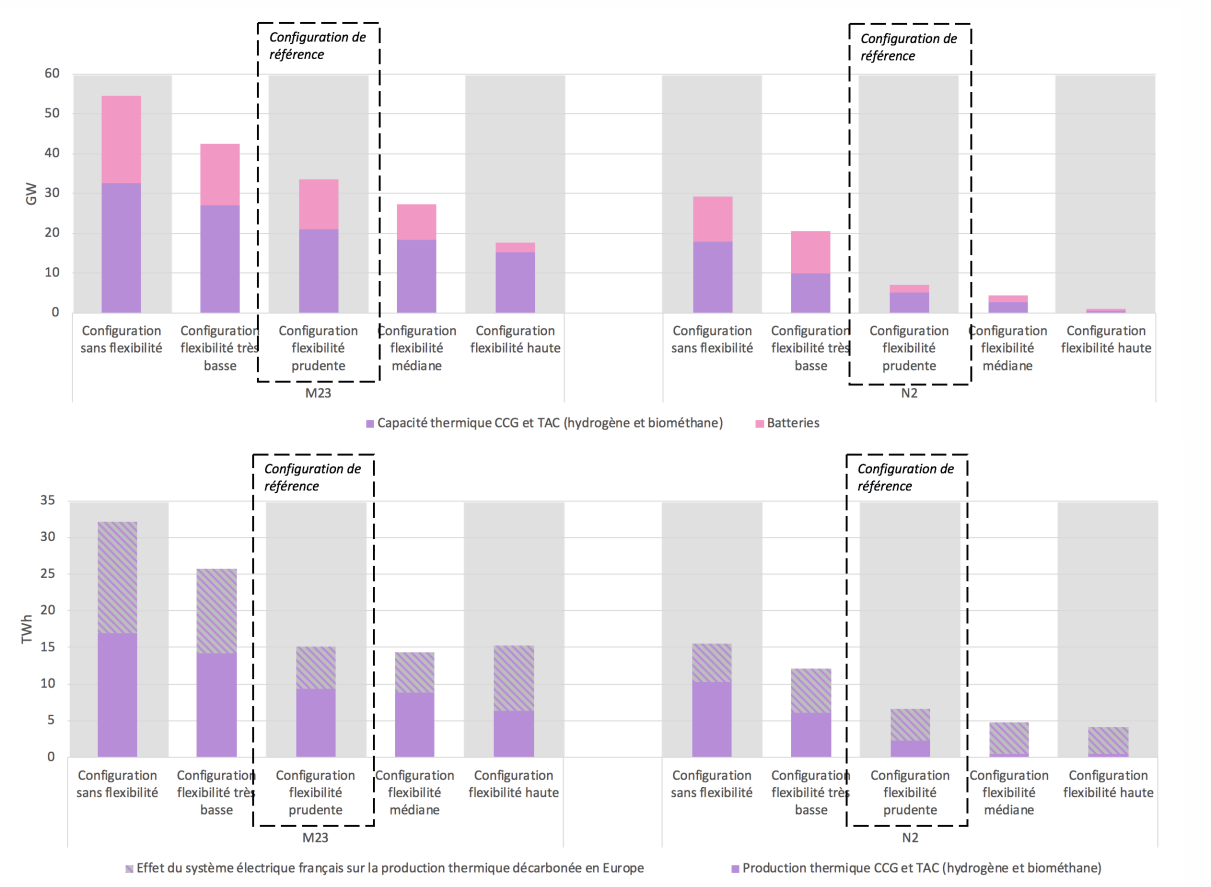


Figure 7.43 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France ; production des CCG et TAC en France, et effet du système électrique français sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des flexibilités de consommation, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



en situation de tension. C'est le cas des effacements industriels et des PAC hybrides.

Ces leviers de flexibilité de consommation présentent ainsi des caractéristiques qui entrent en concurrence avec les services apportés par les capacités thermiques de pointe (notamment les turbines à combustion) et permettent de limiter le besoin de centrales thermiques au gaz. Dans le scénario M23 en 2050, le développement des flexibilités de consommation avec les hypothèses de référence permet d'éviter de l'ordre de 12 GW de capacité thermique et une production thermique de l'ordre de 7 TWh/an, sous l'effet principalement de la capacité d'effacement industrielle et tertiaire et de la flexibilité des électrolyseurs Un développement ambitieux des flexibilités de consommation permettrait une réduction supplémentaire des capacités thermiques installées de 4 GW et de la production thermique de 3 TWh/an. Cependant, dans aucune configuration, les flexibilités de consommation ne permettent d'éviter un socle important de capacité thermique en France dans les scénarios sans relance du nucléaire. **Dans des scénarios sans relance du nucléaire, il n'apparaît ainsi pas imaginable, même avec un fort volontarisme sur le développement de la flexibilité**

de la consommation, de se passer de capacités thermiques pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Néanmoins, tout effort sur ce plan permet de limiter à moindre coût l'ampleur des capacités à construire et le volume de gaz vert à mobiliser.

Par ailleurs, **le développement des flexibilités de consommation a un effet analogue sur tous les scénarios[32].** Cela signifie en particulier que les hypothèses considérées sur les flexibilités de consommation ne conditionnent pas les résultats de la comparaison des scénarios.

32. Néanmoins, dans certains scénarios avec nouveau nucléaire et à partir d'un certain niveau de développement, les flexibilités de consommation permettent d'éviter totalement la présence de capacités thermiques et de batteries dans le système. Tout effort de développement supplémentaire de la flexibilité de consommation n'a alors plus d'effet sur les capacités installées mais seulement sur l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement. C'est en particulier le cas de N03, à partir d'un niveau de flexibilité de la demande inférieur à la configuration de référence « flexibilité basse ».

7.6.7 Un espace économique pour les batteries compris entre quelques gigawatts et quelques dizaines de gigawatts, qui dépend essentiellement de la part du photovoltaïque, du développement de la flexibilité de la demande et de l'ampleur de la baisse des coûts des batteries

Le développement du photovoltaïque et, dans une bien moindre mesure, les besoins en réserves de court-terme (services système) constituent les principaux facteurs déterminant l'espace économique des batteries à l'horizon 2050. À hypothèses identiques sur le développement des interconnexions, les flexibilités de consommation et le coût des batteries, le volume de batteries trouvant une justification économique est directement corrélé à la part du photovoltaïque dans le mix énergétique.

Cependant, la place des batteries dans le mix électrique n'est pas garantie et peut être concurrencée par d'autres solutions. Le développement de la flexibilité de la demande, notamment le pilotage de l'eau chaude sanitaire et de la recharge des véhicules électriques, permet de réduire les écarts de consommation résiduelle entre les heures méridiennes et les autres heures de la journée et réduit l'intérêt à développer des batteries *(voir partie 7.4.1)*.

L'espace économique des batteries sera aussi fortement conditionné par l'évolution des coûts des batteries et le prix du gaz. En effet, à l'exception de la fourniture de produits de réserves dont les exigences techniques pourraient être rehaussées, tous les services apportés par les batteries sont substituables par d'autres leviers, comme les flexibilités de consommation (mais dont le gisement est limité) et surtout la production thermique. Il est ainsi parfaitement possible d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans tous les scénarios, sans recours à l'installation de batteries alors que, *a contrario*, ce n'est pas le cas pour les capacités thermiques, qui sont indispensables.

Figure 7.44 Capacités installées de batteries en fonction des capacités installées de photovoltaïque dans les différents scénarios pour les horizons 2040, 2050 et 2060

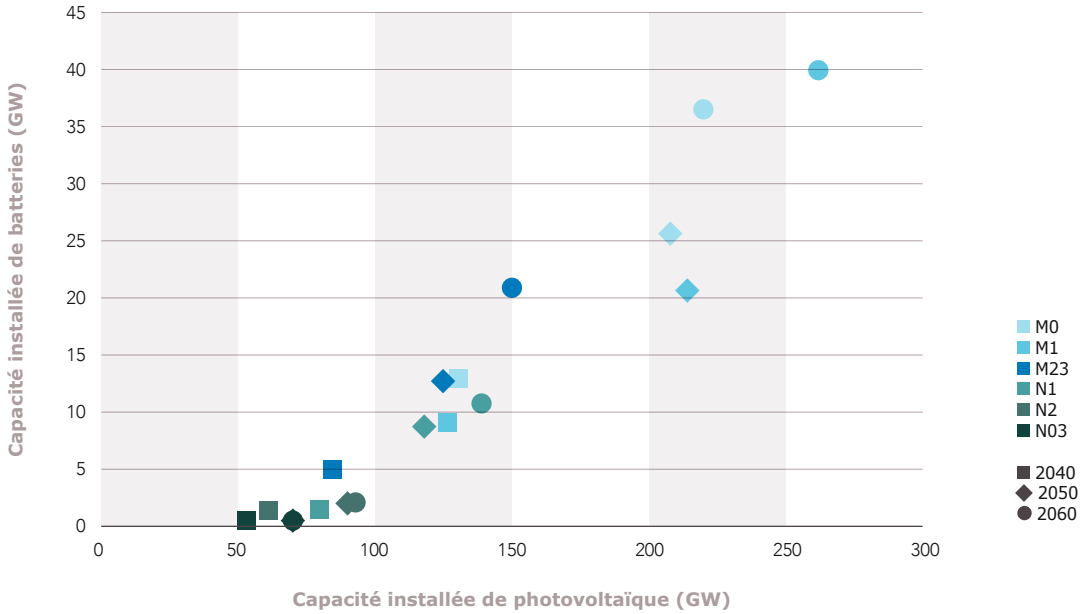
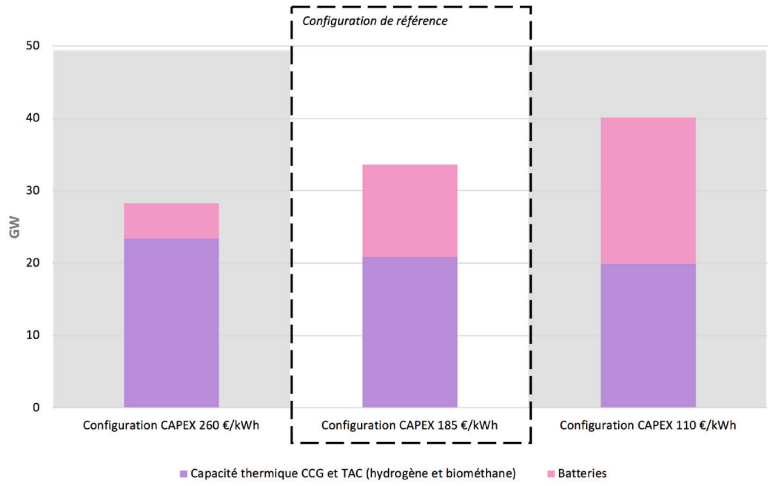


Figure 7.45 Capacités installées de CCG, TAC et batteries en France, selon le coût des batteries, dans le scénario M23 en 2050



Les batteries n'ayant pas un espace « garanti », leur développement sera conditionné par l'évolution relative de leur coût et de celui des solutions concurrentes, notamment du prix des gaz verts.

Plusieurs configurations de coûts des batteries ont été testées et montrent la forte sensibilité du niveau de développement économiquement pertinent au coût des batteries. Dans le scénario M23 en 2050, le volume de batteries ne serait que de 5 GW dans une configuration haute des coûts (+40 % par rapport à l'hypothèse de référence) contre de l'ordre de 13 GW dans la configuration de référence. Une telle configuration se traduirait aussi par des volumes plus importants d'excédents de production photovoltaïque non valorisés (de l'ordre de 1 à 2 TWh).

A contrario, si la baisse des coûts des batteries était plus marquée que l'hypothèse de référence, le développement des batteries pourrait être sensiblement plus important. Dans une configuration où le coût des batteries serait de l'ordre de 110 €/kWh, qui constitue une hypothèse plausible pour certaines parties prenantes, le développement serait rehaussé de l'ordre de 7 GW.

7.6.8 Le déploiement en Europe d'une infrastructure de transport et de stockage important d'hydrogène permet de limiter le besoin de flexibilité

Le développement de l'hydrogène est régulièrement présenté comme une double opportunité pour la flexibilité du système électrique. D'une part, la production d'hydrogène par électrolyse pour alimenter des usages finaux constitue une consommation d'électricité *a priori* flexible, qui peut être modulée en fonction des situations du système électrique et par exemple s'effacer lors des périodes de tension. D'autre part, l'hydrogène est un vecteur capable de stocker de l'électricité via une boucle *Power-to-gas-to-power.* Il peut donc apporter un service de stockage différent de celui des batteries (plus de capacité de stockage en énergie mais des rendements beaucoup plus faibles).

Cette flexibilité est conditionnée par l'existence de stockage massif de l'hydrogène. Ce stockage est à la fois indispensable pour que la production des électrolyseurs soit flexible, alors que les usages finaux de l'hydrogène seront relativement constants, et pour que l'hydrogène soit le vecteur utilisé pour stocker l'électricité sur des périodes longues, via la boucle *power-to-gas-to-power.*

Cette flexibilité implique aussi le développement d'une infrastructure de transport pour relier les centres de stockage aux électrolyseurs et aux consommateurs finaux. Cette infrastructure devrait s'envisager au niveau européen, car les sites propices au stockage de l'hydrogène ne sont pas uniformément répartis entre les pays.

Les capacités de stockage qui pourraient être développées et l'opportunité d'une telle infrastructure (souvent appelée «Backbone de l'hydrogène») constituent aujourd'hui un sujet de discussion.

Dans l'hypothèse où une telle infrastructure ne verrait pas le jour, la fourniture des consommateurs d'hydrogène devrait reposer sur une production des électrolyseurs relativement constante, éventuellement effaçable ponctuellement et modulable sur des périodes courtes grâce à l'utilisation de petits stocks tampons. Dans une telle configuration, la boucle *power-to-gas-to-power* devrait reposer sur un autre vecteur que l'hydrogène, a priori le méthane dont les infrastructures de transport et de stockage existent déjà, mais engendrerait de pertes de conversion supplémentaires.

Dans une telle configuration, les besoins en capacités de production thermique peuvent être relativement contenus si les électrolyseurs sont effaçables lors des périodes de tension. Par contre, le fonctionnement des capacités de production thermique serait très sensiblement rehaussé. Le volume de production d'électricité à partir des CCG et TAC au méthane pourrait être rehaussé typiquement de l'ordre de 5 TWh à 20 TWh, selon la taille des stocks tampons pouvant exister, et permettre un niveau minimal de flexibilité.

Cette configuration implique aussi que la boucle *power-to-gas-to-power* repose sur le méthane, avec des rendements encore plus faibles, ce qui nécessiterait un développement supplémentaire de production d'électricité décarbonée pour compenser les pertes.

En pratique une telle configuration signifie aussi l'apparition de situations de fonctionnement simultané d'électrolyseurs et de CCG et TAC au méthane (en France et à l'étranger), ce qui est énergétiquement peu pertinent et ne peut trouver d'autre pertinence que pour des questions logistiques (accès au réseau gaz, moins développé que le réseau d'électricité, et évitement de vaporeformeurs).

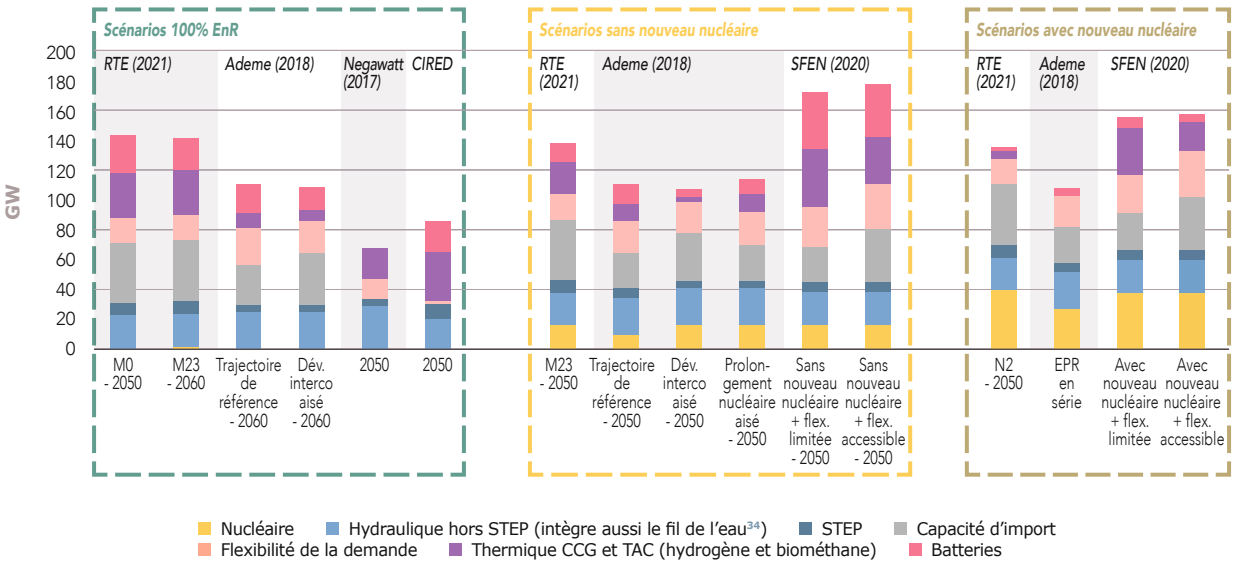
Des éléments détaillés sont présentés dans le chapitre 9 consacré à la place de l'hydrogène dans les scénarios étudiés.

7.6.9 Des résultats sur les bouquets de flexibilités qui se situent dans la fourchette des études externes

RTE a procédé à une analyse comparative de tous les scénarios de neutralité carbone à horizon 2050 publiés pour mettre en perspective les résultats obtenus sur le bouquet de flexibilités. Les scénarios reposent sur des hypothèses très contrastées en termes de développement des flexibilités de consommation et d'interconnexions et proposent *in fine* des bouquets de flexibilités différenciés. Cependant, à l'exception de certaines études ne prenant pas en compte de représentation des aléas pesant sur le fonctionnement du système électrique, et qui raisonnent sur année « moyenne », l'ensemble des études concluent à des puissances installées totales relativement analogues.

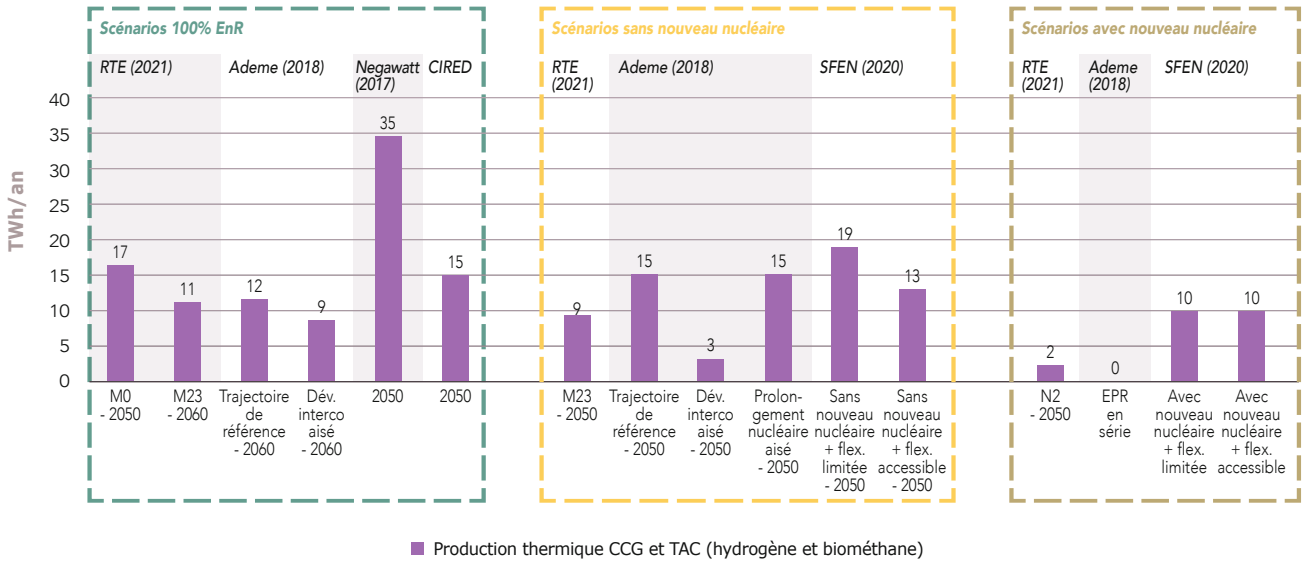
Dans toutes les études, un socle de capacité thermique décarboné est identifié dans tous les scénarios sans nouveau nucléaire. *A contrario*, tous les scénarios avec nouveau nucléaire ont des besoins en capacités thermiques plus faibles, et parfois nuls dans certains scénarios.

Figure 7.46 Capacités flexibles installées dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050 avec et sans nouveau nucléaire (intègre aussi l'hydraulique fil de l'eau)[33,34]



33. Les capacités flexibles peuvent adapter leur puissance fournie pour s'adapter à la demande. Les capacités non flexibles ne peuvent pas adapter leur puissance fournie à la consommation et produisent « en bande ».
34. Le détail flexible/non flexible n'est pas toujours disponible dans les études publiques. En particulier pour l'hydraulique, on inclut ici l'hydraulique fil de l'eau qui n'est pas flexible.

Figure 7.47 Production annuelle d'électricité à partir de moyens thermiques flexibles dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050[35]



35. Le détail flexible/non flexible n'est pas toujours disponible dans les études publiques.

7.7 La caractérisation des risques sur la sécurité d'approvisionnement : des événements dimensionnant dont la nature évolue

7.7.1 La nature des évènements qui font peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement évolue

Les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » sont construits pour maintenir à l'horizon 2050 le même niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire la même occurrence de délestage pour les consommateurs. Ainsi, par construction, les scénarios présentent tous le même niveau de risque, sans évolution par rapport à la situation actuelle (hors situation exceptionnelle liée à la crise Covid, qui a conduit le système électrique à ne pas respecter temporairement le critère de sécurité d'approvisionnement).

Néanmoins, le mix de production et la consommation électrique étant fortement modifiés dans les différents scénarios analysés, la nature des évènements conduisant à de la défaillance va évoluer.

Le risque pour l'équilibre offre-demande associé aux seules vagues de froid va diminuer, dans tous les scénarios.

L'une des spécificités du système électrique français est sa forte sensibilité aux températures basses. Celle-ci résulte du développement du chauffage électrique depuis les années 1980. Dans le système actuel, la baisse d'un degré de la température en hiver se traduit par une hausse de l'ordre de 2,4 GW de la consommation d'électricité, soit l'équivalent de la production de près trois réacteurs nucléaires de 900 MW. Dans les autres pays européens, le recours au chauffage électrique est aujourd'hui beaucoup moins développé qu'en France et la sensibilité de la consommation électrique à la température est significativement inférieure, de l'ordre d'un facteur 4[36].

La prise en compte de cette spécificité est essentielle pour l'analyse du risque de défaillance. Actuellement, les vagues de froid concentrent le risque de coupure du fait des niveaux très élevés atteints par la consommation électrique durant ces périodes. Il s'agit aujourd'hui du premier déterminant de la défaillance, avant les indisponibilités des groupes de production et les périodes de vent faible.

À l'horizon 2050, le chauffage électrique va se déployer de manière plus importante dans le bâtiment (70 % de logements seront chauffés à l'électricité en 2050, contre 40 % aujourd'hui) mais la thermosensibilité hivernale de la France est amenée à baisser légèrement (passant de 2,4 GW à 2,2 GW par degrés) sous l'effet de l'efficacité énergétique (logements mieux isolés et pénétrations des pompes à chaleur, qui permettent de diviser par trois la consommation). Le réchauffement climatique sera aussi de nature à augmenter les températures hivernales à long terme et la fréquence des situations conduisant à des forts appels de puissance du fait de vagues de froid va diminuer.

Dans tous les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 », les conséquences de températures froides sur le risque de sécurité d'approvisionnement vont fortement diminuer. Cette diminution ne tient pas tant à la légère baisse de la thermosensibilité et au réchauffement climatique qu'à l'accroissement d'autres aléas dans le système électrique, notamment le facteur de charge de l'éolien : à même niveau de sécurité d'approvisionnement, l'accroissement de nouveaux aléas conduit à réduire le risque pour le système électrique associé

36. Valeur calculée à parité de consommation

à une seule vague de froid. Ainsi, en 2050, la plupart de ces périodes de tension surviennent pour des températures inférieures à 5°C et un facteur de charge éolien (terrestre et en mer) en France bas, par exemple inférieur à 15%.

La conjonction de périodes froides et sans vent deviendra le premier facteur de risque pour le système électrique

Les différents scénarios de l'étude intègrent une part grandissante des énergies renouvelables dans le mix électrique. La sécurité d'approvisionnement dépend de la capacité des moyens pilotables à assurer une production à la hauteur de la consommation résiduelle, c'est à dire la part de la consommation qui n'est pas couverte par les productions fatales, notamment la production photovoltaïque et éolienne.

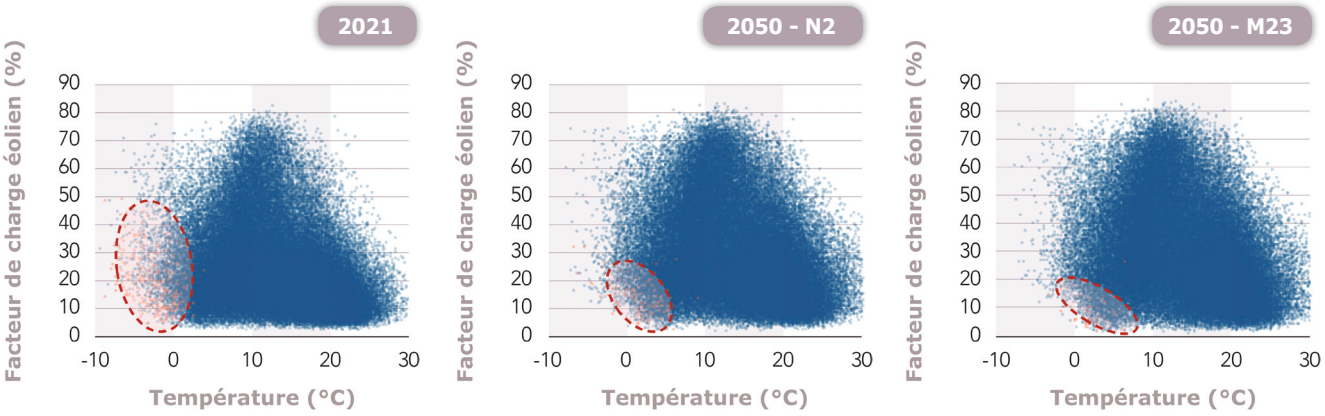
Dans ce contexte le risque ne dépendra plus uniquement de la consommation, mais donc bien de l'ensemble des paramètres qui déterminent la consommation résiduelle.

Dans tous les scénarios, avec le développement de l'éolien dont la production journalière est très variable (beaucoup plus que celle du photovoltaïque), c'est la conjonction de périodes froides et sans vent qui deviendra le premier facteur de risque pour le système électrique.

En conséquence, les situations de pénurie pourront apparaître dans des configurations moins froides qu'aujourd'hui, dès lors que la production éolienne est faible.

Des exemples détaillés de situations de faible vent ou d'autres situations potentiellement contraignantes pour le système électrique (canicule, sécheresse) sont présentés dans le chapitre 8 dédié aux questions climatiques.

Figure 7.48 Distribution des niveaux de facteurs de charge éoliens (terrestre et en mer) et de la température à la maille journalière en France dans le système actuel, en 2050 dans N2 et dans M23 et identification des situations impliquant un risque pour l'équilibre offre-demande



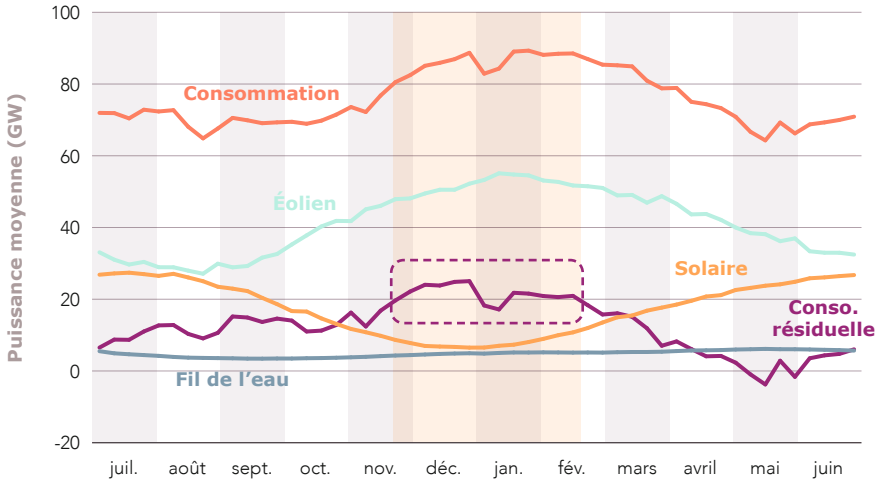
7.7.2 La majorité des risques devrait se lisser sur l'ensemble de l'hiver, voire la fin de l'automne

Aujourd'hui, les risques pour l'équilibre offre-demande sont concentrés sur le cœur et la fin d'hiver (à plus de 90 % sur janvier et février), période pendant laquelle les risques de vague de froid sont les plus élevées.

Dans les prochaines décennies, la répartition des risques, qui dépendront majoritairement aussi bien des températures que des conditions de vent, devrait alors se lisser sur l'ensemble d'hiver, voire la fin de l'automne.

Ce « lissage » est dû à plusieurs facteurs. D'une part la part grandissante de l'éolien et du photovoltaïque dans les mix de production, qui produisent théoriquement davantage en fin d'hiver qu'en fin d'automne/début d'hiver. D'autre part, l'effet cumulé de l'augmentation des températures hivernales et de la baisse de la thermosensibilité de la consommation devrait réduire la variabilité des appels de puissance au cœur de l'hiver par rapport à aujourd'hui. Par ailleurs, l'augmentation future des sécheresses en été conduira à l'augmentation des situations de faible productible hydraulique à l'automne.

Figure 7.49 Puissance moyenne hebdomadaire (hors WE et jours fériés) de production EnR et de consommation dans le scénario M23 à 2050

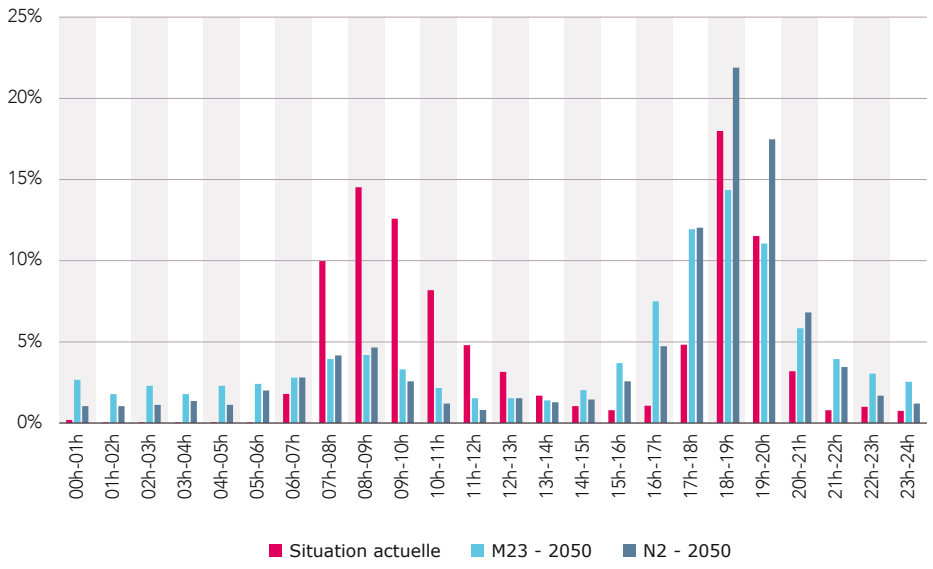


Fin d'automne à fin d'hiver : période de plus forte consommation résiduelle

7.7.3 Les heures où les risques sont les plus importants restent concentrées en soirée

Les évolutions du mix de production et de la consommation modifient marginalement les périodes de la journée où se concentrent les risques d'insuffisance de production. Les risques restent essentiellement concentrés en soirée. Le développement du photovoltaïque dans tous les scénarios conduit à réduire les risques de la matinée à la fin d'après-midi, tandis que la réduction de la capacité nucléaire conduit à faire apparaître des risques de défaillance la nuit.

Figure 7.50 Répartition horaire des situations de défaillance

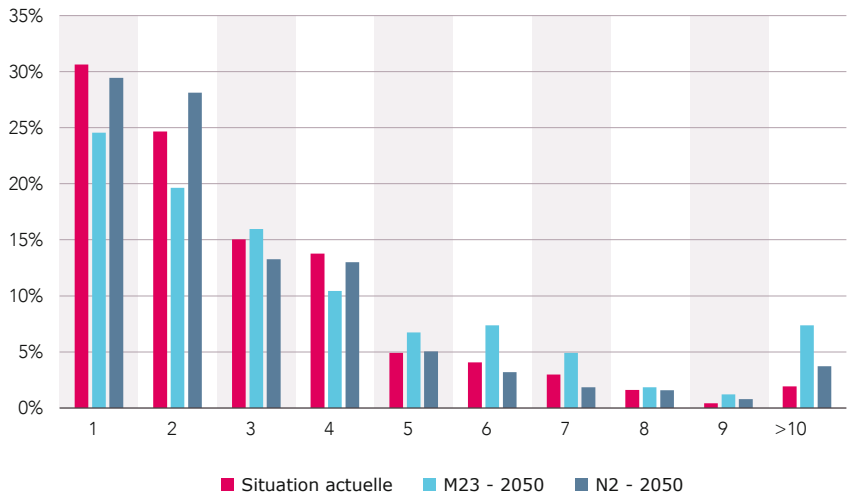


7.7.4 Des épisodes de défaillance plus rares, mais plus profonds et plus longs

Les scénarios des Futurs énergétiques 2050 sont construits pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel pour les consommateurs, c'est-à-dire la même « énergie non distribuée ». Avec le développement des énergies renouvelables, les profondeurs des situations d'insuffisance de production deviennent plus importantes. Cela signifie qu'à énergie non distribuée équivalente, l'espérance annuelle de durée où la production est insuffisante diminue et s'établit autour d'une heure par an, contre trois actuellement.

Dans les scénarios sans nouveau nucléaire, les durées des épisodes de défaillance s'allongent sensiblement. Cet effet tient au développement important du stockage dans ces scénarios et notamment des batteries. À même volume d'énergie non distribuée (par construction des scénarios), les scénarios avec un fort développement des batteries conduisent à moins de périodes de défaillance courtes (qui peuvent être gérées par les batteries si la puissance est suffisante) mais plus de périodes longues pour lesquelles l'apport des batteries est moindre. Dans le M23 en 2050, la durée continue des épisodes de défaillance s'établit à environ cinq heures contre environ trois heures dans la situation actuelle et celle du scénario N2 en 2050. Concrètement, cela signifie qu'il existe des périodes où c'est l'épuisement des stocks des batteries qui occasionne des défaillances.

Figure 7.51 Répartition des durées continues des épisodes de défaillance



7.8 La stabilité de la fréquence du réseau électrique

Les centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques délivrent l'énergie au réseau électrique à partir d'alternateurs dont la vitesse de rotation correspond à la fréquence du système électrique. La masse de l'alternateur fournit de l'inertie au système électrique : les déséquilibres entre production et consommation sont compensés par la variation d'énergie cinétique de ces alternateurs. Leur masse permet de limiter la variation de fréquence suite à un déséquilibre.

Les centrales éoliennes et photovoltaïques sont raccordées au système électrique par des solutions d'électronique de puissance. Elles n'apportent pas d'inertie et ne contribuent ainsi pas à la stabilisation de la fréquence du système électrique. Elles fonctionnent actuellement avec des réglages dits *«grid-following»* plutôt que *«grid-forming».*

Au-delà de certains seuils (suivant le réseau, 60 % à 80 % de production instantanée de l'éolien et du solaire sur la production totale), la stabilité du système peut être menacée en raison du manque de réglages stabilisateurs.

7.8.1 Des solutions techniques existent pour assurer la stabilité du système électrique à long terme dans les scénarios à très forte proportion d'énergies renouvelables, avec différents niveaux de maturité

Le rapport RTE-AIE a déjà exposé que, si plusieurs solutions techniques existent pour surmonter la difficulté résultant de la réduction de l'inertie, elles se trouvent toutefois à différents stades de maturité.

Si certaines solutions techniques sont déjà déployées dans le cadre d'une exploitation sur le terrain, d'autres en sont au stade de la recherche et du développement (R&D) et devront être testées dans des conditions réelles avant d'être déployées à grande échelle.

Pour faire face à la réduction de l'inertie fournie par les machines tournantes lorsque les productions éoliennes et photovoltaïques deviennent majoritaires dans le système, outre le maintien d'une puissance minimale de machines tournantes, la première étape consiste à mettre au point un nouveau mode d'exploitation des convertisseurs afin qu'ils fournissent de nouveaux services dits de «réponse rapide en fréquence» ou «inertie synthétique/virtuelle». Par exemple, ils sont déjà mis en œuvre en Irlande et au Québec. Toutefois, il est nécessaire d'aller au-delà de ces solutions et de revoir considérablement le mode d'exploitation du système électrique si la part instantanée du photovoltaïque et de l'éolien devient très élevée, au-delà de 60-80 % dans la zone synchrone.

Deux solutions permettent d'avoir une part très élevée de production éolienne et photovoltaïque raccordée via de l'électronique de puissance, quelle que soit celle des machines synchrones qui resteront en fonctionnement à l'horizon 2050 (centrales hydrauliques, nucléaires, à gaz) :

- Les compensateurs synchrones fonctionnent de manière similaire aux alternateurs des centrales électriques conventionnelles synchrones. Leurs moteurs contribuent à la stabilité du système mais ils tournent librement, sans produire de puissance électrique utile (à l'inverse des centrales de production : on ne considère que la partie conversion électromécanique de la centrale, pas du tout la production de puissance (chaudière)). Les compensateurs synchrones sont une technologie bien connue et éprouvée, auparavant utilisés pour maintenir la référence de tension dans des zones spécifiques en France. Plus récemment, cette solution a été utilisée au Danemark et en Australie-Méridionale et s'est révélée efficace pour assurer la stabilité du système. Si cette solution a fait ses preuves dans des situations spécifiques, son déploiement généralisé pour assurer la stabilité du système à grande échelle reste à évaluer.

- Une autre possibilité consisterait à développer des contrôles *«grid-forming»* pour les convertisseurs de puissance, qui donneraient aux centrales éoliennes et photovoltaïques la capacité de générer leur propre onde de tension. Cette solution a été testée avec succès en laboratoire (dans le cadre des projets européens MIGRATE puis OSMOSE notamment) et sur des microréseaux, mais pas encore à l'échelle d'un grand système électrique, où d'autres complications pourraient survenir. Des expériences à grande échelle sont nécessaires dans les années à venir pour valider ce concept.

7.8.2 La question de la stabilité ne revêt pas un enjeu économique de premier ordre sur la comparaison des coûts des scénarios avec et sans nouveau nucléaire

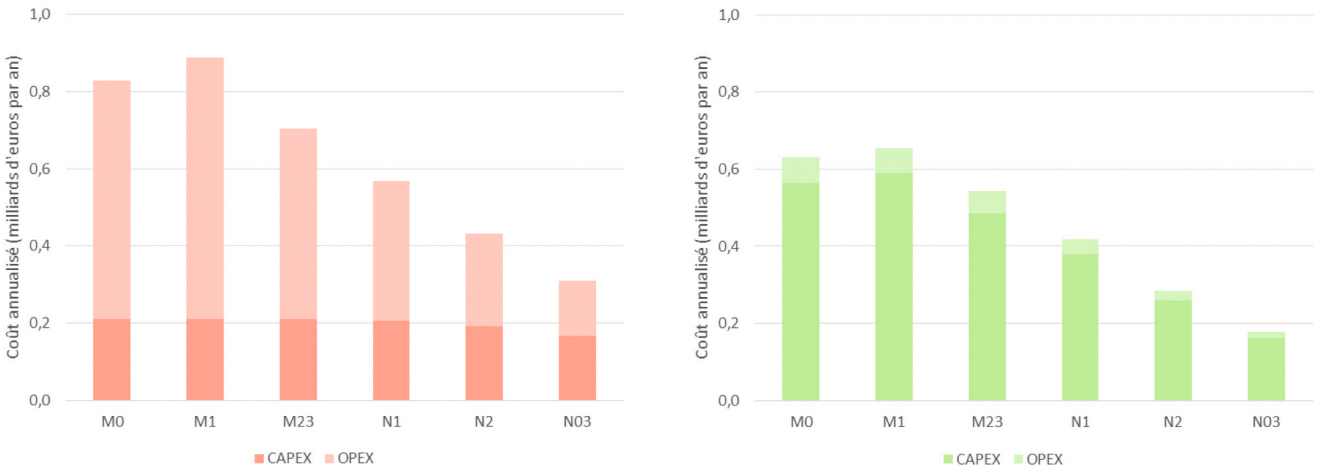
Le développement de solutions *grid-forming* par des onduleurs ou des compensateurs synchrones induit des coûts annualisés supplémentaires de même ordre de grandeur, variant suivant les scénarios entre 200 et 900 millions d'euros en 2060. Ce montant est faible comparé au coût total du système dans les différents scénarios *(cf.* chapitre 11) et plusieurs éléments montrent que l'évaluation réalisée à date est conservatrice.

La comparaison doit être évaluée en sachant que les compensateurs synchrones sont une technologie connue, même si elle est actuellement déployée pour des situations spécifiques, tandis que les onduleurs *grid-forming* utilisent une technologie émergente dont le coût pourrait baisser avec son industrialisation. Malgré cela, à la cible, le déploiement d'onduleurs *grid-forming* semble le moins coûteux, une fois cette technologie en exploitation.

La composition des coûts diffère entre les deux solutions. Certes, les compensateurs synchrones sont une solution peu onéreuse à l'investissement mais leur fonctionnement génère des pertes qui, cumulées sur des durées de fonctionnement jusqu'à 70 % du temps, peuvent représenter des volumes de l'ordre de 10 TWh dans les scénarios avec le plus de production renouvelable variable (éolienne et photovoltaïque). À l'inverse, les onduleurs *grid-forming* nécessitent un investissement jusqu'à trois fois plus important (à leur coût actuel) que le coût d'investissement de compensateurs synchrones, mais génèrent dix fois moins de pertes.

Si l'option retenue est celle de n'installer que des compensateurs synchrones, la capacité nécessaire varie peu d'un scénario à l'autre. Avec une capacité unitaire aujourd'hui autour de 1,5 GVAs, une centaine de ces machines pourrait être nécessaire à l'horizon 2060, y compris dans les scénarios avec une capacité nucléaire plus importante. Certes, les centrales nucléaires participent à la stabilité du système lorsqu'elles produisent, mais durant les périodes de forte production éolienne et photovoltaïque, les centrales nucléaires peuvent être contraintes de s'arrêter. L'inertie fournie par les moyens de production doit alors être complétée,

Figure 7.52 Estimation des coûts nécessaires au maintien de la stabilité de la fréquence du réseau avec des compensateurs synchrones (à gauche), avec des onduleurs grid-forming de centrales éoliennes et photovoltaïques



par les compensateurs synchrones, pour assurer la stabilité de la fréquence. Même si ces épisodes sont peu nombreux dans les scénarios avec une capacité nucléaire plus importante, le système doit être conçu de façon à y être résilient, avec la capacité de réglages stabilisateurs nécessaire. La durée d'activation des compensateurs synchrones sera néanmoins d'autant plus importante que la capacité de production éolienne et photovoltaïque est importante car ces épisodes sont alors plus fréquents.

Compte tenu des connaissances actuelles sur les onduleurs *grid-forming*, l'approche de dimensionnement à l'échelle du système est différente. Elle s'appuie sur le fait qu'il a été montré qu'une part de 20 à 30 % des onduleurs des capacités éoliennes et photovoltaïques avec des aptitudes *grid-forming* est suffisante pour maintenir la stabilité. Un dimensionnement plus fin pourrait encore en modérer le coût.

Enfin, le besoin de réglages stabilisateurs dépend de la dynamique de la réserve primaire. Des travaux se poursuivent pour évaluer le besoin de moyens compensateurs (compensateurs synchrones ou onduleurs *grid-forming)* avec une dynamique plus rapide de la réserve primaire, par exemple comme celle mise en œuvre en Grande-Bretagne. La capacité de compensateurs synchrones ou d'onduleurs *grid-forming* pourrait ainsi s'en trouver réduite, à moins que d'autres contraintes d'exploitation comme le besoin de courant des installations renouvelables durant les courts-circuits ne conduisent également à imposer ces moyens de compensation.

7.8.3 L'enjeu est avant tout de nature industrielle, afin de permettre à ces solutions de passer de démonstrateurs à des installations présentes par centaines en France en pleine interaction avec le système électrique

Il existe désormais un large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel. La prochaine étape nécessaire consiste à poursuivre les projets de R&D afin de tirer des enseignements de l'expérience de démonstrateurs et de projets pilote, de comprendre et de tester la stabilité des systèmes dans des utilisations à plus grande échelle, comment les compensateurs synchrones et les onduleurs *grid-forming* pourraient interagir entre eux et avec le reste du système électrique. Une première étape a déjà été franchie théoriquement en montrant qu'1 MVA d'onduleurs *grid-forming* induisait un effet stabilisant au moins égal à celui d'1 MVA de machine tournante. Par ailleurs, la répartition géographique de ces installations devra être précisée pour assurer la stabilité sur l'ensemble de la France *(cf. rapport RTE-AIE[37])*.

Une feuille de route claire pour les onduleurs *grid-forming* peut être définie pour la prochaine décennie afin d'assurer la stabilité du système en cohérence avec la politique énergétique nationale et en tenant compte de l'impact sur tous les acteurs du système. Il repose sur trois piliers complémentaires :

- Des démonstrateurs pour permettre aux fabricants d'onduleurs et aux gestionnaires de réseau de transport de tester les onduleurs *grid-forming* en conditions opérationnelles et d'en préciser les caractéristiques, tant en matière de fiabilité que de coût raisonnable.
- La consultation des parties prenantes dans le processus réglementaire pour préparer une définition européenne harmonisée des exigences du système et des mesures de performance pour les solutions *grid-forming.*
- La collaboration internationale pour permettre la constitution d'un marché suffisamment grand pour les fabricants de solutions *grid-forming*.

Les enjeux ne sont pas seulement techniques. Les instruments réglementaires choisis pour déployer ces technologies et l'attribution de la responsabilité de la fourniture de ces services doivent également être examinés à la lumière des cadres institutionnels français et européens actuels. Les pouvoirs publics doivent rester vigilants lors de la mise en place et de l'évolution des codes de réseaux car ceux-ci peuvent avoir des effets sur les coûts pour les consommateurs finaux, les constructeurs, les développeurs et les gestionnaires de réseau. Par exemple, des capacités spécifiques de *«grid-forming»* peuvent être exigées par les normes techniques imposées aux constructeurs de convertisseurs, avec des effets sur les coûts de la technologie. Les gestionnaires de transport peuvent également posséder directement des compensateurs synchrones ou en contractualiser les services auprès de tiers, ou encore créer des services concurrentiels paramétrables, laissant le choix de la technologie et du bon déploiement aux acteurs du marché. Ces trois options s'accompagnent d'arbitrages spécifiques en matière de coûts et de sûreté du réseau, qui devront être évalués dans de futures analyses.

Une transition vers des contrôles *«grid-forming»* serait beaucoup plus difficile pour un système électrique reposant largement sur des panneaux photovoltaïques individuels, car elle aurait un fort impact sur l'exploitation des réseaux publics de distribution. Les difficultés seraient moins grandes si le système était principalement fondé sur des parcs éoliens d'envergure, à terre ou en mer. En tout état de cause, un système comportant une part importante de PV distribué nécessiterait une évaluation détaillée des impacts sur le réseau de distribution et de leurs implications pour la sûreté du système électrique.

37. *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050*

7.9 Selon les scénarios, différents paris technologiques nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Atteindre un système neutre en carbone en 2050 représente un défi technologique. De nombreuses innovations sont attendues et peuvent se révéler plus ou moins nécessaires selon les scénarios : véhicules électriques utilisant des batteries moins gourmandes en métaux rares, boucle *«power-to-gas-to-power»* via l'hydrogène ou le méthane de synthèse, centrales thermiques fonctionnant aux gaz décarbonés, technologies numériques pour la gestion de la demande, petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR), nouvelles énergies marines comme les hydroliennes, etc.

L'Agence internationale de l'énergie a récemment évalué que presque la moitié des réductions d'émissions nécessaires pour atteindre la neutralité carbone en 2050 reposait sur des technologies qui étaient encore en phase de démonstration ou de prototype aujourd'hui. L'analyse de RTE a cherché à minimiser le recours à des paris technologiques en privilégiant les technologies industriellement matures. Néanmoins, chaque scénario implique de valider un certain nombre de prérequis techniques.

Sur le plan technique, **l'analyse a conduit à écarter la thèse d'une distinction fondamentale entre les scénarios M et N.** Tous reposent à terme sur une forte part d'énergies renouvelables et seront donc concernés par les enjeux de gestion d'un parc de production en large partie non pilotable, à des degrés divers cependant.

Si les défis technologiques et de R&D associés apparaissent « dépassables » dans les décennies à venir, les scénarios « 100 % renouvelable » ou fondés sur la prolongation à long terme des réacteurs nucléaires actuels au-delà de 60 ans impliquent qu'un grand nombre de prérequis techniques critiques soient respectés à court terme. Or rien ne le garantit en l'état. Décider de ces scénarios aujourd'hui, ou renoncer au principe de diversification technologique dans le mix de production électrique, soulève donc un risque de non-atteinte de l'objectif de neutralité carbone à la date rapprochée de 2050.

7.9.1 Les prérequis technologiques associés aux scénarios à forte proportion en renouvelables ont été explicités dans le rapport commun publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie (janvier 2021)

Ces quatre conditions sont les suivantes : (i) l'arrivée à maturité de solutions technologiques permettant de maintenir la stabilité du système électrique sans production conventionnelle, (ii) le déploiement à grande échelle des flexibilités (iii) la maîtrise des enjeux de développement des réserves techniques, et (iv) une mise à niveau des réseaux électriques nationaux. **Les validations techniques à apporter pour atteindre cette cible demeurent importantes et nécessitent un effort de R&D conséquent et soutenu.**

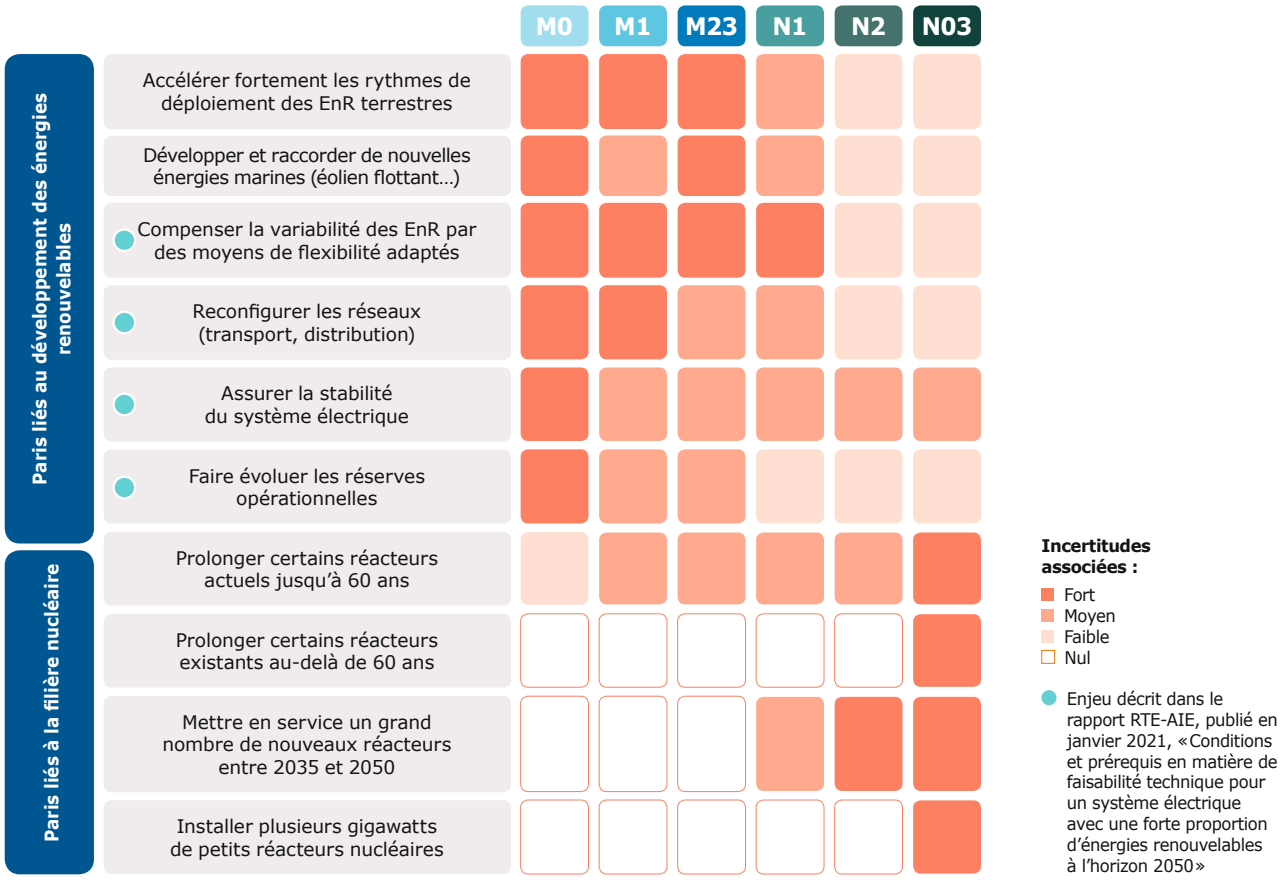
Si les scénarios « M » sont concernés par ces quatre conditions, il en va de même de N1 puisque la part des renouvelables dépasserait 80 % en 2060.

7.9.2 Le maintien d'une base nucléaire d'une cinquantaine de gigawatts présente également des défis de nature technologiques

Cinq des six scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » reposent sur une exploitation de certains des réacteurs actuels au-delà de 50 ans, selon des prérequis de sûreté qui devront au préalable être systématiquement vérifiés. L'Autorité de sûreté nucléaire a indiqué que la prolongation au-delà de 40 ans, pour laquelle elle a rendu un avis générique favorable, nécessite déjà un « volume exceptionnel de travaux ».

Trois des six scénarios prévoient la construction de nouveaux réacteurs de type EPR 2, ce qui constitue un défi industriel. **Le scénario N03 nécessite d'aller plus loin et de remplir quatre conditions :** (i) réussir la prolongation de l'essentiel des réacteurs jusqu'à 60 ans, (ii) en prolonger certains au-delà de 60 ans (d'autant plus si certains ferment à 50 ans), (iii) construire et mettre en service 14 réacteurs de type EPR 2 (soit 8 de plus que dans le programme « nouveau nucléaire France »), (iv) déployer une capacité de 4 GW de SMR. **Un tel scénario impliquerait de s'assurer suffisamment tôt de la faisabilité d'un fonctionnement au-delà de 60 ans. Il nécessite de manière générale un effort de R&D global sur la filière nucléaire, depuis la conception des nouveaux réacteurs jusqu'aux technologies permettant de « fermer le cycle ».**

Figure 7.53 Prérequis technologiques et industriels associés aux différents scénarios et incertitudes



7.9.3 Un scénario conservant une capacité de production nucléaire importante associé à un développement conséquent des renouvelables est de nature à limiter le risque de non-atteinte des objectifs climatiques

Les scénarios de type N2 permettent de s'affranchir de plusieurs paris techniques et industriels pour atteindre un haut niveau de production d'électricité bas-carbone.

En effet, la dépendance au système hydrogène y est plus faible, les aménagements du réseau s'inscrivent dans le prolongement de l'accélération déjà envisagée pour 2035 et les enjeux de maintien du synchronisme sont moins importants. Sur le volet nucléaire, ce type de scénario n'est pas tributaire de la prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans et sa trajectoire est compatible avec un lissage de la fermeture des réacteurs actuels dans le but d'éviter « l'effet falaise ». Le développement d'une filière de petits réacteurs modulaires – lesquels ne sont pas encore développés en France sur le plan industriel – devient une opportunité (pour réduire le rythme nécessaire de construction des EPR 2) et non une obligation. Le défi industriel que constituerait la construction de 14 réacteurs EPR 2 en 30 ans ne doit toutefois pas être sous-estimé.

7.10 Les bilans énergétiques d'un système en transition

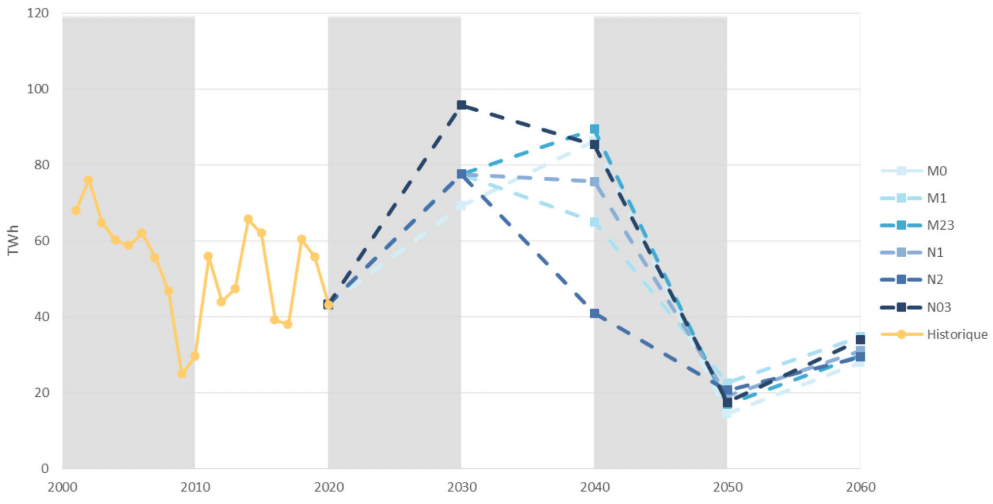
7.10.1 Dans tous les scénarios, la France reste exportatrice d'électricité en 2050 et 2060, après un pic d'export d'électricité entre 2030 et 2040

Les scénarios des Futurs énergétiques 2050 sont construits de façon à ce que le solde exportateur annuel soit identique dans tous les scénarios et légèrement positif en 2050 (~20 TWh/an) et 2060 (~30 TWh/an). Ces scénarios permettent ainsi d'identifier les besoins de développement de capacité bas-carbone pour que la France ne fasse pas reposer son bouclage énergétique par un solde importateur d'électricité, en cohérence avec la SNBC, mais le niveau des exports à partir de 2050 constitue une hypothèse et non un résultat.

Dans tous les scénarios, le solde exportateur de la France atteindra un pic sur la période 2030-2040 autour de 80 à 90 TWh/an, sous l'effet de la prolongation d'une partie importante des réacteurs nucléaires et du développement des énergies renouvelables, puis une décroissance forte sur la période 2040-2050, où la fermeture du parc nucléaire existant sera importante avec l'arrêt de près de 28 GW réacteurs sur la période dans la trajectoire de référence. Néanmoins, le solde exportateur ne dépendra pas que des évolutions sur le parc de production d'électricité et la consommation en France mais aussi de l'évolution des systèmes énergétiques à l'étranger.

Le solde exportateur n'est que marginalement affecté par le niveau de développement des capacités d'interconnexions. Ceci constitue une traduction de l'évolution du rôle des interconnexions. Sur les dernières décennies, les interconnexions de la France ont surtout permis d'exporter les excédents de production. À long-terme, le dimensionnement des interconnexions sera dicté par l'intérêt de mutualiser les capacités de back-up et leur sollicitation mais pas pour exporter «en bande» des excédents de production.

Figure 7.54 Évolution du solde exportateur de la France dans les différents scénarios



7.10.2 L'énergie électrique perdue dans les écrêtements et les pertes de conversion augmente sensiblement dans les scénarios avec une forte pénétration des EnR

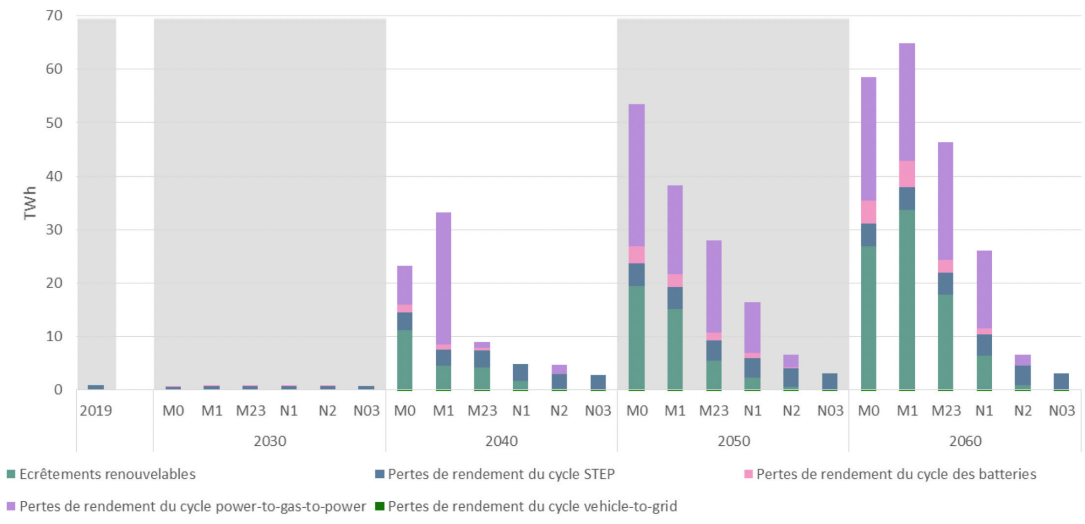
Dans les scénarios avec une forte pénétration des EnR, des puissances importantes en leviers de flexibilité sont nécessaires pour gérer la variabilité de leur production.

Les leviers existants seront plus fortement sollicités : le nombre d'heures équivalent à pleine puissance en injection des STEP passera ainsi à près de 1000 heures/an actuellement à près de 1800 heures/an en 2050 dans le scénario M23. Par ailleurs, de nouveaux leviers sont sollicités (batteries, flexibilités de consommation, boucle *Power-to-gas-to-power)*. À l'exception des flexibilités sur la consommation, tous ces leviers conduisent à des pertes d'énergie électrique dans les différentes conversions. C'est en particulier le cas de la boucle *Power-to-gas-to-power* dont le rendement global se situe au mieux proche de 40% (configuration avec une boucle passant par l'hydrogène et utilisation d'un CCG) et pouvant descendre à 20% (configuration avec une boucle passant par le méthane et utilisation d'une TAC).

Au total, ce sont de l'ordre de 60 TWh qui sont soutirés par les moyens de stockage en 2050 dans M23, contre à peine plus de 6 TWh actuellement (6,5 TWh par les STEP en 2019), et qui restituent de l'ordre de 40 TWh, soit une perte de 20 TWh dans les conversions. Les pertes d'énergie dans les rendements de conversion sont beaucoup plus importantes dans les scénarios sans nouveau nucléaire que dans les scénarios avec nouveau nucléaire. Elles peuvent représenter près de 35 TWh (pour M0) à environ 20 TWh (pour M23) dans les scénarios sans nouveau nucléaire à l'horizon 2050, contre seulement de 3 TWh (N03) à 15 TWh (N1) dans les scénarios avec une relance du nouveau nucléaire.

Par ailleurs, une partie du productible renouvelable devra être écrêtée lors des périodes où la production renouvelable excède la consommation et les possibilités d'export. Compte-tenu du développement des capacités d'export et du développement des flexibilités de consommation, ces volumes restent relativement maîtrisés. Ils peuvent représenter de l'ordre de 5 TWh/an (M23) à 20 TWh/an (M0) dans les scénarios sans nouveau nucléaire, soit de l'ordre de 1% à 3% du total du productible renouvelable

Figure 7.55 Énergie perdue par écrêtements EnR et par les conversions dans les moyens de stockage *(Power-to-gas-to-power,* STEP, batteries, *vehicle-to-grid*



non pilotable (PV, éolien, fil de l'eau, hydrolien). Ces chiffres deviennent plus importants en 2060, sous l'effet de l'accroissement de la capacité EnR, alors que la consommation est considérée au même niveau). Ils peuvent atteindre 4 % dans les scénarios avec une fort part de production solaire. Ces niveaux d'écrêtement du productible EnR ne sont pas en soi un échec. Ils représentent une faible part de la production et sont le résultat d'un arbitrage économique avec le coût d'un développement plus important de moyens de stockage. Il est aussi possible de réduire ces volumes avec un développement accru des flexibilités de consommation.

Ces volumes ne s'additionnent pas avec les écrêtements qui pourront être réalisés pour des contraintes de réseau, dans une logique de dimensionnement optimisé des réseaux de transport et de distribution. En effet, les périodes d'écrêtement pour contraintes locales de réseau et insuffisance de consommation se recouvrent en partie.

Enfin, de façon analogue aux écrêtements de production EnR, une partie du productible nucléaire décarboné ne peut être valorisée, faute de débouchés *(voir partie suivante).*

7.10.3 Les facteurs de charge du nucléaire sont sensiblement plus importants dans les scénarios avec nouveau nucléaire

La disponibilité des nouveau réacteurs devrait être plus importante que celle des réacteurs existants, qui vieillissent

À l'horizon 2050, le parc nucléaire existant de seconde génération dans les scénarios M1, M23, N1 et N2 aura une moyenne d'âge moyenne de 54 années. Les nouveaux réacteurs sont attendus avec une disponibilité plus importante. Dans son dossier de demande d'autorisation d'exploiter de l'EPR de Flamanville3, EDF cible une disponibilité de 91 %[38].

Le retour d'expérience 2019 de l'unité 1 de la centrale de Taishan indique un coefficient de disponibilité de 90,9 %[39]. Cette valeur, prise sur une seule année, ne peut toutefois suffire à garantir à un tel niveau disponibilité sur le temps long.

RTE a retenu une approche prudente en retenant pour les EPR une disponibilité comprise entre celle annoncée pour l'EPR et celle estimée par RTE entre 2010 et 2019 pour le palier N4 (le plus récent et le plus proche technologiquement). RTE a ainsi retenu une hypothèse de coefficient de disponibilité des EPR de près de 84 %, contre environ 71 % pour le parc existant de seconde génération, à l'horizon 2050 (soit 73 % en intégrant l'EPR de Flamanville).

7.10.3.1 Le parc nucléaire devra davantage moduler dans les scénarios avec fort développement des énergies renouvelable, du fait d'absence de débouchés

Malgré des coûts variables de production faibles, comparativement à l'essentiel des moyens de production actuels en Europe, le parc nucléaire ne produit pas à chaque instant au niveau de toute la puissance disponible, pour plusieurs raisons. D'une part, une partie des services système fréquence est placée sur la production nucléaire, ce qui immobilise une partie de la capacité pour activation en cas de besoin du système électrique

D'autre part, le dimensionnement en combustible lors des arrêts pour rechargement ne vise pas à ce que chaque centrale puisse produire à sa puissance maximale jusqu'au prochain arrêt. Les centrales doivent donc moduler. On parle de modulation pour « économie de combustible ».

Enfin, à certaines périodes, la production nucléaire ne peut pas être à son maximum technique car la consommation d'électricité et les possibilités d'exports sont insuffisantes. On parle de modulation « pour absence de débouchés ».

À l'horizon 2050, les déterminants de la perte de productible sur le parc nucléaire évoluent :

- **Le parc nucléaire peut éviter de participer à la fourniture de services système**

  Dans tous les scénarios, les leviers de flexibilité sont en quantité suffisante pour pouvoir fournir les services système. Il est à la fois possible et plus pertinent économiquement de placer à chaque instant les besoins de réserve sur les batteries, les capacités thermiques ou les effacements de consommation (notamment effacement de l'électrolyse et recharge des véhicules électrique). Libérer de la puissance disponible sur le nucléaire permet une meilleure optimisation des capacités nucléaires. Ce constat peut être nuancé dans le scénario N03 où les leviers de flexibilité hors nucléaire sont plus limités. Selon les capacités techniques des flexibilités de consommation à fournir des réserves avec des délais de mobilisation courts et les possibilités

38. http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/flamanville_-dossier_demande_d_autorisation_d_exploiter.pdf
39. https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/publications-financieres/faits-et-chiffres/faits-et-chiffres-2019-v2.pdf
40. Dans l'hypothèse de référence, les flexibilités sur la consommation sont considérées comme techniquement aptes à fournir l'intégralité des besoins de réserve.

sur l'hydraulique, il peut exister des configurations où une partie des réserves serait assurée par le parc nucléaire[40].

- **Le volume de modulation pour économie de combustible dépendra des adaptations de stratégie de l'exploitant et présente de fortes incertitudes**

  Lors des rechargements en combustibles des tranches nucléaires, le dimensionnement de l'énergie « rechargée » est défini par l'exploitant sur la base d'un arbitrage économique entre les pertes d'opportunités qui seraient liées à un sous-dimensionnement du stock et le risque de perte de combustible lors du prochain changement de combustible si le stock n'a pas été entièrement utilisé (p.e. si la tranche n'a pas pu produire à sa puissance maximale pour diverses raisons, dont la survenue d'indisponibilités non planifiées).

  Ainsi, l'exploitant peut être amené à réaliser des modulations de production sur les tranches pendant la campagne entre deux arrêts pour rechargement. L'évolution du volume de cette modulation représente une inconnue et dépendra de la stratégie de l'exploitant. Les évolutions du mix électrique et l'évolution de la capacité nucléaire pourraient requestionner l'ampleur de cette modulation. Compte-tenu de la difficulté à anticiper ce volume de modulation, RTE a retenu que la modulation « pour économie de combustible » représente, dans tous les scénarios, de l'ordre de 2 % de l'énergie qui peut être produite annuellement. Ce taux permet d'obtenir des taux de modulation totale des scénarios 2050 qui encadrent ceux observés ces dernières années (environ 7 %).

- **La modulation fatale, pour absence de débouchés**

  Malgré un développement important des interconnexions permettant l'export de production, la réduction de la capacité nucléaire dans tous les scénarios et l'évolution du solde exportateur vers une situation plus équilibrée, le parc nucléaire sera amenée à moduler encore à l'horizon 2050. Cette modulation se situera pendant les périodes de production EnR importante en France et en Europe et de consommation faible.

Les scénarios avec une part plus importante de production renouvelable conduisent à des situations plus fréquentes pendant lesquelles la production renouvelable en Europe peut couvrir la consommation et conduisent à des niveaux de modulation « pour absence de débouché » et donc de modulation totale du parc nucléaire Français significativement plus importantes. Ainsi, dans les scénarios M1 et M23 en 2050, la modulation totale du parc nucléaire est supérieure de près de quatre points à la modulation dans le scénario N03, où elle est la plus faible.

Concrètement, une modulation plus élevée participe à réduire le facteur de charge du nucléaire. Les scénarios M sont par ailleurs affectés par une hypothèse de disponibilité plus faible sur les réacteurs existant que sur les nouveaux réacteurs. Sur les 700 heures[41]/an de baisse de facteur de charge du nucléaire dans le scénario M1 par rapport au scénario N03 à horizon 2050, environ 200 heures/an sont liées à la différence de modulation et près de 500 heures/an à la différence de disponibilité.

Les situations de modulation du nucléaire apparaissent essentiellement en été et en milieu de journée, quand la production photovoltaïque en France et en Europe est maximale et la consommation plus faible.

41. HEPP heures équivalentes pleine puissance

Figure 7.56 Profil journalier de modulation du parc nucléaire dans les différents scénarios à l'horizon 2050

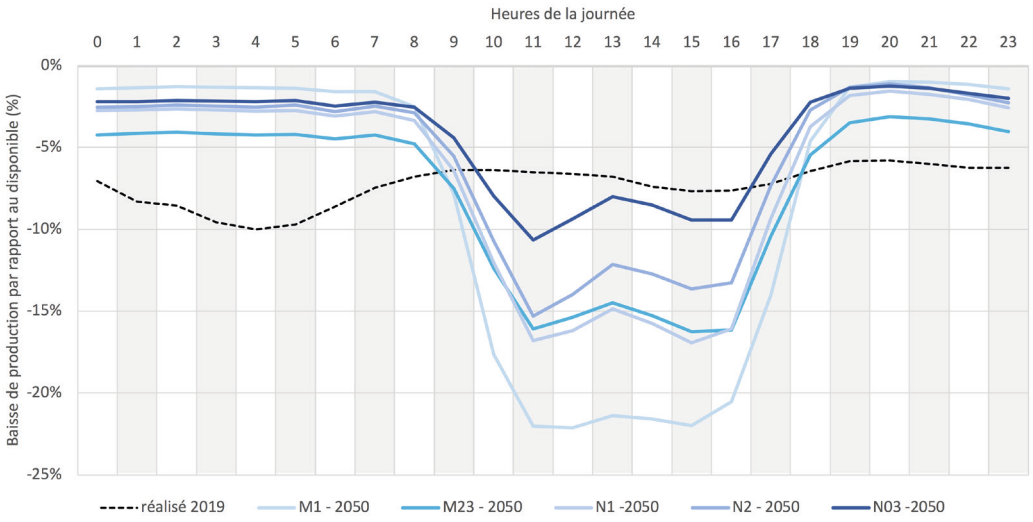
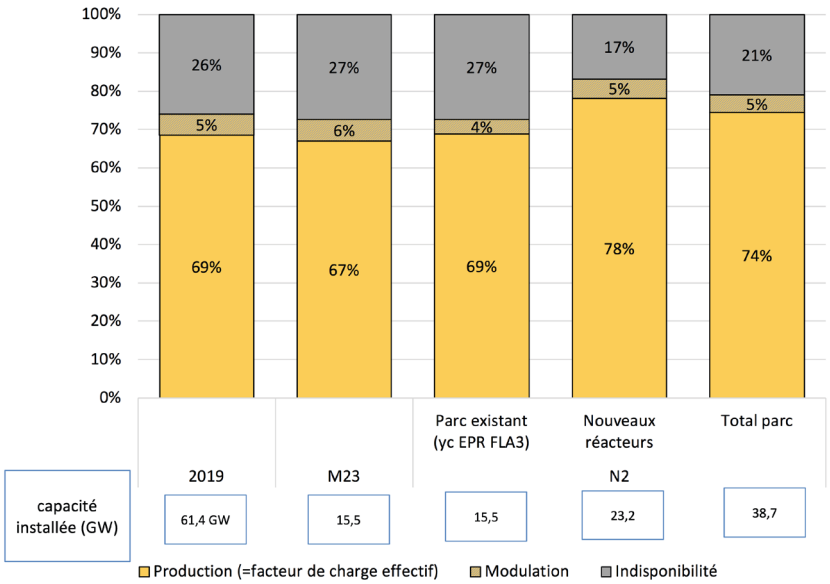


Figure 7.57 Facteur de charge du nucléaire et production non réalisée pour indisponibilité et modulation



8

CLIMAT ET SYSTÈME ÉLECTRIQUE

8

CLIMAT ET SYSTÈME ÉLECTRIQUE :
UNE SENSIBILITÉ ACCRUE LIÉE AU CHANGEMENT CLIMATIQUE ET À L'ÉVOLUTION DU MIX

Les « Futurs énergétiques 2050 » décrivent des chemins possibles pour transformer le système électrique en vue d'atteindre la neutralité carbone. Sur les horizons de temps considérés, l'évolution du mix électrique et du climat renforce la dépendance de l'équilibre du système aux aléas climatiques et constitue un élément crucial à prendre en compte dans la planification du système énergétique.

D'une part, le changement climatique, dont la réalité ne fait aujourd'hui plus de doute et qui est amené à se poursuivre sur les prochaines décennies, conduit à s'interroger sur la résilience des infrastructures du système électrique à ses effets. Afin de proposer des options de mix électrique robustes face aux effets du changement climatique, la prospective du système énergétique doit donc nécessairement intégrer ces effets dans l'étude du fonctionnement du système à long terme. En particulier, l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des canicules ou encore la multiplication des périodes de sécheresse constituent des enjeux de premier ordre dans le dimensionnement du système électrique du fait de leurs impacts sur la consommation, la production et le réseau.

D'autre part, le développement des énergies renouvelables variables apporte une sensibilité accrue du système aux aléas météorologiques (vent, rayonnement, température…). La question des périodes sans vent devient en particulier centrale dans l'analyse des besoins de flexibilité du système et RTE est ainsi régulièrement interrogé sur le fonctionnement du système lors de ce type d'événement. Le dimensionnement du parc de production électrique et du réseau repose ainsi sur une analyse de risque intégrant l'occurrence de ces événements particuliers, en s'appuyant sur des modélisations climatiques approfondies et une représentation des corrélations météorologiques à l'échelle du système européen interconnecté.

Les études de dimensionnement du système électrique doivent ainsi pouvoir intégrer la palette des conditions climatiques et leur fréquence, y compris des évènements rares. De manière générale, le développement des énergies renouvelables et le changement climatique conduisent à porter une attention croissante à la prise en compte des aléas météorologiques sur l'équilibre du système et du réseau.

8.1 La sensibilité du système électrique aux variables météorologiques nécessite de prendre en compte la variabilité et l'évolution du climat

8.1.1 Le système électrique français est de longue date sensible aux aléas météorologiques, et le deviendra encore plus avec l'évolution du mix

Les situations extrêmes auxquelles le système électrique est confronté, qu'elles résultent de vagues de froid, de chaleur ou de tempête, a toujours joué un rôle clé dans le dimensionnement du système électrique.

Les effets de la météo sur le système sont nombreux et variés : les variations de température et d'ensoleillement influent sur la consommation électrique des ménages et des entreprises, la production éolienne est naturellement dépendante des conditions de vent, la production photovoltaïque dépend du rayonnement solaire, mais aussi de la température qui peut influer sur le rendement des panneaux, tandis que la disponibilité des centrales hydrauliques et nucléaires est dépendante des débits et/ou de la température des cours d'eau.

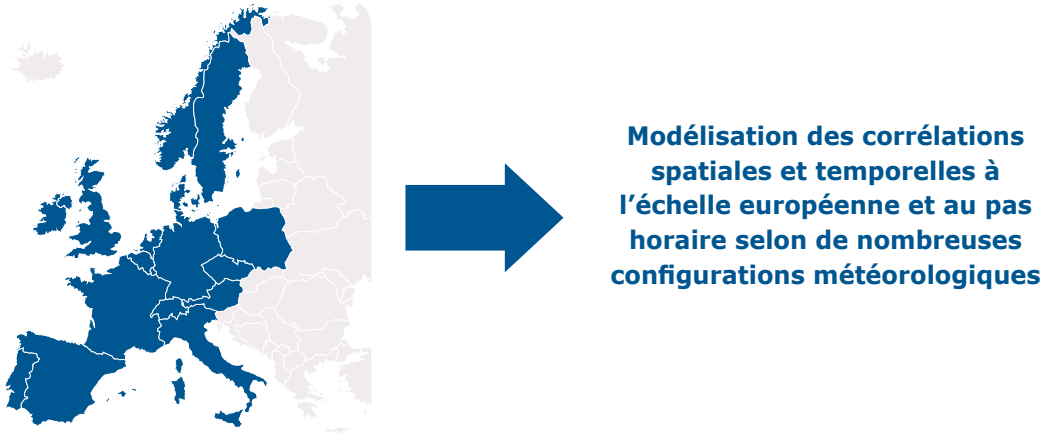
Pour l'équilibre offre-demande en France, un des principaux facteurs de risque correspond aujourd'hui à la survenue de vagues de froid, durant lesquelles la consommation électrique française peut atteindre des niveaux élevés, du fait de sa thermosensibilité hivernale. En été, la consommation française est également thermosensible mais avec des effets qui restent aujourd'hui de moindre ampleur qu'au cours de l'hiver.

Si les vagues de froid ont un impact important sur la consommation d'électricité en France, les vagues de chaleur observées ces dernières années ont également influencé la production, en particulier des centrales nucléaires mais aussi des autres sources de production.

La température n'est pas la seule variable climatique ayant une influence sur les paramètres du système électrique. Les variations de vent, de rayonnement ou encore de précipitations affectent naturellement la production d'électricité d'origine renouvelable.

Le développement des interconnexions conduit en outre à accroître le foisonnement des productions à la maille européenne, mais également les interdépendances entre les différents pays européens. La simulation de l'équilibre offre-demande passe donc par une représentation fine de la corrélation des données météorologiques entre les différentes zones géographiques.

Figure 8.1 Périmètre des pays modélisés de manière explicite sur le plan des aléas météorologiques



8.1.2 Les derniers travaux du GIEC confirment la réalité du changement climatique et mettent en évidence l'importance d'intégrer ses conséquences dans le développement des infrastructures

Le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) a publié le 9 août 2021 la première partie de son sixième rapport d'évaluation (AR6)[1]. Dans la lignée des précédentes publications, il confirme la réalité et l'intensité des changements climatiques, passés et à venir.

Depuis le début du XXe siècle, un important réchauffement de l'atmosphère et des océans a ainsi été observé, avec une accélération rapide au cours des dernières décennies. Ce réchauffement est attribué aux émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines, avec un haut niveau de confiance. À l'échelle du globe, la température moyenne sur la période 2011-2020 a été 1,09 °C plus chaude que la moyenne sur la période dite préindustrielle (1850-1900)[2].

Il est également établi que les émissions de gaz à effet de serre sont responsables de l'augmentation des événements extrêmes, en intensité et en fréquence, parmi lesquels les vagues de chaleur, les sécheresses et les événements de précipitations intenses.

La hausse future des températures dépendra du volume des émissions mondiales de gaz à effet de serre sur les prochaines décennies. À l'horizon 2050, selon les dernières estimations du GIEC, la hausse de température mondiale (par rapport à 1850-1900) pourrait être de :

- 1,6 °C (intervalle de confiance entre 1,2 et 2,0 °C) dans une hypothèse de décroissance immédiate et rapide des émissions (SSP1 – RCP1.9[3]) ;
- 2,0 °C (intervalle de confiance entre 1,6 et 2,5 °C) avec une hypothèse de stabilisation des émissions, restant proches de leurs valeurs actuelles jusqu'au milieu du siècle (SSP2 – RCP4.5) ;
- 2,4 °C (intervalle de confiance entre 1,9 et 3,0 °C) avec une hypothèse d'augmentation des émissions (SSP5 – RCP8.5).

1. https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/
2. L'intervalle de confiance va de 0,95 à 1,20 °C, selon les chiffres du sixième rapport du GIEC.
3. Les SSP (Shared Socioeconomic Pathways) sont des hypothèses d'évolution de la société et de l'économie mondiale. Les RCP (Representative Concentration Pathways) sont des hypothèses associées sur l'évolution des concentrations en gaz à effet de serre de l'atmosphère. Source : https://meteofrance.com/changement-climatique/quel-climat-futur/changement-climatique-les-scenarios-du-giec

Il est à noter que ces valeurs moyennes sur le globe masquent des disparités, les terres émergées se réchauffant plus que les océans. Ainsi, la hausse moyenne en France sera un peu plus élevée que la hausse moyenne mondiale.

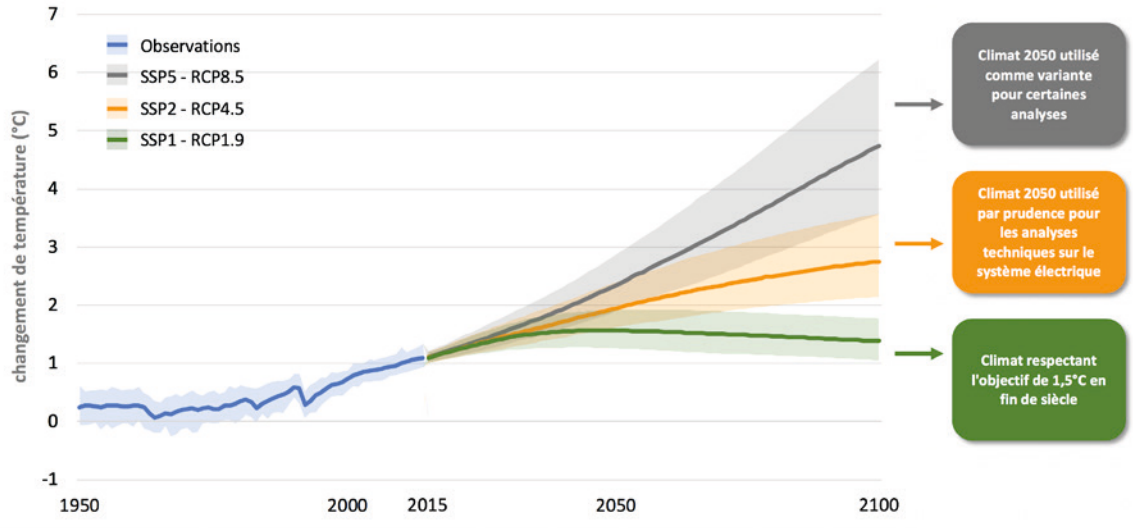
Fort de ces constats, le GIEC a rappelé l'importance d'agir pour maîtriser les effets du changement climatique à long terme.

D'une part, les experts du GIEC mettent en évidence l'intérêt d'infléchir rapidement les émissions de gaz à effet de serre anthropiques pour limiter l'ampleur du changement climatique à long terme. L'enjeu est d'agir rapidement au cours des prochaines années, en particulier sur la production et l'utilisation de l'énergie, qui représente plus des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial. Les trajectoires d'évolution du système énergétique décrites et analysées dans le cadre de cette étude mettent en évidence les chemins possibles pour parvenir à réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre.

D'autre part, il s'agit d'organiser l'adaptation de la société aux effets du changement climatique. Les effets déjà visibles aujourd'hui vont ainsi se poursuivre de manière inéluctable au cours des prochaines décennies. Dans tous les cas, la température moyenne en France[4], ainsi que l'occurrence des événements extrêmes, seront modifiées de manière conséquente à l'horizon 2050.

L'adaptation des infrastructures énergétiques, particulièrement exposées aux variables climatiques, apparaît donc comme un enjeu de premier ordre. Ceci a conduit RTE à dédier un volet spécifique de l'étude à la prise en compte des effets du changement climatique, pour assurer la résilience des options de mix électrique décrites à l'évolution du climat.

Figure 8.2 Évolution des températures de surface (moyenne globale, par rapport à 1850-1900) observée de 1950 à 2015 puis projetée jusqu'à 2100 selon différentes trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre. Meilleures estimations et intervalles de confiance à 90 %. (Graphique reproduit à partir des données du sixième rapport d'évaluation du GIEC[5])



4. La température moyenne « France » correspond à une moyenne pondérée de données de températures d'un panier de 32 stations météorologiques. Le choix des stations ainsi que la pondération correspondante ont été déterminés par RTE de façon à obtenir la meilleure représentation de l'impact de l'aléa météorologique sur l'ensemble de la consommation française.
5. https://catalogue.ceda.ac.uk/uuid/98af2184e13e4b91893ab72f301790db

8.1.3 Les « Futurs énergétiques 2050 » s'appuient sur des modèles climatiques de Météo-France cohérents avec les travaux du GIEC

Afin de prendre en compte la variabilité des conditions météorologiques dans ses études prévisionnelles, RTE travaille depuis une dizaine d'années avec Météo-France, qui réalise des simulations climatiques spécifiques pour ce type d'applications. Les référentiels climatiques utilisés dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 » ont ainsi été générés par Météo-France sur la base de son modèle de climat ARPEGE-CM5, dans une version proche de celle utilisée pour le cinquième rapport du GIEC.

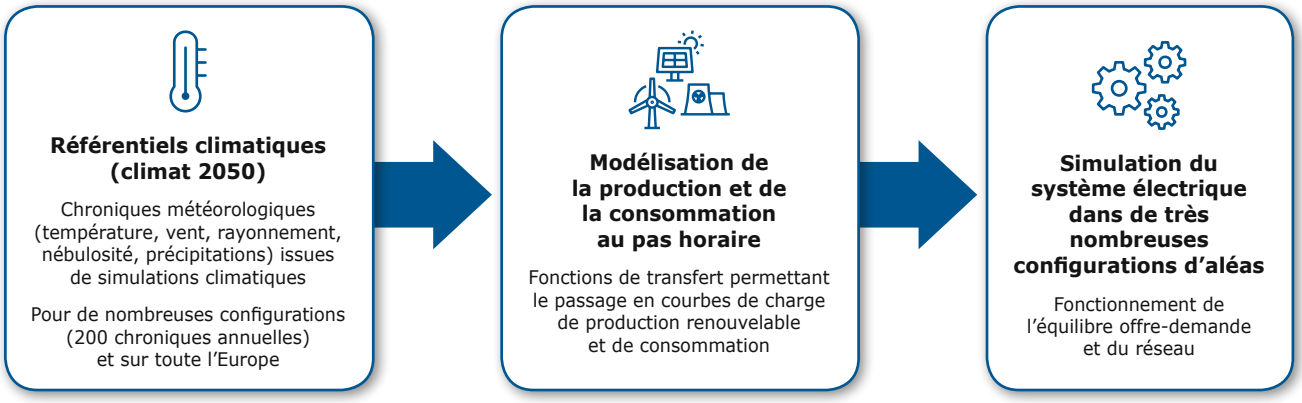
Les sorties de ces simulations sont les variables météorologiques nécessaires pour simuler le système électrique (en premier lieu température, vent, rayonnement solaire et précipitations) sous forme de chroniques temporelles au pas horaire, couvrant l'ensemble du domaine européen avec une résolution spatiale de 20 kilomètres. En complément, Météo-France a également utilisé sa chaîne de modélisation hydrologique pour créer des chroniques journalières de débits des rivières françaises.

Ces simulations permettent de respecter la cohérence physique entre variables, les corrélations temporelles (entre les pas de temps), et les corrélations géographiques (entre les différentes régions européennes). Elles fournissent un grand nombre d'années différentes afin d'explorer une grande diversité de conditions météorologiques possibles en incluant même des extrêmes pouvant ne pas s'être réalisés dans les dernières décennies.

Afin d'intégrer les effets du changement climatique à long terme, l'étude « Futurs énergétiques 2050 » utilise une nouvelle version, créée en 2018, de ces simulations climatiques dédiées, intégrant différents niveaux de réchauffement climatique à l'horizon 2050 correspondant à certaines trajectoires étudiées par le GIEC. Les travaux réalisés par Météo-France en partenariat avec RTE permettent ainsi de disposer de plusieurs ensembles de simulations climatiques, contenant chacun 200 chroniques annuelles au pas de temps horaire.

Chacun de ces ensembles est réalisé « à climat constant » c'est-à-dire en cherchant à représenter le climat d'une période donnée (par exemple autour de 2050), en fixant les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère aux valeurs

Figure 8.3 Méthodologie de simulation du système électrique et représentation des effets du climat



proposées par le GIEC dans ses différentes trajectoires et en générant un grand nombre de configurations permettant de refléter la variabilité interne du climat :

- Un premier ensemble est représentatif du climat autour des années 2000.
- Deux autres ensembles sont représentatifs du climat projeté à l'horizon 2050, selon deux trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre, correspondant aux travaux du GIEC :
  - RCP4.5 : trajectoire d'émissions intermédiaire, correspondant à une inflexion sur les émissions au niveau mondial mais qui ne permet pas de contenir le réchauffement sous 1,5 ou 2 °C en fin de siècle.
  - RP8.5 : trajectoire d'émissions très élevées, sans effort particulier destiné à les contenir, mais aujourd'hui jugée peu probable.
- Enfin, une variante de la température a également été créée pour représenter le climat actuel, déjà réchauffé par rapport à 2000.

La trajectoire RCP4.5 est utilisée comme référence afin d'intégrer un principe de prudence, en évitant de sous-estimer les conséquences concrètes du changement climatique en cours. Elle conduit à une augmentation moyenne de la température supérieure à l'objectif des accords de Paris pour la fin du siècle, en visant toutefois des émissions inférieures à celles que donnerait l'extrapolation des tendances actuelles. La trajectoire RCP8.5 est quant à elle utilisée en complément du RCP4.5, de manière à évaluer les effets du réchauffement et la résilience du système dans les situations les plus défavorables ou qui pourraient correspondre à des horizons plus lointains.

Les simulations des « Futurs énergétiques 2050 » reposent sur ces différents jeux de simulations climatiques. Toutefois, **compte tenu des incertitudes inhérentes à la modélisation du climat, les résultats issus de ces simulations spécifiques ont systématiquement été mis en perspective par rapport à d'autres études et jeux de données.** Un accent particulier a été mis sur la comparaison avec d'autres modèles climatiques que celui de Météo-France. Ces analyses montrent que les simulations utilisées par RTE se situent dans l'ensemble des projections données par les autres modèles et études.

8.2 Les principaux effets du changement climatique devraient se caractériser, en France, par une hausse des températures, une fréquence accrue d'événements extrêmes et une modification du cycle hydrologique

Les projections sur le fonctionnement du système électrique à l'horizon 2050 ont conduit en premier lieu à porter une attention particulière sur les effets attendus du changement climatique sur les prochaines décennies. Les travaux de RTE se sont plus particulièrement focalisés sur les variables ayant un lien direct avec l'équilibre du système électrique (température, vent, rayonnement, précipitations et débits des rivières), avec l'objectif d'identifier l'ampleur des variations observées dans les simulations de Météo-France mais également dans l'ensemble des autres modèles et travaux de climatologie menés au niveau international (GIEC, Service Copernicus…).

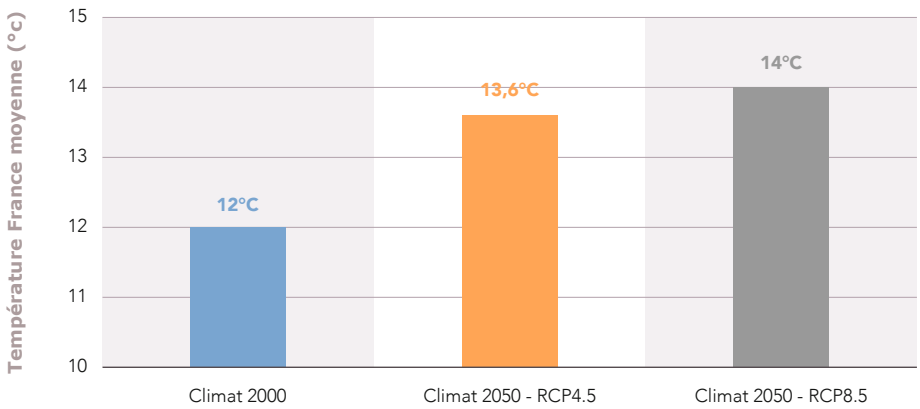
8.2.1 Le changement climatique affecte en premier lieu la température, avec une augmentation des moyennes et une modification des extrêmes

8.2.1.1 Les températures moyennes vont continuer d'augmenter en France sur les prochaines décennies

La température est la variable pour laquelle les effets du changement climatique sont les plus marqués et pour laquelle l'ensemble des simulations climatiques convergent, même si des différences d'amplitude peuvent être observées entre les différents modèles.

À l'horizon 2050, l'ampleur de la hausse attendue en France dépend de la trajectoire d'évolution des émissions au niveau mondial. Dans le référentiel climatique 2050 RCP4.5 utilisé dans l'étude, la température moyenne France augmente de 1,6 °C par rapport au référentiel 2000, tandis que l'augmentation atteint 2 °C dans le référentiel 2050 RCP8.5.

Figure 8.4 Température annuelle moyenne en France dans les différentes bases climatiques



Ces valeurs se situent dans la moyenne des augmentations de température estimées sur la même période par les modèles climatiques pris en compte dans les rapports du GIEC. Cette évolution est très significative et conduit à des effets sur l'ensemble du système : consommation (chauffage, climatisation…), production (rendement et disponibilité des centrales thermiques et nucléaires…).

Ces changements sur la température moyenne s'accompagnent logiquement d'une diminution de fréquence des températures froides (environ 2,5 fois moins d'heures où la température est négative) et d'une augmentation de fréquence des températures chaudes (environ 2 fois plus d'heures où la température est supérieure à 25 °C).

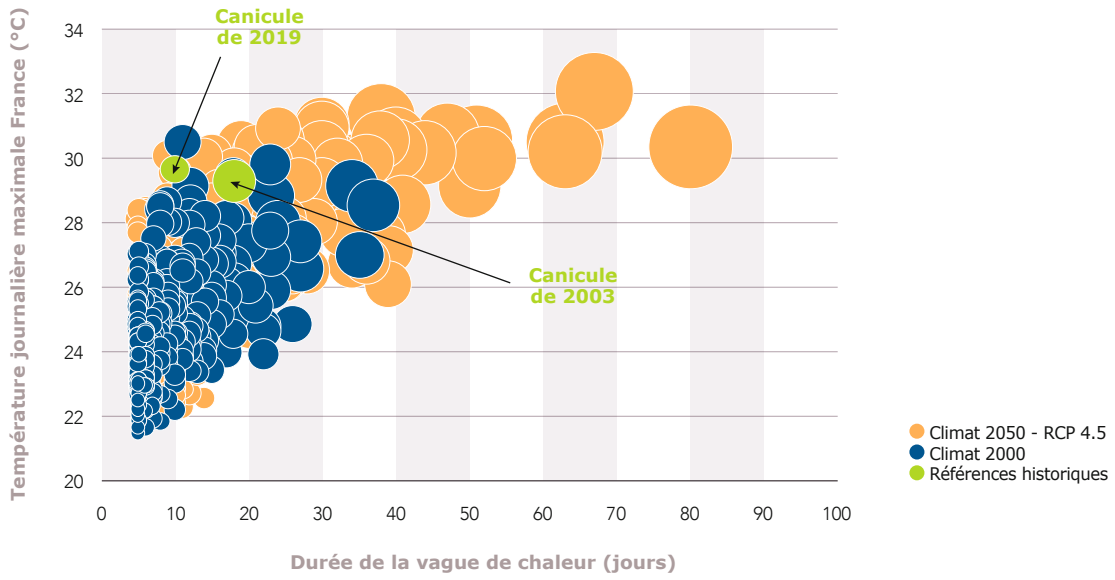
8.2.1.2 Les canicules deviennent plus fréquentes et plus intenses

En corollaire de l'augmentation moyenne des températures en France, les extrêmes chauds deviennent de plus en plus fréquents et plus intenses donnant lieu à de nouveaux records.

Dans le référentiel de climat 2000, le record de juillet 2019 (29,7 °C en moyenne journalière France) a une probabilité d'apparition très faible (de l'ordre de 1,5 %), alors que la probabilité d'atteindre ce niveau de température est nettement plus importante à l'horizon 2050 (~20 % dans le référentiel RCP4.5 et ~25 % dans le référentiel RCP8.5), celui-ci étant parfois même dépassé à plusieurs reprises dans l'année.

La durée des événements chauds tend également à s'accroître. Dans certains cas extrêmes, les vagues de chaleur peuvent s'étaler sur plusieurs semaines consécutives. Ces événements seront ainsi de nature à solliciter fortement le système électrique.

Figure 8.5 Intensité des canicules simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5, et comparaison avec les épisodes historiques

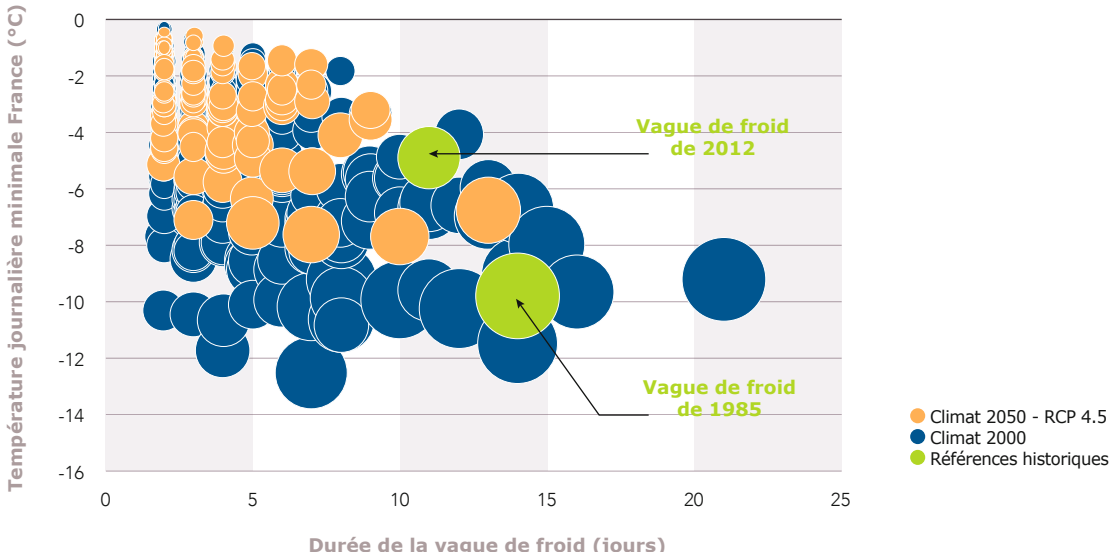


8.2.1.3 À l'inverse, les vagues de froid se raréfient

Les extrêmes froid deviennent quant à eux plus rares. La probabilité d'atteindre des températures négatives de l'ordre du record de froid de février 2012 (-4,9 °C en moyenne journalière France) au moins une fois dans l'année devient très faible (seulement 5 à 6 % dans les référentiels à l'horizon 2050).

À long terme, l'occurrence de vagues de froid n'est cependant pas exclue. Certaines configurations extrêmes projetées à l'horizon 2050 conduisent ainsi à des températures journalières France largement négatives. Ce type de situations restera très contraignant pour le système électrique dans la mesure où le chauffage électrique, même orienté sur des solutions plus efficaces que par le passé comme des pompes à chaleur et intégré dans une stratégie globale de rénovation du bâti, induira durablement une sensibilité importante de la consommation aux événements froids *(voir 8.3.1)*.

Figure 8.6 Intensité des vagues de froid simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5 et comparaison avec les épisodes historiques



8.2.2 Le cycle hydrologique est modifié et les sécheresses deviennent plus fréquentes

8.2.2.1 Le changement climatique modifie les précipitations et les débits

Le changement climatique affecte aussi les précipitations et l'ensemble du cycle hydrologique. Les changements sont toutefois plus incertains que pour la température, surtout s'agissant des impacts sur une région ciblée. Les modèles climatiques utilisés dans les travaux du GIEC s'accordent sur une diminution des précipitations dans la zone méditerranéenne et une augmentation sur le nord de l'Europe. La France est située dans une zone de transition de sorte qu'il n'y a pas de tendance marquée en moyenne annuelle à l'échelle nationale. Cela masque cependant des différences entre les régions ainsi que des évolutions saisonnières avec des tendances à la hausse en hiver et à la baisse en été.

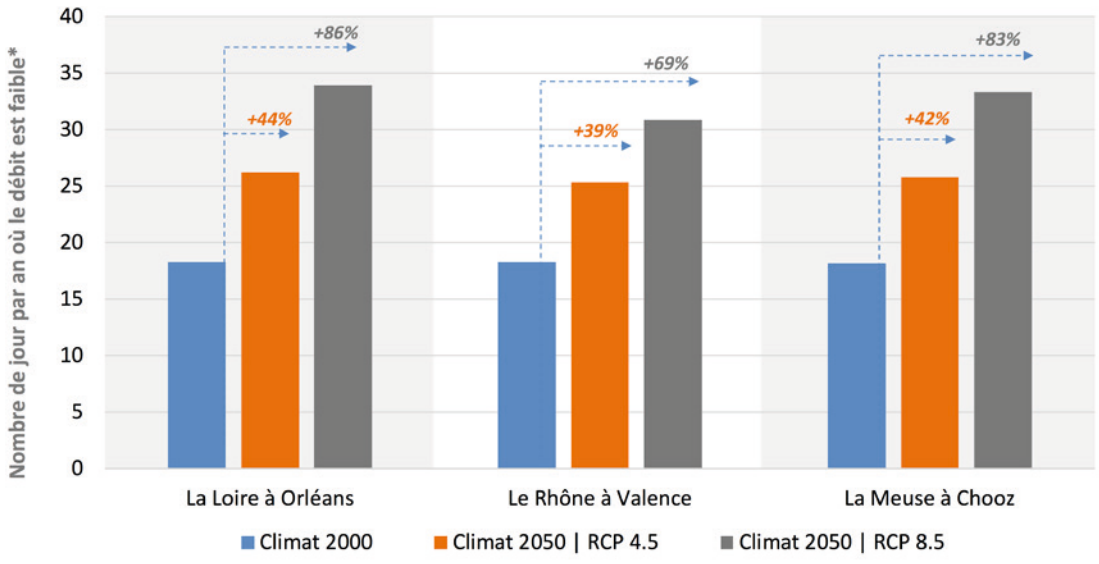
Ces caractéristiques se retrouvent dans les référentiels climatiques 2050 utilisés dans les travaux de RTE, avec des variations d'amplitude limitée en moyenne (quelques pourcents, pas de tendances extrêmement fortes ni à la hausse ni à la baisse) même si la variabilité d'une année sur l'autre reste importante, avec certaines années très pluvieuses et d'autres très sèches.

Une tendance certaine des modèles est la diminution des chutes de neige. Sur les massifs montagneux, cela entraîne une diminution du volume d'eau stockée dans le manteau neigeux et sa fonte plus précoce au printemps, voire dès la fin de l'hiver.

Ces modifications ont une incidence sur les débits des cours d'eau, notamment en termes de saisonnalité. Dans les référentiels 2050 par rapport à 2000, plusieurs effets sont observés :

- une diminution générale des débits sur la période sèche d'août à octobre, période qui s'étend même à novembre voire décembre en RCP8.5 ;

Figure 8.7 Occurrence moyenne de débits faibles sur quelques fleuves dans les trois référentiels climatiques



** un faible débit correspond à une valeur inférieure au quantile 5% du climat 2000*

- une augmentation des débits au printemps, excepté en montagne ;
- en montagne, une hausse en fin d'hiver (janvier-février) et une baisse au printemps (avril-mai).

Ces évolutions vont logiquement modifier la gestion de la production hydroélectrique *(voir 8.3.2)* mais pourront aussi affecter la disponibilité des centrales nucléaires *(voir 8.3.3).*

8.2.2.2 Les sécheresses deviennent plus fréquentes

Les sécheresses des sols et des cours d'eau ont tendance à être plus fréquentes. Elles résultent d'un manque de précipitations sur une longue période mais aussi de l'évaporation qui est accentuée par la hausse des températures.

Cette tendance se traduit, dans les référentiels climatiques 2050 utilisés, par des périodes de faible débit plus fréquentes, comme illustré sur la figure ci-après. À titre d'exemple, le nombre de jours pendant lesquels le débit[6] de la Loire à Orléans est inférieur à 120 m^3/s (soit le tiers de son débit moyen actuel) augmenterait d'environ 40 % à 90 % à l'horizon 2050, selon les deux référentiels climatiques considérés. Cette tendance se retrouve sur presque toute la France avec des amplitudes un peu plus fortes sur la moitié est. Le bassin versant de la Seine a un comportement un peu différent avec moins de débits très faibles en RCP4.5, mais une inversion de la tendance en RCP8.5. Dans l'est des Alpes, on trouve quelques exceptions de cours d'eau pour lesquels les débits faibles sont moins fréquents en 2050, même en RCP8.5.

8.2.3 Le vent et le rayonnement solaire n'évoluent pas significativement

Les évolutions du vent en surface et du rayonnement solaire en climat 2050 sont de faible amplitude, et en tout cas nettement inférieures à la variabilité interannuelle naturelle. Le changement climatique ne semble ainsi pas avoir d'impact notable sur le vent et le rayonnement solaire.

Ceci est cohérent avec les résultats d'autres modèles. Les travaux du GIEC montrent en particulier qu'il n'y a pas de convergence sur le signe des changements pour ces deux variables et que les effets restent limités en moyenne.

L'enjeu autour de l'évolution de la production éolienne et solaire à long terme réside donc moins dans l'effet du changement climatique que sur l'accroissement de la dépendance de l'équilibre offre-demande à ces sources de production.

6. Les débits des rivières projetés dans le cadre de l'étude sont des débits dit « naturels », c'est-à-dire correspondant à des débits qui seraient observés en l'absence d'intervention humaine. Ils peuvent différer des débits mesurés, qui sont influencés par l'utilisation de l'eau en amont (barrages hydroélectriques, aménagements, prélèvements agricoles…).

Les analyses de RTE couvrent un large panel de situations météorologiques

Conceptualisés dans les années 1960, les régimes de temps (ou types de temps) correspondent à des structures caractéristiques de l'atmosphère. Ces structures dites «de grande échelle» sont notamment bien adaptées à la description des circulations atmosphériques typiques de l'Europe et du nord de l'Atlantique à des échelles intra-saisonnières. Sur cette zone géographique et en hiver, quatre régimes principaux peuvent être distingués :

- Le régime NAO+ (phase positive de l'oscillation nord atlantique) correspond à un renforcement de la dépression d'Islande et de l'anticyclone des Açores, qui entraîne des entrées d'air maritime doux et humide en provenance de l'océan Atlantique. Il apporte des anomalies chaudes et humides sur une grande partie de l'Europe, en particulier dans le nord où elles sont très marquées. Dans ce régime, le risque d'extrême froid est très diminué alors que le risque de fortes précipitations est fortement augmenté. Les flux de sud-ouest étant favorisés sur la France, le régime NAO+ est associé à des anomalies positives de la vitesse du vent.
- Le régime NAO- (phase négative de l'oscillation nord atlantique) est l'opposé du précédent. Il correspond à un affaiblissement de la dépression d'Islande et de l'anticyclone des Açores. Il en résulte une diminution des entrées d'air maritime provenant de l'ouest, qui laisse donc la place à des masses d'air provenant du nord et de l'est. Le régime NAO- est associé à de fortes anomalies froides et sèches sur la moitié nord de l'Europe et chaudes et humides dans le sud-ouest, en particulier sur la péninsule ibérique. En France, les flux de sud sont favorisés mais les anomalies de vitesse de vent sont peu marquées ; le risque de froid est amplifié, tout comme le risque de précipitations (souvent neigeuses).
- Le régime de blocage (scandinave) correspond à la prédominance d'une large zone anticyclonique sur le nord et l'ouest de l'Europe, avec des flux d'air froid et sec en provenance de Sibérie. Il en résulte des anomalies froides et humides sur une grande partie de l'Europe, avec sur la France des vents plus faibles que les normales.
- Le régime de dorsale atlantique (Atlantic Ridge) est associé à des anomalies sèches et froides dans l'ouest de l'Europe et humides dans l'est. En France, ce régime favorise les flux de nord et les événements de mistral et de tramontane dans le sud-est. Les amplitudes des anomalies en France sont toutefois assez limitées.

Les quatre régimes d'hiver ont des probabilités d'occurrence relativement proches. Leurs durées sont très variables, pouvant s'établir de quelques jours à plusieurs semaines. Il n'y a pas aujourd'hui de consensus scientifique sur l'évolution future des régimes de temps, tant en termes de structure que de fréquence.

Une telle classification en seulement quatre régimes rassemble des situations assez diverses au sein de chaque catégorie. Une situation rattachée à un régime peut être très éloignée de la situation «moyenne» de ce régime. Par exemple, le régime de blocage est souvent associé, en hiver, à des situations froides au cours desquelles le vent est en moyenne inférieur aux normales. Pour autant, contrairement à certaines idées reçues, toutes les situations de blocage, et plus généralement les situations de grand froid, ne correspondent pas systématiquement à un déficit de vent. Ainsi, la vague de froid de 2018 était caractérisée par une production éolienne supérieure à la normale.

L'étude «Futurs énergétiques 2050», basée sur des simulations autour de 200 chroniques annuelles, permet de couvrir un très large panel de configurations climatiques et météorologiques cohérentes avec l'ensemble des régimes de temps envisageables.

8.3 Le système électrique sera confronté à de nouveaux enjeux face à l'évolution du climat, avec des effets importants sur la consommation et la production

8.3.1 Le changement climatique va entraîner une baisse de la consommation de chauffage en hiver et une hausse de la consommation de climatisation en été

La consommation électrique de la France est dès aujourd'hui largement thermosensible : en hiver, en-dessous de 15 °C, la baisse de la température de 1 °C conduit à une augmentation de l'ordre de 2 400 MW de la consommation. Ce phénomène est aujourd'hui particulièrement marqué en France du fait d'une part importante du chauffage électrique mais il est amené à prendre de l'ampleur dans d'autres pays européens en lien avec les stratégies de décarbonation et le développement des pompes à chaleur électriques.

En été, la consommation française est également thermosensible mais dans une moindre mesure aujourd'hui. D'autres pays, notamment l'Espagne et l'Italie, le sont davantage du fait de la consommation des appareils de climatisation.

À l'horizon 2050, les consommations d'électricité pour le chauffage et la climatisation, qui dépendent fortement des températures, seront largement modifiées par rapport à aujourd'hui. L'évolution de la demande d'électricité associée à ces équipements peut être décomposée selon deux effets principaux :

- d'une part, le changement climatique, en affectant le niveau des températures, va nécessairement avoir un effet sur la consommation, baissier pour le chauffage et haussier pour la climatisation ;

Figure 8.8 Consommation journalière en fonction de la température dans quelques pays européens (thermosensibilité en 2020)

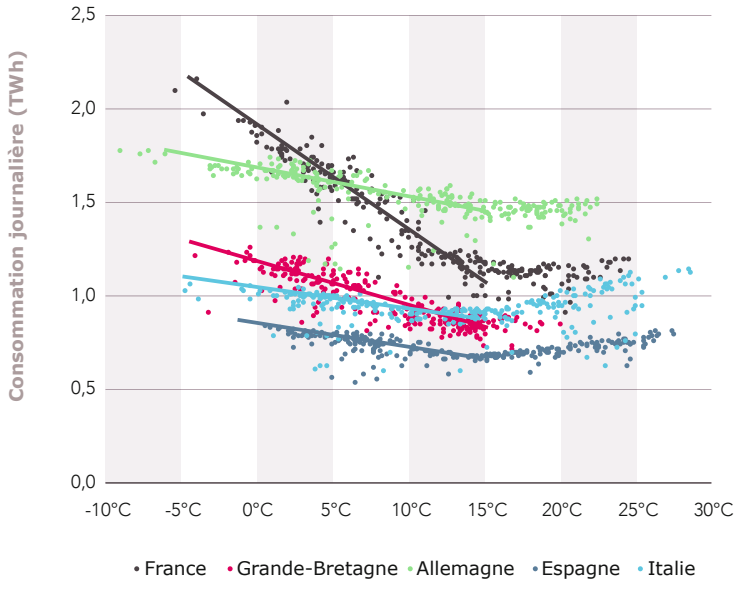
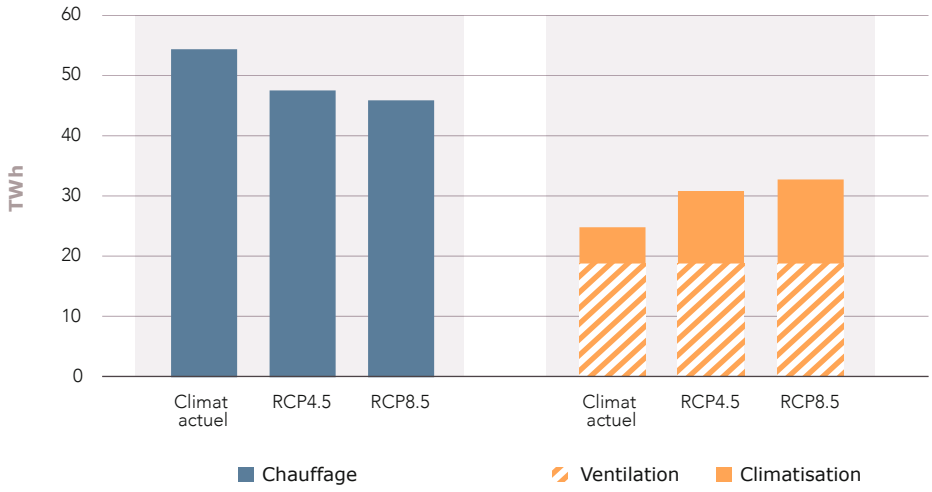


Figure 8.9 Consommation de chauffage et de climatisation dans la trajectoire de référence en 2050 avec le climat actuel et avec les scénarios RCP4.5 et RCP8.5



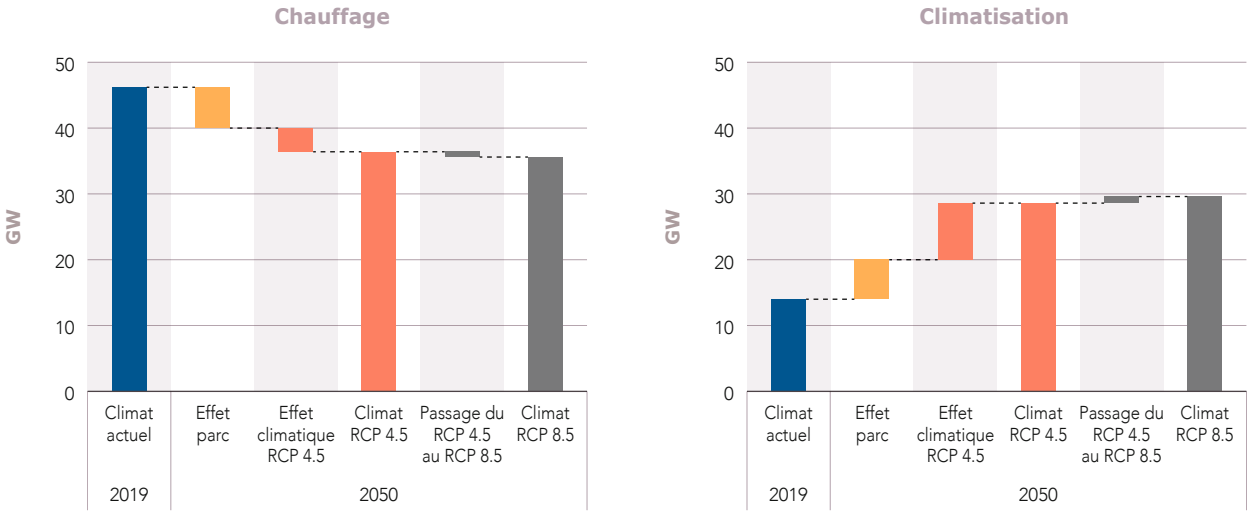
- d'autre part, l'évolution du parc d'équipements en installations de chauffage et de climatisation a un impact sur la demande électrique. Cet «effet parc» recouvre des phénomènes jouant en sens opposés : l'augmentation du nombre de ménages et de la part du parc de logements chauffés à l'électricité a un effet haussier sur la consommation électrique de chauffage, mais l'amélioration de l'isolation thermique du bâti (au travers des rénovations et de la réglementation thermique dans la construction neuve) et de la performance des systèmes de chauffe (part croissante des pompes à chaleur) fait plus que contrebalancer cet effet, avec en corollaire une baisse globale de la consommation de chauffage *(cf. chapitre 3 pour plus de détails)*.

Dans l'ensemble, la consommation de chauffage baisse ainsi d'une dizaine de térawattheures sous ces deux effets tandis que celle de climatisation augmente du même ordre de grandeur. À l'échelle annuelle, la consommation cumulée de climatisation et de chauffage serait donc globalement équivalente à l'horizon 2050 mais celle-ci est répartie de manière différente dans l'année (un peu plus de consommation en été et moins de consommation en hiver).

Ces effets se traduisent également sur les puissances appelées lors des pointes saisonnières. En hiver, la contribution du chauffage à la pointe est en baisse dans la trajectoire de référence (de l'ordre de la dizaine de gigawatts à l'horizon 2050), à la fois du fait d'équipements et de bâtiments moins énergivores et de vagues de froid moins intenses et moins fréquentes. À l'inverse, la demande associée à la climatisation lors des pointes estivales est en nette hausse sous l'effet de la croissance du parc de climatiseurs et de l'augmentation des températures, passant d'environ 15 GW aujourd'hui à près de 30 GW à l'horizon 2050 dans les référentiels climatiques considérés.

L'écart sur les pointes de chauffage ou de climatisation n'est en revanche pas significatif entre les deux trajectoires climatiques RCP4.5 et RCP8.5.

Figure 8.10 Décomposition de l'évolution de la pointe à une chance sur dix de la consommation de chauffage et de climatisation entre 2019 et 2050



8.3.2 Une gestion des stocks hydrauliques qui devra évoluer

La production hydraulique est dépendante de la disponibilité de la ressource en eau et donc fortement déterminée par les précipitations (neige et pluie) ainsi que les températures (et leur influence sur la chute des neiges et l'évaporation des lacs). À l'échelle annuelle, des variations importantes de la production hydraulique peuvent ainsi être observées d'une année sur l'autre (productible variant entre 50 à 75 TWh sur l'historique), alors même que la capacité du parc hydraulique est stable depuis plusieurs années. Sur des échelles de temps plus courtes, des situations de faibles précipitations et de sécheresses peuvent conduire à des limitations fortes de la production hydraulique sur certaines périodes spécifiques.

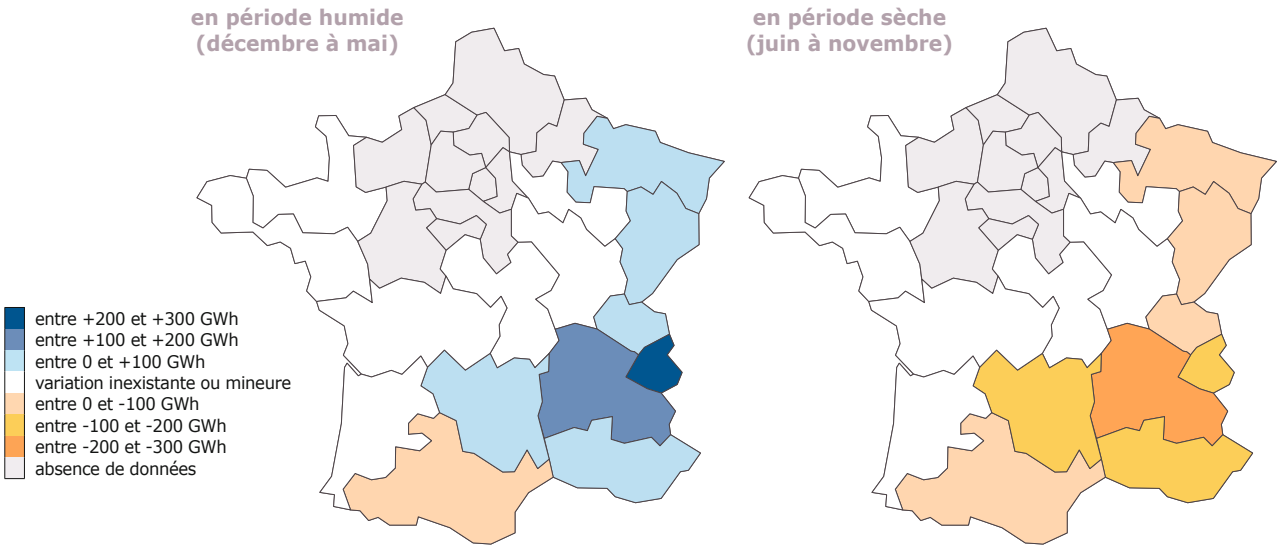
À l'horizon 2050, le productible hydraulique annuel moyen est estimé globalement équivalent à celui d'aujourd'hui (une soixantaine de térawattheures) dans les deux trajectoires climatiques considérées, malgré une hausse très légère de la capacité installée (de l'ordre de 1 GW d'ici à 2050, hors STEP).

Ces résultats doivent toutefois être pris avec précaution du fait des incertitudes sur l'évolution du débit réel des cours d'eau à long terme. Au-delà des effets directs du changement climatique sur les précipitations et les débits « naturels » des rivières, qui pourraient avoir finalement un faible impact sur les volumes de productible hydraulique annuel à l'échelle de la France (toutes choses étant égales par ailleurs), les débits effectifs des rivières pourraient aussi être modifiés par l'évolution des usages de l'eau. Les effets du réchauffement climatique sur l'humidité des sols ou encore l'évolution des pratiques agricoles seraient par exemple susceptibles d'accroître le recours à l'irrigation et de réduire l'évolution des volumes d'eau disponibles pour la production hydroélectrique.

Au-delà des effets à l'échelle annuelle, la modification du cycle hydrologique décrite à la partie 8.2.2 a des conséquences sur la répartition du productible hydraulique au sein de l'année. Les variations saisonnières des apports hydrauliques

auront des conséquences sur la gestion du mix électrique français. L'évolution du climat conduira très probablement à un moindre remplissage des réservoirs hydrauliques à la fin de l'automne et au début de l'hiver, pouvant occasionner des situations de sécheresses tardives qui pourraient accroître la tension sur l'équilibre offre-demande si elles se combinaient à des périodes froides et/ou sans vent. À l'inverse, des apports plus importants dès le milieu de l'hiver et au début du printemps devraient permettre une utilisation plus importante du parc hydraulique en fin d'hiver, tout en garantissant la reconstitution des stocks exigés pour la saison touristique de l'été suivant.

Figure 8.11 Évolution des apports hydrauliques dans le climat 2050 RCP 4.5 par rapport au climat 2000

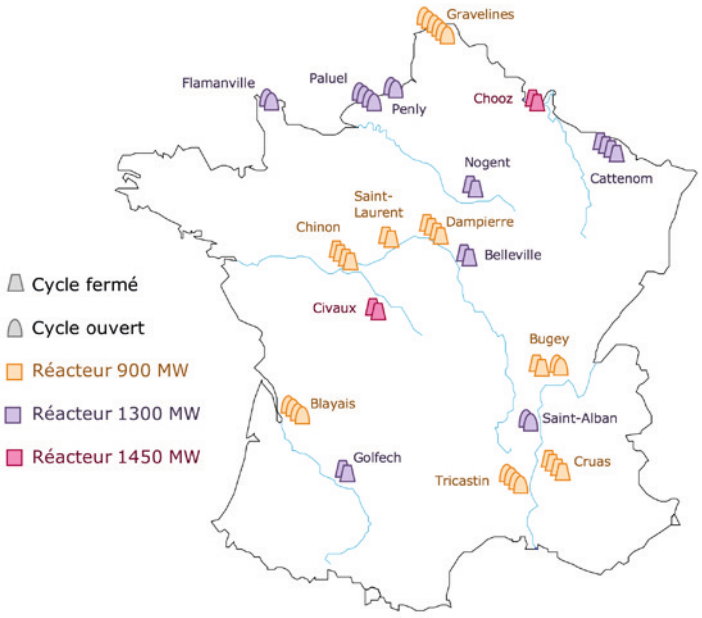


8.3.3 Les indisponibilités du parc nucléaire pour contraintes climatiques pourront concerner un nombre accru de réacteurs

La sensibilité des réacteurs nucléaires aux effets du changement climatique (température et débit des fleuves) constitue l'un des objets de discussion récurrents dans le débat sur la résilience du mix électrique à long terme. Dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 », un travail approfondi de modélisation a été mené pour intégrer ces effets dans la représentation de l'équilibre offre-demande des différents scénarios de mix. **Ces travaux permettent de disposer d'une évaluation quantitative détaillée des effets du changement climatique sur la disponibilité du nucléaire à l'horizon 2050 et de dépasser les discours qualitatifs. L'amplitude des effets présentée dans la suite de cette partie doit néanmoins être prise avec précautions dans la mesure où de nombreuses hypothèses présentent des incertitudes importantes à cet horizon :** trajectoire détaillée de fermeture du parc nucléaire de deuxième génération, localisation d'éventuels nouveaux réacteurs, nature des équipements permettant le refroidissement des centrales, évolution des débits réels intégrant l'évolution des différents usages de l'eau, etc. L'analyse menée permet donc d'évaluer l'ordre de grandeur des effets attendus mais pourra faire l'objet d'approfondissements pour préciser les volumes en jeu dans différentes configurations d'hypothèses.

8.3.3.1 La disponibilité des différentes centrales nucléaires en cas de canicule est fonction de la réglementation, de leur type de système de refroidissement, et de leur source froide

Figure 8.12 Paliers techniques et source de refroidissement des centrales nucléaires

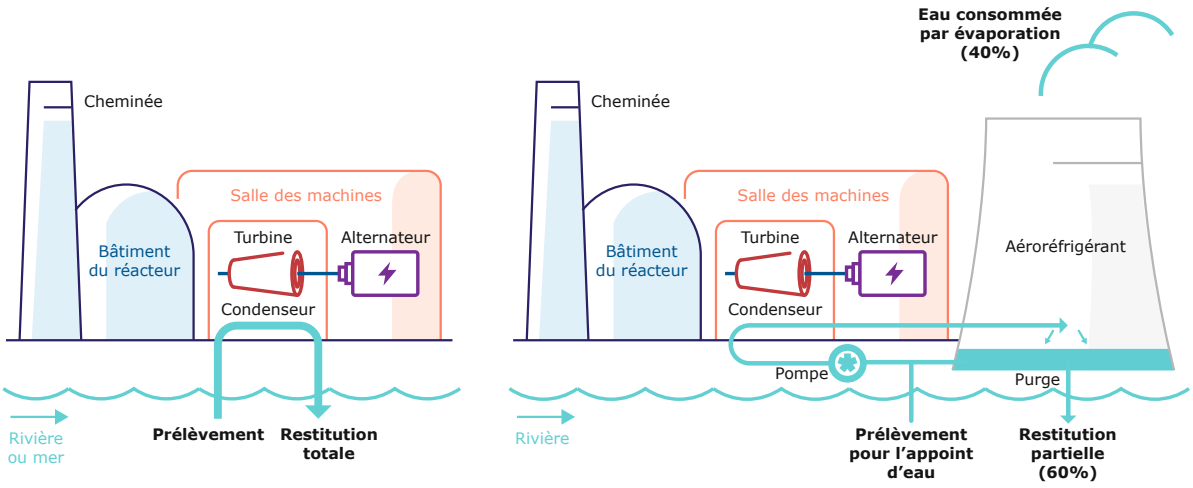


La sensibilité des réacteurs nucléaires aux variables météorologiques (essentiellement température et débit des rivières) dépend fortement de leur situation géographique (bord de mer, bord de fleuve ou de rivière) mais également de leur système de refroidissement.

Ce système de refroidissement peut en effet différer selon les réacteurs, avec deux configurations principales :

- Dans le cas des réacteurs fonctionnant en circuit ouvert (14 réacteurs en bord de mer et 12 réacteurs en bord de fleuve), l'eau froide est pompée dans le fleuve ou dans la mer, vient refroidir le circuit secondaire à travers le condenseur, puis est rejetée dans le fleuve avec une température augmentée. Il y a donc un échauffement de l'eau, mais une consommation nette quasi nulle.
- Pour ceux fonctionnant en circuit fermé (30 réacteurs en bord de fleuve), l'eau prélevée et réchauffée dans le condenseur circule ensuite dans l'aéroréfrigérant, où elle est refroidie avant d'être rejetée dans le fleuve. Ce processus entraîne une consommation nette

Figure 8.13 Fonctionnement d'une centrale en cycle ouvert (à gauche) et en cycle fermé avec aéroréfrigérant (à droite).



Source : d'après EDF

d'eau de l'ordre de 40 % du prélèvement (par évaporation), mais avec un prélèvement d'eau bien plus faible que pour une centrale à cycle ouvert. Par ailleurs, ce fonctionnement permet un échauffement plus faible du fleuve, par rapport à la température de prélèvement.

Quel que soit le mode de refroidissement, ouvert ou fermé, l'échauffement du milieu aquatique et les prélèvements d'eau sont limités par la réglementation pour être adaptés à la sensibilité de chaque site. En cas de canicule ou de sécheresse importante, susceptible de faire augmenter la température de l'eau et/ou diminuer le débit de la source froide, certains réacteurs doivent baisser leur production, voire s'arrêter, pour respecter ces contraintes réglementaires.

Les centrales concernées sont principalement celles situées en bord de fleuve ou de rivière. Par ailleurs, un réacteur avec un circuit de refroidissement fermé (i.e. avec aéroréfrigérant) est moins sensible au risque canicule ou sécheresse qu'un réacteur qui serait sur le même site avec un circuit ouvert : les prélèvements et l'échauffement de l'eau y sont en effet inférieurs que pour les réacteurs en cycle ouvert et atteignent moins fréquemment les seuils réglementaires.

Pour autant, la localisation de la tranche est un critère majeur dans l'exposition au risque canicule ou sécheresse. Ainsi, une installation disposant d'un cycle ouvert au bord d'un fleuve à fort débit peut se trouver moins exposée au risque canicule ou sécheresse qu'une installation disposant d'un cycle fermé situé à un endroit moins favorable.

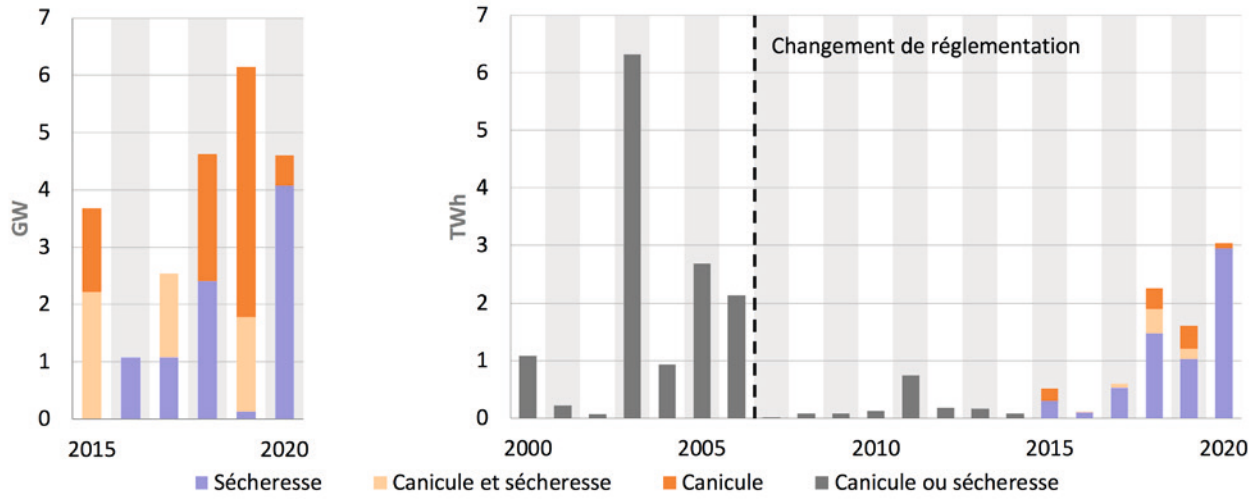
8.3.3.2 Les périodes de canicule ou de sécheresse ont conduit à des baisses de production du parc pouvant atteindre ponctuellement 6 GW

L'essentiel du risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse est aujourd'hui porté par un nombre limité de sites nucléaires. Sur les 14 dernières années, 90 % des pertes de production dues aux indisponibilités dites « climatiques » (i.e. indisponibilités liées aux canicules et sécheresses) ont ainsi été concentrées sur 4 des 18 sites.

À l'échelle annuelle, l'énergie perdue correspondant à ces indisponibilités est globalement limitée (moins de 1 % sauf en 2003 marquée par une canicule importante). Au début des années 2000, les pertes de productible ont atteint des niveaux significatifs avant de retomber à des niveaux bien plus faibles suite à une évolution de la réglementation à partir de 2006[7]. Depuis quelques années, une nouvelle augmentation significative des arrêts pour causes climatiques a néanmoins été constatée avec des pertes s'élevant à plusieurs térawattheures par an.

Si les volumes d'énergie en jeu à l'échelle annuelle peuvent apparaître faibles, la puissance coupée lors de ces aléas climatiques peut toutefois être ponctuellement conséquente. À titre d'exemple, lors de la canicule de juillet 2019, ces indisponibilités simultanées ont atteint près de 6 GW (soit environ 10 % de la capacité installée).

Figure 8.14 Historique des indisponibilités simultanées maximum (à gauche) et des pertes annuelles de production (à droite) pour causes de canicule et/ou sécheresse



Sources : données de 2000 à 2014 fournies par EDF ; données de 2015 à 2020 sur la plateforme Transparence

7. Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire

8.3.3.3 Le réchauffement climatique va accroître le risque d'indisponibilité lors de canicules ou de sécheresses pour les centrales actuelles en bord de fleuve

Le réchauffement climatique va conduire d'une part à un accroissement des périodes de canicule, d'autre part à une augmentation de la fréquence des sécheresses. Ces tendances auront un effet direct sur la source froide des réacteurs nucléaires, et potentiellement sur leur disponibilité. Les conséquences sur la disponibilité des réacteurs seront contrastées en fonction de leur type de source froide, de leur localisation, de leur technologie de refroidissement et de son dimensionnement.

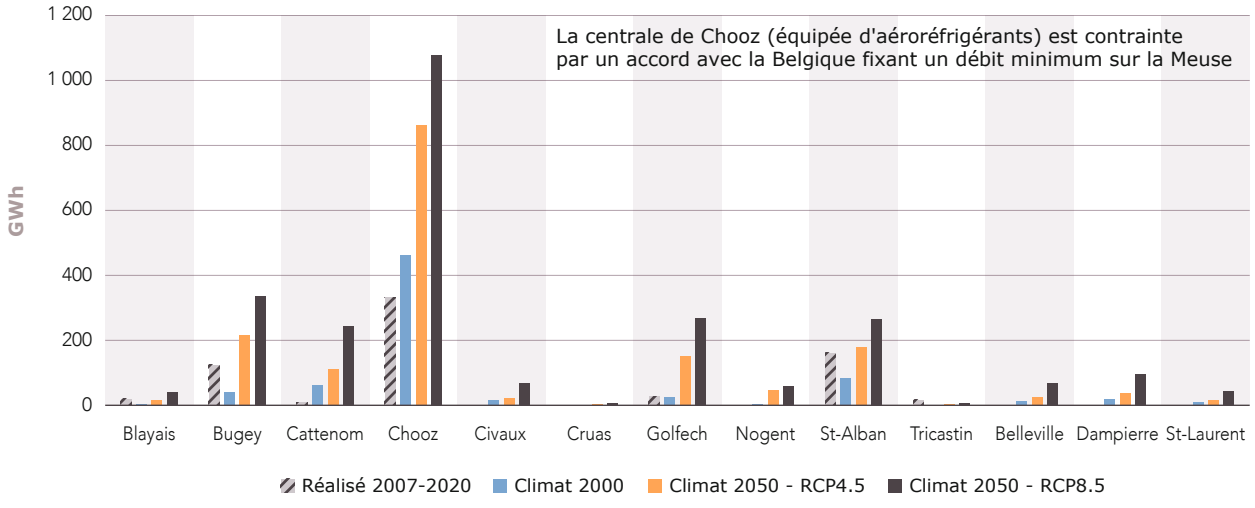
Pour les sites en bord de mer, des seuils environnementaux sont bien associés à leurs sources froides, mais le réchauffement climatique ne devrait toutefois pas induire leur dépassement, ni sur la base de la trajectoire RCP4.5, ni sur la base de la trajectoire RCP8.5.

Pour les sites en bord de fleuve, à réglementation inchangée et sans adaptation des installations existantes, les risques d'indisponibilité de chacune de ces tranches devraient augmenter, comme illustré sur la figure ci-dessous. Selon la modélisation utilisée et présentée dans le cadre des réunions du groupe de travail sur le climat (modèle croisant les données locales d'hydraulicité projetées en 2050, de température, les contraintes réglementaires et le type de réacteurs), le risque d'indisponibilité pour les réacteurs sensibles au climat pourrait augmenter d'un facteur deux à trois.

L'augmentation des indisponibilités liées aux canicules pourrait toutefois être contrebalancée par la mise en œuvre de leviers technologiques ou organisationnels sur les centrales, qui n'ont pas été intégrés à l'étude. En revanche, les leviers techniques permettant de maîtriser les effets des sécheresses longues sont plus limités.

Pour les éventuelles nouvelles installations nucléaires en bord de rivière ou de fleuve, le recours à un fonctionnement en circuit fermé avec tour aéroréfrigérante est devenu obligatoire depuis l'arrêté du 7 février 2012 modifié. Celui-ci fixe les règles générales relatives aux installations nucléaires de base et prévoit que *« la*

Figure 8.15 Comparaison des pertes de production en énergie (GWh) annuelles simulées en cas de canicule et/ou sécheresse pour les centrales en bord de fleuve



réfrigération en circuit ouvert par de l'eau douce provenant du milieu ambiant est interdite, sauf mention explicite dans le décret d'autorisation ». Pour les nouveaux réacteurs (dans les scénarios « N »), la modélisation retenue est équivalente à celle utilisée pour des centrales existantes à cycle fermé (approche conservatrice dans la plupart des cas).

8.3.3.4 À l'horizon 2050, dans les différents scénarios conservant des tranches nucléaires, le nombre de réacteurs arrêtés simultanément pour cause de canicule ou de sécheresse devrait progresser

À l'horizon 2050, le risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse sur le parc global va évoluer, sous les effets conjoints du réchauffement climatique et de la modification du parc.

La modification du parc, la localisation des tranches actuelles qui resteraient en service et le choix des sites d'implantation des nouvelles installations sont autant de paramètres qui influeront sur la disponibilité du parc lors des phases de canicule ou de sécheresse. Les résultats fournis ici sont basés sur des hypothèses retenues dans les scénarios présentés par RTE lors des travaux de concertation et qui ne préjugent en rien des choix qui seront effectués par l'exploitant. Des localisations alternatives des nouveaux réacteurs dans les scénarios « N » pourraient modifier le risque d'indisponibilité liée à la sécheresse ou aux canicules.

Sur la base de ces hypothèses, une légère dégradation de la production annuelle est attendue à l'horizon 2050, dans les trajectoires du scénario RCP4.5 ou RCP8.5. Ce productible annuel perdu reste néanmoins très faible en moyenne (de 1 à 2 TWh

Figure 8.16 Monotones des pertes de production annuelle (TWh) du nucléaire pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050

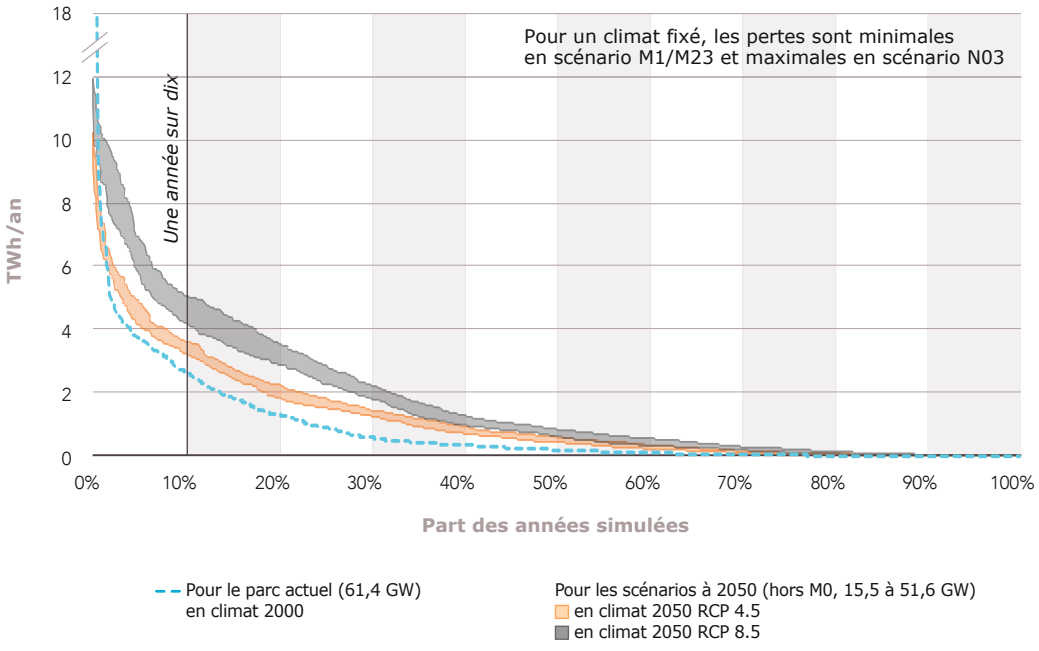
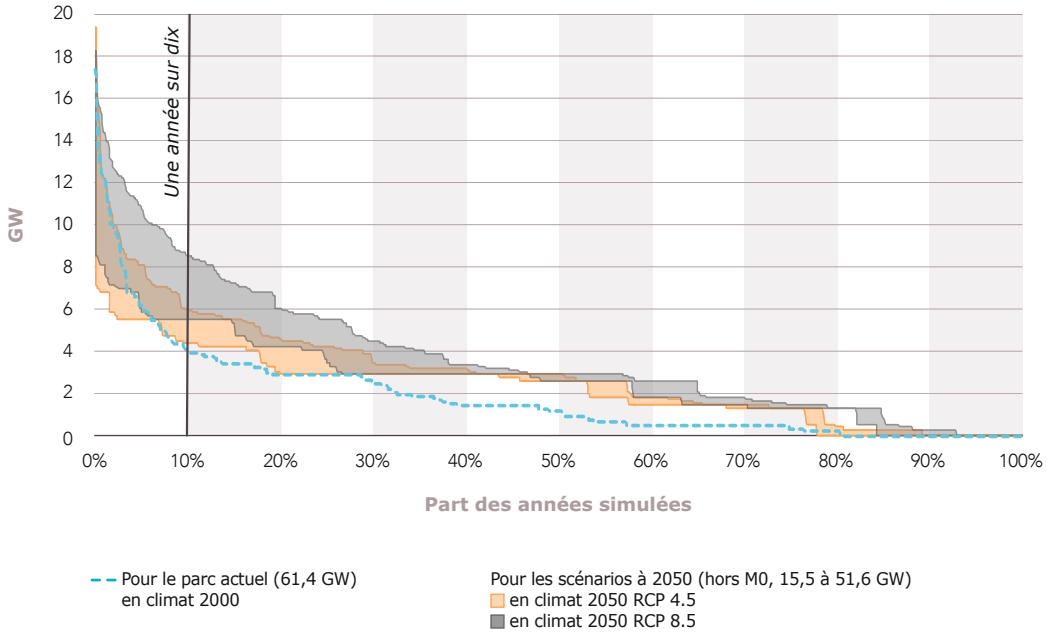


Figure 8.17 Monotones des maxima annuels de puissance (GW) simultanément indisponibles pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050



selon les scénarios de mix considérés), même s'il peut atteindre des niveaux bien supérieurs dans des configurations annuelles défavorables (plus de 10 TWh sur certaines années simulées).

Le risque en termes de puissance potentiellement coupée simultanément devrait également progresser. En 2050, selon les référentiels climatiques et les hypothèses considérées, le risque d'indisponibilité simultanée à une chance sur dix atteint ainsi 6 GW dans le scénario N03 sous la trajectoire RCP4.5, et 8,5 GW sous la trajectoire RCP8.5. Dans un contexte marqué par une augmentation de la pointe de consommation liée à la climatisation et des risques accrus de sécheresses à la fin de l'été, ces pertes de puissance disponible ne sont pas négligeables. Ceci montre l'intérêt de trouver des leviers pour minimiser la sensibilité du parc de réacteurs nucléaires au changement climatique, notamment en étudiant le positionnement des futurs réacteurs sur les fleuves peu contraints en matière de débits.

8.3.4 Des évolutions mineures de la production éolienne et solaire liées au changement climatique

8.3.4.1 Un facteur de charge éolien moyen qui évolue peu sous l'effet du climat, mais qui va augmenter avec le raccordement des parcs éoliens en mer

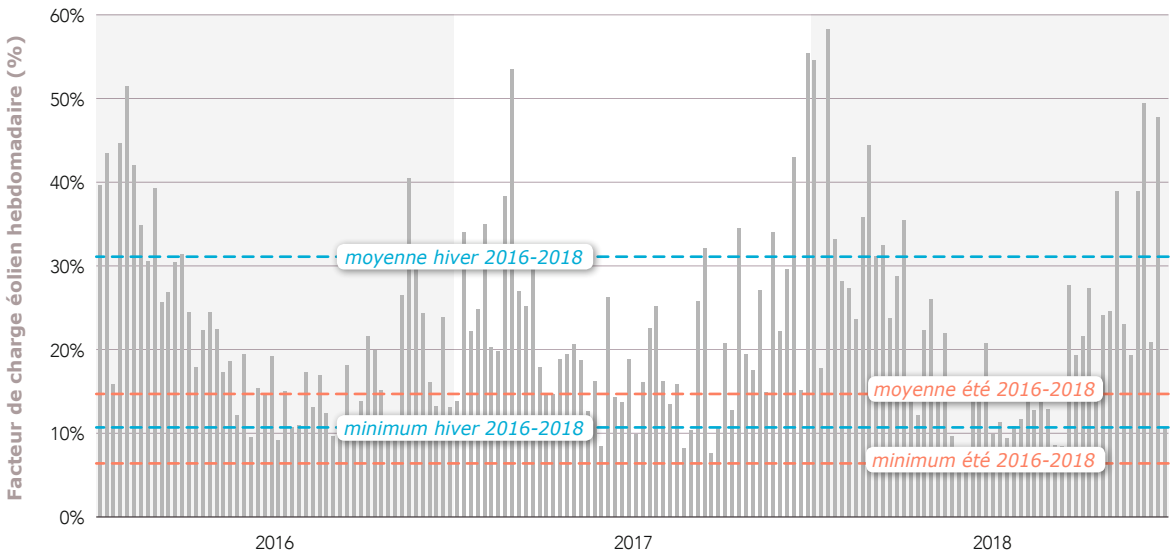
Les simulations climatiques réalisées dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 » ne montrent pas d'effet important du changement climatique sur le productible éolien *(voir 8.2.3).* La production éolienne reste en particulier caractérisée par une saisonnalité marquée (production plus forte en hiver qu'en été), et une forte variabilité d'une année à l'autre.

À l'horizon 2050, le facteur de charge de la filière éolienne évoluera en revanche largement du fait de l'évolution du parc, même si les projections à un tel horizon restent difficiles à estimer avec précision et seront dépendantes de la localisation précise des parcs :

- D'un côté, l'essor de l'éolien en mer, caractérisé par un facteur de charge moyen significativement supérieur à celui des installations à terre (~40 % contre 20-25 % pour l'éolien terrestre), aura un effet haussier sur le facteur de charge moyen de l'éolien déployé en France ;
- De l'autre, la croissance de la capacité éolienne terrestre pourra être marquée par des effets contraires, susceptibles de se compenser : les évolutions technologiques pourront améliorer les performances unitaires (sous réserve de la possibilité de déployer des installations plus hautes qu'à l'heure actuelle) mais, dans le même temps, les sites présentant les conditions de vent les plus favorables seront de plus en plus rares.

Dans l'ensemble, le facteur de charge de l'éolien devrait donc progresser, essentiellement sous l'effet du développement des parcs éoliens en mer. Cette évolution du mix conduit également à réduire la fréquence des périodes de faible production éolienne, grâce au foisonnement de la production à grande échelle.

Figure 8.18 Facteur de charge éolien hebdomadaire observé de 2016 à 2018



8.3.4.2 Un productible photovoltaïque peu affecté par le changement climatique et qui dépendra surtout du type d'installations déployées

L'analyse des effets du changement climatique met en évidence un impact limité sur la production photovoltaïque, toutes choses étant égales par ailleurs.

En revanche, l'évolution du facteur de charge dépendra plus largement des technologies déployées (avec ou sans dispositif de suivi type *tracker)*, du type d'installations privilégiées (au sol ou sur toiture) et de la répartition des installations sur le territoire : à titre d'exemple, le facteur de charge modélisé dans le scénario M1 (caractérisé par une part importante d'installations sur toitures réparties de manière diffuse sur le territoire) est légèrement plus faible que dans le scénario M23 (caractérisé à l'inverse par des grands parcs qui se développeraient dans les régions les plus favorables en matière de rayonnement solaire).

8.3.5 Le réchauffement climatique affecte également le dimensionnement des infrastructures de réseau

La capacité de transit des lignes aériennes du réseau de transport d'électricité est sensible à la température. En effet, le courant pouvant être transporté par une ligne est limité par le phénomène d'échauffement de la ligne, qui dilate les câbles et les rapproche du sol. Pour garantir la sécurité des populations et de l'environnement, l'intensité transitant dans la ligne ne doit pas dépasser un certain seuil.

En conséquence, la capacité de transit des lignes aériennes dépend de la température extérieure : plus celle-ci est élevée, moins la marge d'élévation en température causée par les transits d'électricité est importante. L'augmentation des températures associée au changement climatique devra donc être intégrée dans le dimensionnement du réseau (uniquement pour les lignes aériennes, les lignes souterraines étant *a priori* peu affectées par le changement climatique).

Les travaux menés par RTE visent à prendre en compte ces effets et à préparer l'adaptation de l'ensemble du réseau de transport d'électricité à l'évolution du climat à long terme. Au-delà de l'effet des températures, d'autres phénomènes sont également investigués dont les risques hydrauliques à proximité des cours d'eau.

8.4 Du fait de l'évolution du mix, l'équilibre du système électrique de demain est plus sensible aux conditions de vent et plus uniquement à la température

8.4.1 Une analyse de sécurité d'approvisionnement probabiliste, complétée par l'étude de stress-tests climatiques spécifiques

8.4.1.1 Des questions récurrentes sur le fonctionnement du système dans certaines configurations météorologiques

L'intégration d'un haut niveau de production renouvelable variable suscite des interrogations récurrentes quant à la capacité à assurer l'équilibre offre-demande en électricité à tout instant. Le débat se cristallise tout particulièrement autour de la variabilité de la production éolienne et le fonctionnement du système électrique lors des périodes sans vent.

Cette interrogation légitime peut s'appuyer sur des exemples concrets que chacun peut observer : des épisodes pendant lesquels le facteur de charge est très faible en France, voire plus globalement en Europe, sont en effet régulièrement constatés.

Ces problématiques ont fait l'objet de nombreuses remarques au cours des réunions des groupes de travail techniques ainsi que dans les réponses à la consultation publique. Pour apporter des éléments d'éclairage sur ces questions, RTE a consacré une part importante de l'étude de sécurité d'approvisionnement à la réalisation de stress-tests climatiques (périodes sans vent, canicules, sécheresses…), en complément de l'analyse probabiliste servant à dimensionner le mix de flexibilités.

8.4.1.2 Le dimensionnement du système électrique se fonde sur une analyse de risque intégrant la probabilité d'occurrence d'événements rares, notamment en matière de température et de vent

Comme dans tout secteur industriel, le « risque zéro » pour le système électrique est impossible à atteindre. Le choix du niveau cible de sécurité d'approvisionnement revient à déterminer les risques contre lesquels la collectivité souhaite se prémunir.

Comme évoqué à la partie 7.1.2.2, le dimensionnement du mix électrique, et notamment des capacités de flexibilités (stockage, centrales thermiques, flexibilité de la demande, hydraulique…), est fondé sur l'atteinte d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement conforme à l'actuel : le risque de se trouver en situation de manque de production est alors relativement faible mais pas totalement inexistant.

Il convient également de rappeler que les situations de déséquilibre entre l'offre et la demande ne conduisent pas, de manière générale, à un *black-out* généralisé. Dans ces situations, de nombreux leviers d'exploitation peuvent en effet être activés en premier lieu pour éviter toute coupure de consommateurs non volontaires et en second lieu pour circonscrire l'effet du déséquilibre à un nombre restreint de consommateurs. Dans un premier temps, RTE peut ainsi appeler des moyens post-marché (interruption de grands sites industriels rémunérés à cet effet, recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseaux européens ou encore réduction de la tension sur les réseaux de distribution). En dernier recours, RTE peut réaliser des délestages ciblés et tournants de consommation de manière à éviter une coupure généralisée. À l'horizon 2050, les technologies du numérique pourront en outre permettre des interruptions encore plus ciblées,

consistant par exemple à n'arrêter que des usages non essentiels lors des situations éventuelles de déséquilibre.

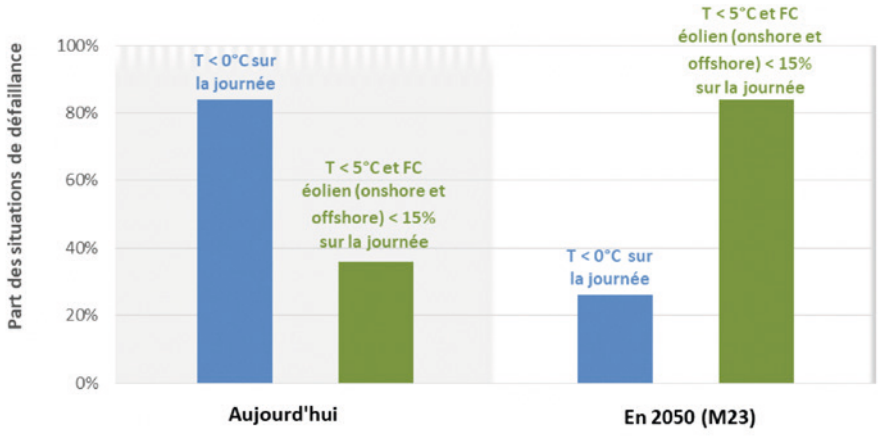
S'agissant de l'analyse de sécurité d'approvisionnement, celle-ci est réalisée sur la base de la simulation de l'équilibre offre-demande électrique, dans de très nombreuses configurations d'aléas (aléas météorologiques mais également aléas techniques influant sur la disponibilité des centrales), incluant des événements extrêmes en matière de vent et de température. Dans certaines configurations étudiées, le facteur de charge descend ainsi à des niveaux très faibles, proches de zéro, même si la probabilité d'occurrence de ce type d'événements est très réduite. **En conséquence, les analyses de sécurité d'approvisionnement menées par RTE ne se fondent pas sur la notion de puissance garantie et encore moins sur l'hypothèse que le facteur de charge de l'éolien serait systématiquement supérieur à un certain pourcentage en hiver.** Au même titre que des vagues de froid ou de chaleur extrêmes sont représentées dans le référentiel climatique utilisé, des périodes sans vent sur l'ensemble de la France voire sur une bonne partie de l'Europe font également partie intégrante de l'ensemble des configurations considérées dans l'étude.

8.4.1.3 La nature des risques induits par les aléas météorologiques sur la sécurité d'approvisionnement en électricité va évoluer fortement d'ici 2050

À l'horizon 2050, la nature des situations conduisant à un risque pour l'équilibre offre-demande d'électricité évolue fortement. Si à l'heure actuelle, le risque est essentiellement déterminé par l'occurrence de vagues de froid et par la disponibilité des réacteurs nucléaires, à long terme le système électrique sera plus fortement dépendant des conditions de vent. **En 2050, les configurations les plus à risque pour le système électrique correspondent ainsi à des situations de manque de vent conjugué à une température froide, en particulier sur l'ensemble de**

Figure 8.19 Caractérisation des conditions climatiques communes aux épisodes de défaillance, en 2021 et en 2050 dans le scénario M23

L'essentiel du risque sur la sécurité d'approvisionnement est aujourd'hui concentré sur les vagues de froid. À l'horizon 2050, il interviendra principalement lors de périodes combinant températures faibles et absence de vent (et moins pendant les périodes de froid extrême).



l'Europe. Ces caractéristiques se retrouvent dans tous les scénarios à l'horizon 2050 du fait de la part significative de l'éolien en France et en Europe, même si la dépendance au vent est évidemment d'autant plus marquée dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables.

Ce risque peut être analysé sous deux angles : sa probabilité (intégrée dans la partie probabiliste de l'analyse) et ses conséquences (décrites dans les stress-tests présentés dans la suite).

Du point de vue de l'analyse probabiliste, les indicateurs sur le risque de défaillance mettent en évidence la plus forte sensibilité à la production éolienne.

À l'heure actuelle, le risque de défaillance est largement concentré sur les situations de froid extrême et un peu moins sur les périodes de faible vent. En 2050 à l'inverse, l'essentiel des périodes de tension surviennent dans des cas combinant une température inférieure à 5 °C et un facteur de charge éolien (terrestre et en mer) en France très bas, inférieur à 15 % sur la journée (en 2050, cette conjonction intervient seulement dans environ 1,5 % des heures d'une année). Néanmoins, l'apparition de ces conditions n'engendre pas systématiquement des défaillances. Celles-ci dépendront alors d'autres facteurs et notamment la disponibilité du reste du parc de production en France, ou encore de la possibilité d'imports.

8.4.2 Stress-tests n°1 « périodes sans vent » : des configurations qui deviendront de plus en plus contraignantes pour le système, même si elles ne conduiront à un risque de déficit de production que dans des cas spécifiques

Un premier type de configuration spécifique étudiée par RTE porte logiquement sur les périodes « sans vent » lors desquelles la production éolienne atteint des niveaux très faibles.

En pratique, la notion de « période sans vent » ne suffit pas à caractériser précisément les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement. En effet, une absence de vent n'engendre pas le même niveau de risque sur l'équilibre offre-demande selon qu'elle intervient en été ou en hiver, ou encore selon le niveau des températures et de l'hydraulicité. Les configurations intégrées dans l'analyse probabiliste réalisée par RTE représentent ainsi une multitude de combinaisons possibles entre les niveaux de température en France et dans le reste de l'Europe, les niveaux de vent en France et dans les autres pays, etc.

Dans l'essentiel des configurations avec faible vent en France, la sécurité d'approvisionnement est assurée : en effet, le dimensionnement du mix de capacités électriques est pensé pour garantir la résilience du fonctionnement du système dans la quasi-totalité des configurations considérées. Seules des situations spécifiques combinant différents aléas peuvent ainsi conduire à de la défaillance dans les différents scénarios.

La logique de l'approche par stress-tests détaillée dans la suite conduit à se focaliser sur des exemples de situations sans vent possibles. Ces exemples ne peuvent être considérés comme représentatifs mais ont vocation à fournir des illustrations et une meilleure compréhension sur le fonctionnement du système dans des configurations particulières.

8.4.2.1 En été, lors des périodes sans vent, les moyens de production sont de manière générale largement suffisants pour couvrir la consommation, même sans recourir aux imports

En été (voire en intersaison), les périodes sans vent engendrent un risque faible pour la sécurité d'approvisionnement électrique. Ceci s'explique notamment par une consommation généralement plus faible qu'en hiver et une forte production photovoltaïque, qui associée à de nombreuses flexibilités de court terme, permettent de pallier l'absence de vent. En complément, les centrales thermiques (notamment dans les scénarios «M») et les imports peuvent être mobilisés pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Dans l'exemple illustratif présenté ci-dessous, la production éolienne chute à des niveaux faibles (facteur de charge éolien à terre et en mer de l'ordre de 10 % de en moyenne, correspondant au quantile 1 % pour une semaine complète d'été), tandis que la production solaire reste abondante : elle s'élève en moyenne à 80 GW en milieu de journée en 2060 dans le scénario M23, et à 50 GW dans le scénario N2. À elle seule, la production solaire couvre ainsi une large part des appels de puissance de consommation, qui sont en moyenne de 70 GW sur une journée d'été. À cette production s'ajouterait alors le reste du parc de production pilotable (hydraulique, nucléaire et thermique décarboné). Les cycles de stockage/déstockage des STEP et des batteries permettent en outre de fournir de la puissance en soirée et au cours de la nuit, tandis que la modulation de la demande conduit à placer l'essentiel de la consommation pilotable en milieu de journée.

Dans la majorité des cas étudiés, l'équilibre offre-demande pourrait même s'effectuer sans recourir aux imports. Ainsi, dans l'exemple présenté ici, lors des semaines dites «sans vent», l'énergie disponible en France pour produire de l'électricité est supérieure à celle nécessaire pour alimenter la consommation en moyenne, et ce dans l'ensemble des scénarios.

Pour autant, dans un système interconnecté, le recours aux imports n'est pas la conséquence d'un manque de production dans un pays, mais le résultat d'une optimisation économique via les marchés de l'électricité. Ainsi, des moyens de production (en particulier thermiques à flamme) peuvent être à l'arrêt en France dès lors que de la production moins chère est disponible ailleurs en Europe.

Figure 8.20 Énergie moyenne de consommation et de production disponible lors d'une semaine moyenne d'été, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060

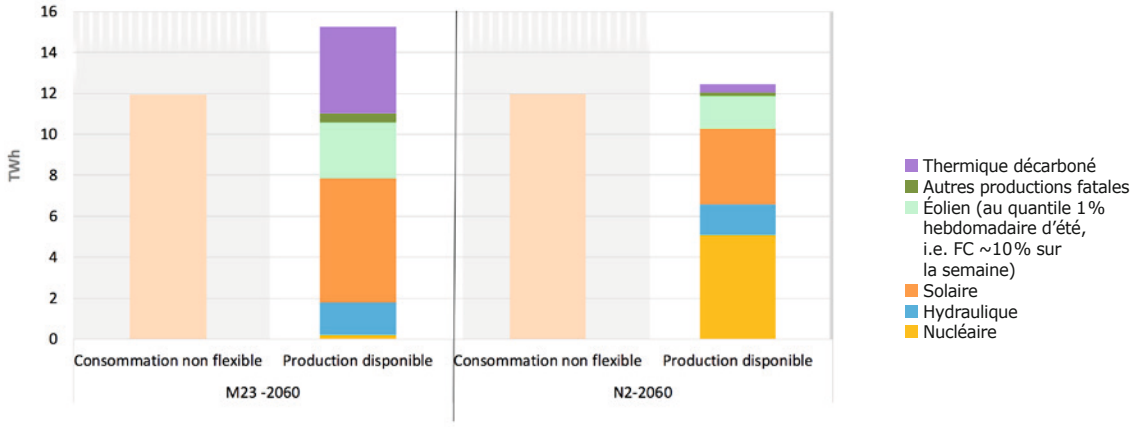
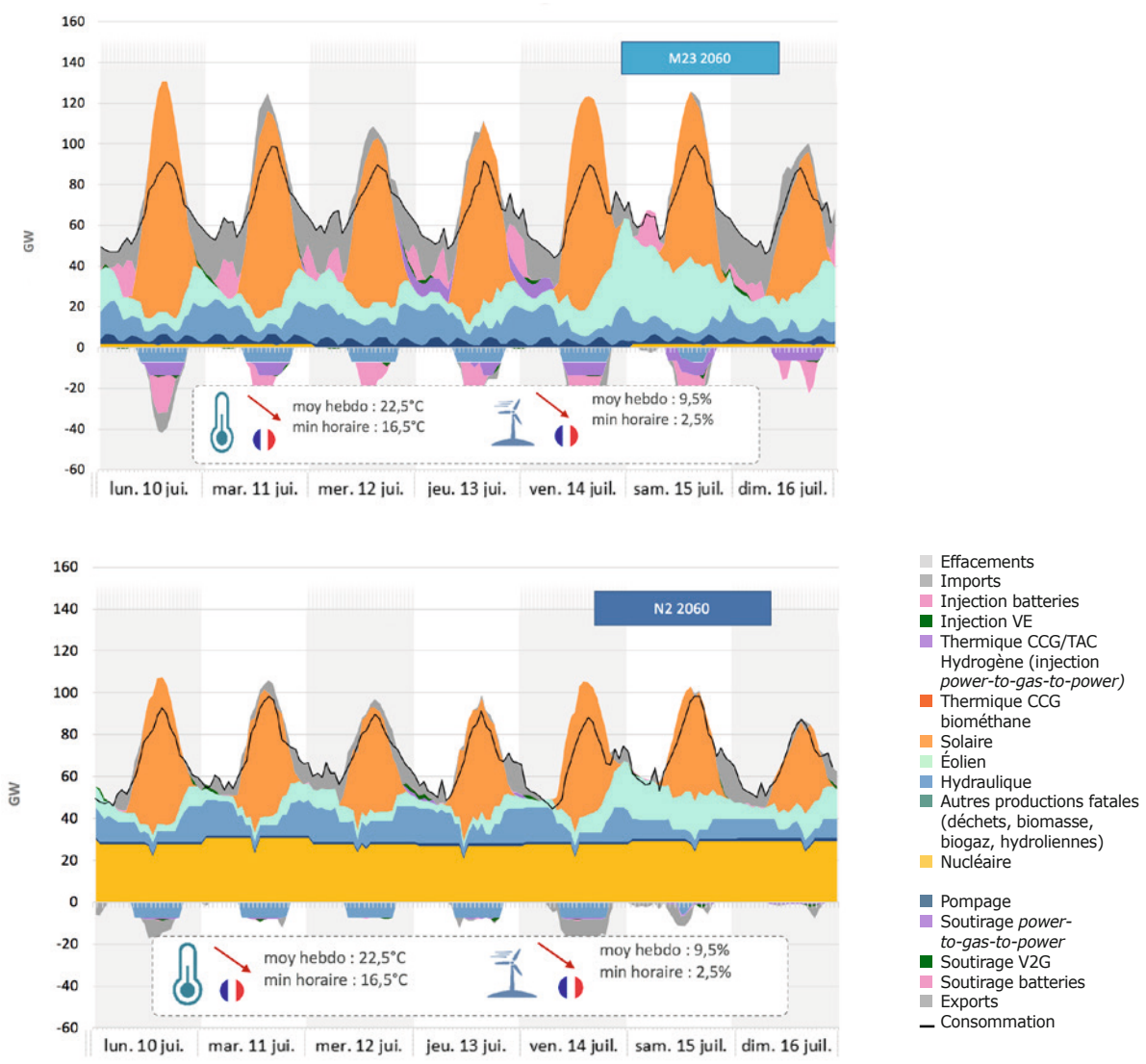


Figure 8.21 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'été sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060



L'exemple ci-dessus illustre une semaine d'été avec peu de vent durant laquelle les imports sont mobilisés alors que des capacités de production restent disponibles.

8.4.2.2 En hiver, lors des périodes sans vent hors vague de froid, l'équilibre offre-demande sera assuré grâce à un important socle de moyens de production pilotables et de flexibilités, ainsi qu'avec des possibilités d'imports

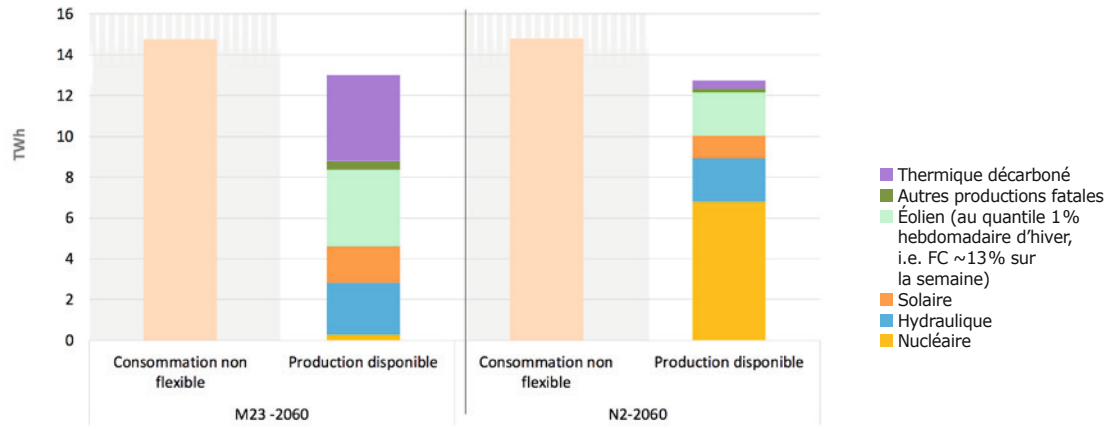
Les risques en cas de situations sans vent se concentrent donc principalement sur l'hiver. La production éolienne sera certes plus élevée qu'en été (au quantile 1 %, le facteur de charge hebdomadaire – pour les parcs terrestres et maritimes réunis – passe de 10 % en été à 13 % l'hiver), mais la consommation sera dans le même temps plus élevée du fait du recours au chauffage, et la production solaire plus réduite.

Dans ces situations, le système électrique reposera de manière accrue sur l'ensemble du parc de production et de flexibilités :

- la France disposera d'une part conséquente de production pilotable pouvant délivrer de l'électricité sur des périodes longues (hydraulique, nucléaire et thermique décarboné). Dans tous les scénarios, plusieurs dizaines de gigawatts sont ainsi disponibles. S'agissant du thermique décarboné, le dimensionnement des scénarios se fonde sur la disponibilité de stocks significatifs de gaz verts, permettant de couvrir des périodes de plusieurs semaines, et donc notamment des situations d'absence prolongée de vent.
- À ce parc pilotable s'ajoutent également, selon les scénarios, des capacités importantes de STEP et de batteries. Ces capacités flexibles sont essentielles pour couvrir les moments les plus critiques (soirées en semaine) mais ne peuvent fournir de l'énergie pendant des périodes longues de plusieurs jours.
- La couverture de la demande pourra aussi s'appuyer sur le socle de production renouvelable. Au-delà de la part fatale de l'hydraulique et des bioénergies, c'est en particulier le cas de la filière solaire, dont la production reste importante en milieu de journée d'hiver, avec par exemple en moyenne 40 GW en hiver dans le scénario M23 à 2060. Celle-ci permet par ailleurs de reconstituer des stocks, pour les STEP, les batteries voire l'hydrogène, pour que ceux-ci puissent contribuer au cours des soirées et des nuits.

Pour autant, en cas de vent faible, il sera plus difficile en hiver qu'en été de disposer de surplus de production en France pour l'optimisation complète des cycles de stockage/déstockage des flexibilités (du moins jusqu'à leur capacité de stockage et leur puissance maximale).

Figure 8.22 Énergie moyenne de consommation et de production disponible lors d'une semaine moyenne d'hiver, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



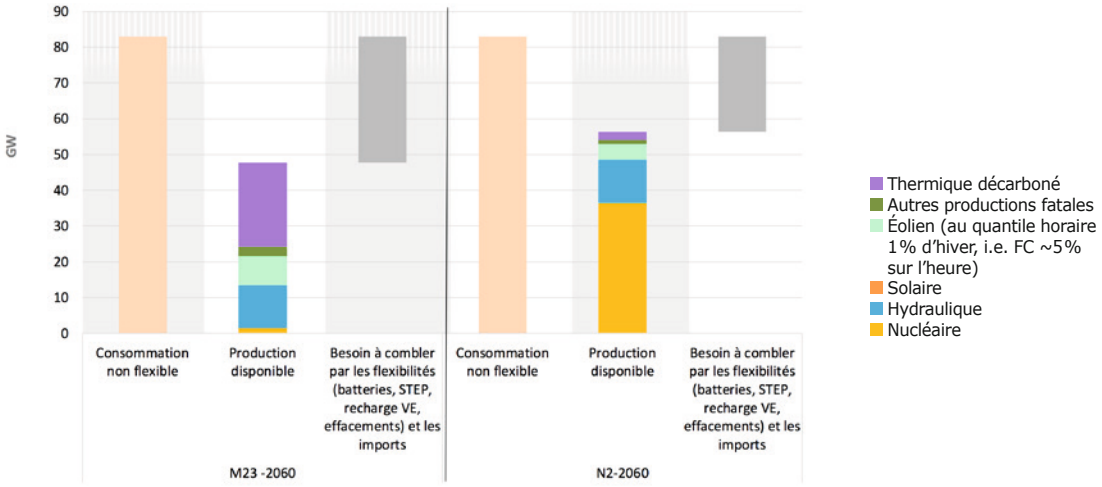
Dans ce contexte, la seule production en France ne permet pas, en général, de couvrir les besoins de consommation, ni dans les scénarios de type M, ni dans les scénarios de type N. La figure ci-contre montre ainsi que pour une semaine moyenne d'hiver, mais pour laquelle les conditions de vent seraient particulièrement défavorables (quantile 1 %), de l'ordre de 1 à 2 TWh seraient à fournir par les imports (soit de l'ordre de 10 % de la consommation française sur une telle semaine).

La nécessité d'importer dans certaines situations particulières n'est néanmoins pas nouvelle. Aujourd'hui, le système électrique français, bien que globalement exportateur sur l'année, peut se trouver importateur sur quelques jours par an, essentiellement en hiver.

Au-delà de la production disponible à l'échelle hebdomadaire, des questions se posent aussi sur la faculté à couvrir les appels de puissance importants lors de la pointe du soir. L'exemple présenté ci-dessous illustre ainsi le passage de la pointe de consommation à 19 h un jour peu venteux en 2060 (avec un facteur de charge correspondant au quantile 1 % à l'échelle horaire en hiver, i.e. de l'ordre de 5 %). Au-delà de la production disponible en France, une partie de la consommation serait à alimenter soit grâce à du stockage en France (batteries et STEP), soit grâce à du report de consommation (recharge des véhicules électriques et effacements), soit à fournir par des imports.

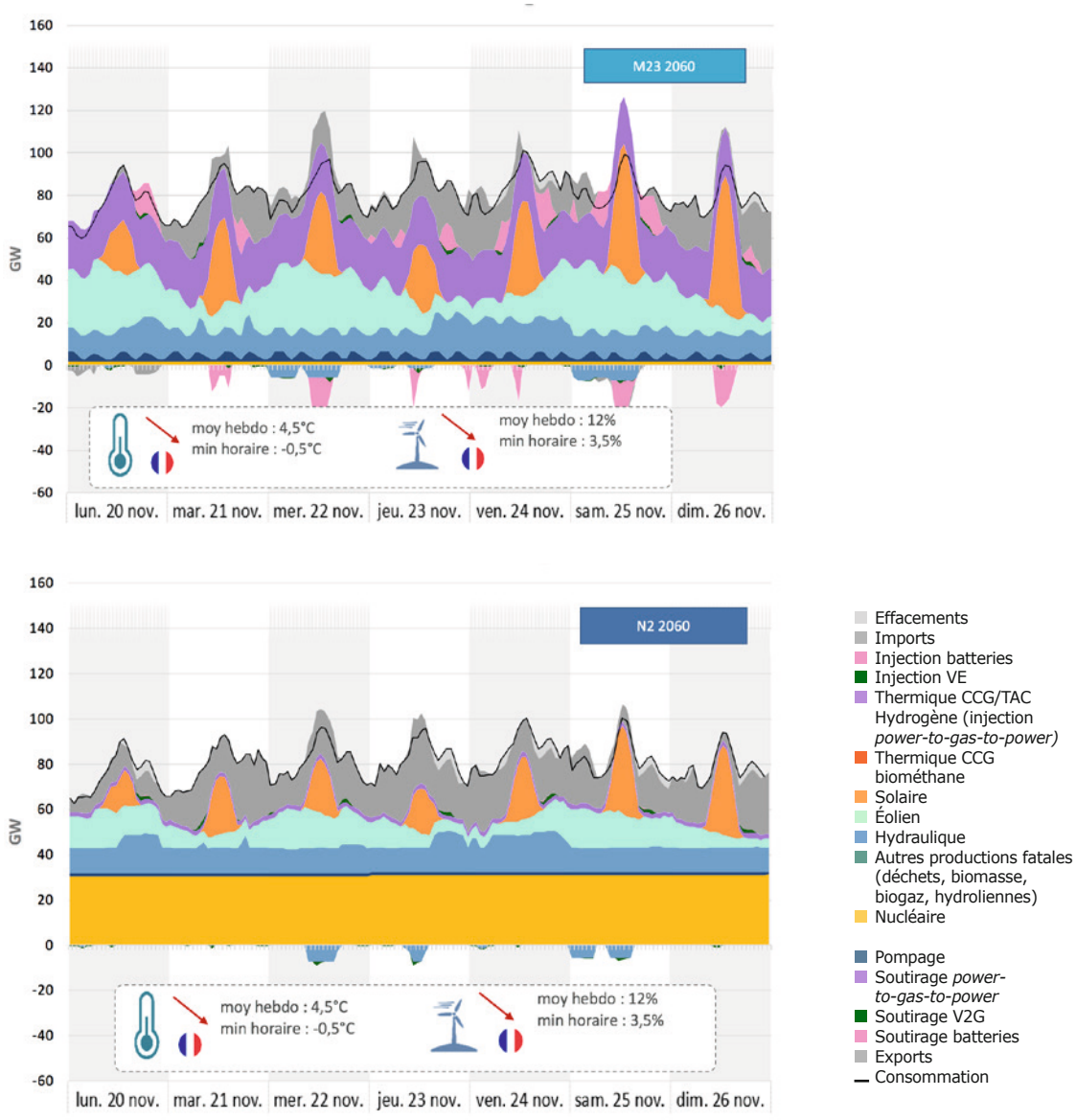
Dans le cas où des imports ne seraient pas accessibles, le mix électrique pourra ainsi s'appuyer sur un grand nombre d'usages flexibles et dont la consommation pourrait être déplacée hors des périodes de tension (recharge des véhicules électriques, pilotage de l'eau chaude sanitaire, flexibilité des électrolyseurs, et effacements de consommation). La puissance moyenne effaçable de ces usages est d'environ 17 GW dans la trajectoire de référence à 2050 et 2060, et pourrait atteindre des valeurs notablement plus élevées dans certaines configurations plus favorables en matière d'adhésion des consommateurs à la flexibilité *(voir 7.3.2).*

Figure 8.23 Contribution moyenne à la pointe de consommation de 19h en hiver, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge horaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



La figure qui suit permet d'illustrer le fonctionnement du système électrique lors d'une période de vent faible (avec un facteur de charge pour l'éolien terrestre et maritime de près de 12 % sur la semaine, soit légèrement plus bas que le quantile 1 % pour une semaine d'hiver), à nouveau pour les scénarios M23 et N2.

Figure 8.24 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'hiver sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060



8.4.2.3 En période d'absence de vent en France, des possibilités d'imports existent la plupart du temps

Dans la plupart des configurations étudiées, l'équilibre offre-demande d'électricité en France pendant les périodes de faible vent peut s'appuyer sur une contribution significative des imports. Cette analyse ne repose pas sur l'idée que des pays voisins réserveraient systématiquement de la capacité pour «aider» à l'équilibre offre-demande en France mais sur le fait que dans les configurations étudiées, les pays voisins disposent souvent de larges marges de production qui peuvent donc être utilisées pour exporter de l'électricité vers la France.

Plusieurs effets peuvent expliquer que cette contribution des imports soit aussi significative lors des périodes de faible vent malgré une possible corrélation entre les facteurs de risque en France (situations froides et sans vent) et les facteurs de risque sur le reste de l'Europe :

(i) De façon analogue à la France, l'intégration d'une part importante d'énergies renouvelables variables en Europe poussera nécessairement l'ensemble des pays à disposer d'un certain nombre de capacités pilotables et flexibles afin d'assurer leur propre sécurité d'approvisionnement. Lors de périodes à faible production éolienne en Europe de l'ouest, les autres productions renouvelables joueront également un rôle clé pour l'approvisionnement. C'est notamment le cas de la production solaire, en particulier dans les pays du sud de l'Europe qui pourraient disposer de très grandes capacités sur cette filière et dont l'abondance en milieu de journée pourra permettre d'alimenter les pays voisins. L'analyse montre aussi que les grands parcs hydrauliques de Scandinavie et d'Europe centrale (par exemple d'Autriche) amortiront sensiblement les besoins.

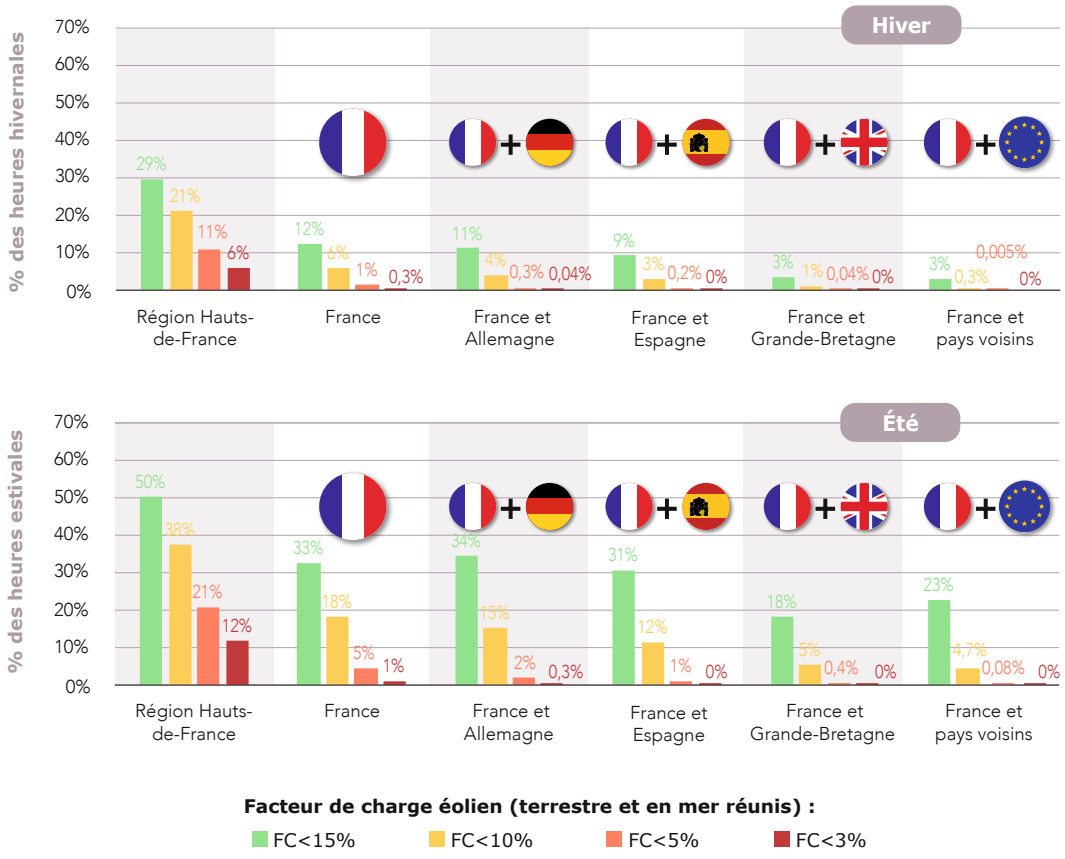
(ii) Les profils de consommation en Europe sont par ailleurs différents selon les pays, qui ne présentent pas la même sensibilité aux aléas. Les heures de lever et de coucher du soleil jouent sur les pointes de consommation, les besoins d'éclairage nocturne ne sont pas les même au nord et au sud de l'Europe, et les habitudes de vie et les spécificités nationales conduisent à des profils de consommation présentant aujourd'hui des différences. Les différents effets conduiront les pointes de consommation dans les différents pays ne sont pas simultanées. Au-delà de la désynchronisation partielle des pointes de consommation nationale la consommation européenne disposera d'un grand nombre d'usages flexibles et reportables lors des périodes de tension, au même titre que la France.

(iii) Enfin, au-delà de la structure des mix européens, il est important de rappeler que la grande majorité des épisodes de vent faible en France ne seront pas simultanés avec une faible production éolienne sur l'ensemble de l'Europe. En effet, la diversité des situations de vent au sein d'une zone géographique conduit à une décorrélation partielle et un certain degré de foisonnement, rendant la production éolienne d'autant plus stable que celle-ci est considérée à une maille géographique large. Certains pays disposent par ailleurs de vents plus forts et de grands parcs en mer (en particulier la Grande-Bretagne, dont les facteurs de charge éoliens sont notablement plus élevés que ceux de la France). Dans le cas où le vent serait particulièrement faible en France, il demeure possible que les conditions de vent soient plus favorables dans le reste de l'Europe.

L'analyse montre par ailleurs que le phénomène de foisonnement est plus fréquent au cœur de l'hiver que sur le reste de l'année. Cet aspect est globalement favorable pour la gestion de l'équilibre offre-demande, puisque c'est au cours de l'hiver que se présentent la majorité des risques de tension pour le système électrique *(voir 7.7.2).*

Ainsi, le facteur de charge éolien (terrestre et en mer réunis) est inférieur à 10 % pendant 6 % des heures hivernales en France, mais ce taux se réduit à 4 % sur le périmètre de la France et de l'Allemagne (souvent scruté dans les débats), et même à 0,3 % si l'on élargit le périmètre à la France et ses voisins directs.

Figure 8.25 Pourcentage des heures hivernales et estivales avec un faible facteur de charge éolien, à différents périmètres géographiques, dans M23-2050, pour l'hiver (en haut) et l'été (en bas)



À l'inverse, en été, la probabilité d'être confronté à un facteur de charge horaire en-dessous de 10 % sur la France et ses pays voisins est de l'ordre 5 %. Les risques d'occurrence d'absence de vent sont donc plus faibles en hiver qu'en été.

Des situations de vent faible sur une large part de l'Europe de l'Ouest ne sont pas à exclure mais leurs probabilités d'occurrence sont extrêmement faibles.

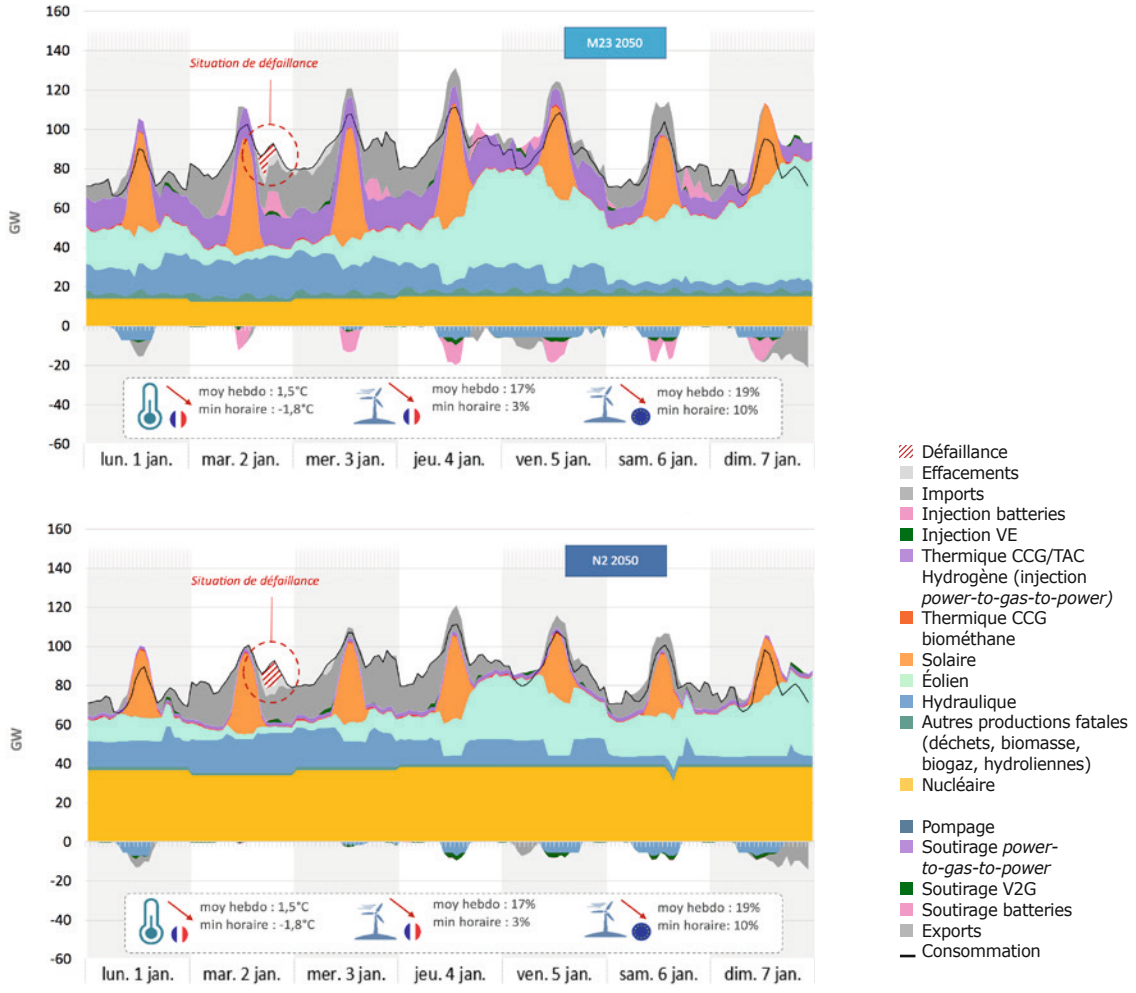
8.4.2.4 En hiver, lors des périodes sans vent en Europe combinées à des vagues de froid, des situations de défaillance sont possibles

Par rapport à aujourd'hui, l'évolution du mix conduit à augmenter la résilience à une vague de froid, mais aussi à réduire celle à des épisodes sans vent.

Les exemples ci-dessous permettent d'illustrer des épisodes de défaillance pour les scénarios M23 et N2. Dans les deux scénarios, la consommation atteint des valeurs très élevées, avec des pointes de l'ordre de 110 GW.

Alors que la demande est élevée sur l'ensemble de la semaine considérée, les risques de défaillance apparaissent lors du creux de production éolienne en France (facteur de charge horaire pour les parcs terrestres et maritimes de l'ordre de 3% au plus bas). Dans cette situation, la puissance potentiellement délestée sera de l'ordre de 4 à 10 GW pendant quatre heures consécutives : cela signifie que sur cette période, de l'ordre de 5 à 10% des consommateurs seraient coupés de manière temporaire.

Figure 8.26 Fonctionnement du système électrique lors d'une conjonction d'aléas de température et de vent de fréquence décennale, en 2050



8.4.3 Stress-test n°2 « canicules » : une tension accrue sur le système électrique mais un risque qui reste maîtrisé en s'appuyant sur une forte production solaire et sur la sollicitation de capacités de flexibilité importantes

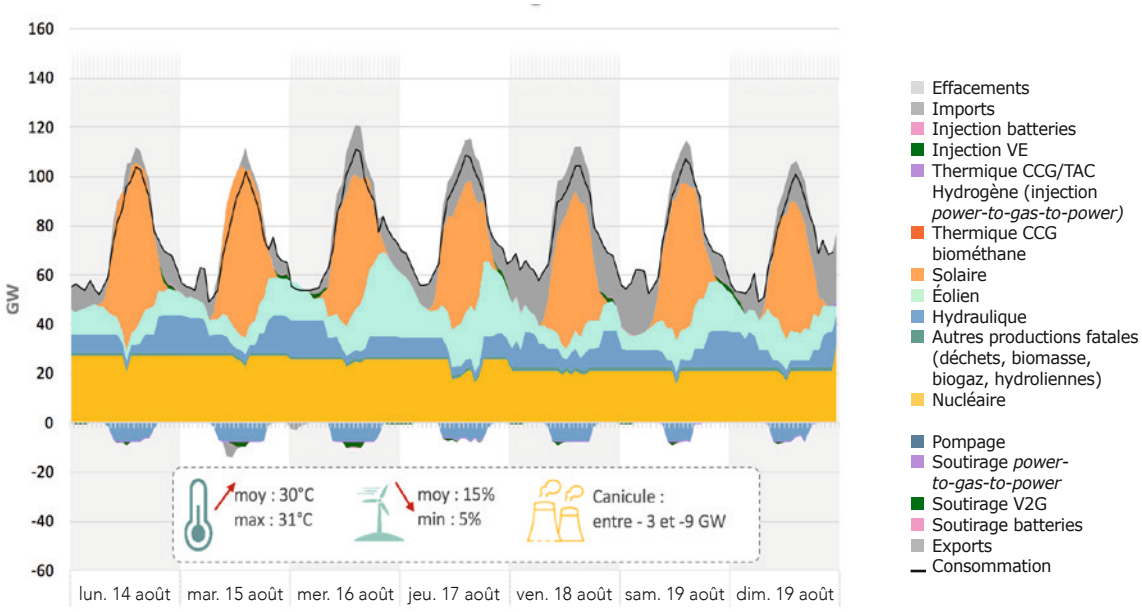
Le fonctionnement du système électrique lors des périodes de canicule constitue également un point d'attention important dans l'analyse du système électrique. En effet, la canicule est susceptible d'affecter largement les différents déterminants en matière de consommation et de production : pic de consommation lié à la climatisation, effets sur le rendement et la disponibilité des centrales thermiques et nucléaires, dégradation du rendement des panneaux photovoltaïques (lors des situations d'extrême chaleur), corrélation avec un niveau de vent relativement faible, etc.

Cette sensibilité du système aux épisodes de canicule n'est pas nouvelle et se retrouve dans les expériences récentes. En août 2003, l'épisode caniculaire avait conduit à limiter la production nucléaire de plusieurs gigawatts, ce qui avait eu pour conséquence de réduire les marges d'exploitation et s'était traduit par des prix très élevés sur les marchés de plus de 1 000 €/MWh. Plus récemment, fin juillet 2019, la canicule avait amené à atteindre une consommation de près de 60 GW (dont environ 14 GW dus à la climatisation) et à réduire la disponibilité du parc nucléaire de près de 6 GW. Lors de cet épisode, les filières éolienne et solaire ont contribué à l'équilibre offre-demande avec près de 8 GW en milieu de journée et encore 4 GW à 19h lors de la journée la plus chaude. Même réduites, les marges d'exploitation étaient toutefois restées suffisantes, avec des nombreuses centrales thermiques à l'arrêt et démarrables rapidement.

Sur des horizons de long terme, les effets du changement climatique et l'augmentation attendue de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleur *(voir 8.2.1)* conduisent à porter une attention accrue à ces configurations.

Dans les simulations réalisées pour les « Futurs énergétiques 2050 », de nombreuses vagues de chaleur plus intenses et plus longues que celles

Figure 8.27 Fonctionnement du système électrique lors d'une canicule avec un faible vent dans le scénario N2 en 2050



observées historiquement sont représentées. Pour l'essentiel de ces configurations, la simulation ne montre pas de tension spécifique sur l'équilibre offre-demande. Même si la consommation atteint des niveaux importants au cours de ces périodes et que des réacteurs nucléaires sont indisponibles en même temps, l'équilibre entre production et consommation peut être assuré grâce à :

- une production photovoltaïque très conséquente, en particulier en milieu de journée, les situations de canicule étant très généralement associées à un rayonnement solaire important et une faible nébulosité ;
- une sollicitation importante des flexibilités «de court terme» notamment de la flexibilité de la demande, des batteries ou encore des STEP permettant de maximiser l'utilisation de la production photovoltaïque soit en plaçant de la consommation en milieu de journée, soit en stockant de l'énergie sur cette période afin de la restituer la nuit ;
- en complément, la sollicitation de la production thermique (centrales à hydrogène) ou les imports permettra d'assurer l'équilibre offre-demande en cas de besoin complémentaire.

À titre d'illustration, un exemple de situation de canicule combinée à une faible production éolienne est présenté sur la figure ci-contre. Dans cette configuration, la température atteint des niveaux plus élevés que lors de la canicule de 2003 avec des températures moyennes journalières[8] supérieures à 30 °C, entraînant des pics de consommation de plus de 100 GW dont 28 GW dus à la climatisation, tandis que le facteur de charge éolien reste faible et descend parfois autour de 5 % seulement. La canicule affecte également la disponibilité des réacteurs nucléaires avec, dans le scénario N2, une perte de puissance d'au moins 3 GW sur l'ensemble de la semaine et pouvant atteindre jusqu'à 9 GW à certains moments. En revanche, la production photovoltaïque est importante (plus de 50 GW en milieu de journée dans un scénario type N2) et le fonctionnement du pompage turbinage ou encore le positionnement de la demande lors des heures méridiennes permettent de lisser les variations à l'échelle journalière. Dans cet exemple, tous les moyens ne sont pas mobilisés et le risque pour la sécurité d'approvisionnement reste finalement faible, y compris pour les scénarios avec une capacité significative de nucléaire.

La résilience du système électrique aux situations de canicules reste toutefois adossée à un certain nombre d'hypothèses, qui devront être confrontées au retour d'expérience issu d'événements chauds appelés à être de plus en plus contraignants. L'évolution réelle du climat, des contraintes environnementales, de la résistance matérielle des ouvrages du système face aux fortes chaleurs (voire aux incendies associés), tant du côté de la production que de l'acheminement, ou encore la disponibilité de la production thermique et des imports sont autant de paramètres qui pourront affecter le fonctionnement du système lors de ces événements.

8. La température moyenne journalière (qui intègre la température observée sur l'ensemble de la journée et de la nuit) ne doit pas être confondue avec la température maximale atteinte au cours de la journée. Ainsi, une situation avec une température moyenne journalière supérieure à 30 °C apparaît très rarement, alors que ce niveau de température peut être atteint beaucoup plus fréquemment sur quelques heures de la journée.

8.4.4 Stress-test n° 3 « sécheresses » : un risque accru pour l'approvisionnement, en particulier si les sécheresses longues sont concomitantes à des périodes froides et sans vent

Les situations de sécheresse peuvent entrainer une forte incidence sur le système électrique, dans la mesure où elles sont susceptibles d'affecter la production hydraulique mais également la disponibilité des réacteurs nucléaires (dont la production combinée représente plus de 80 % du mix électrique aujourd'hui). Ces situations peuvent par ailleurs se prolonger sur des durées relativement longues

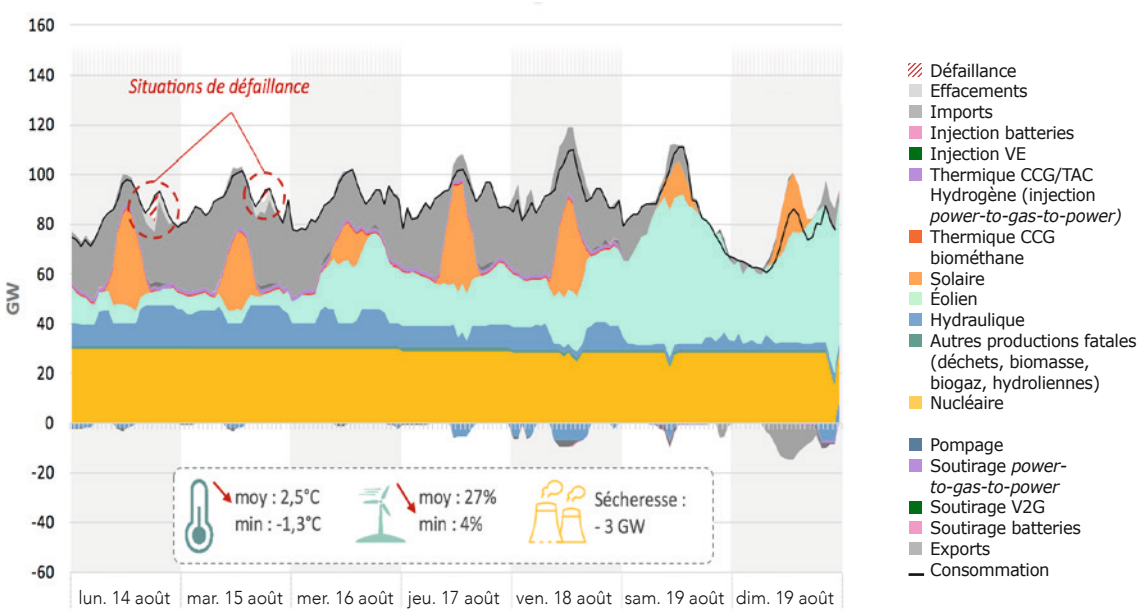
Au cours des quinze dernières années, l'impact des sécheresses sur le volume d'indisponibilités du parc nucléaire s'est accentué. Jusqu'à 4 GW de réacteurs nucléaires ont ainsi été simultanément mis à l'arrêt lors d'épisodes de ce type survenus ces six dernières années. La durée d'indisponibilité est en revanche variable selon les réacteurs concernés. À titre d'exemple, lors de la sécheresse de l'été 2020, les durées de mise à l'arrêt ont varié entre un et près de 40 jours selon les tranches. Lors de ces épisodes, le niveau de production hydraulique, en particulier celle au « fil de l'eau » (sans retenue), peut alors être plus faible qu'à l'accoutumé. L'impact est toutefois dépendant de la zone touchée par la sécheresse.

Jusqu'à aujourd'hui, ces épisodes n'ont pas entraîné de tension pour le système électrique, notamment car ils surviennent lors de périodes de consommation faible ou modérée.

À l'horizon 2050, la plus forte probabilité des situations de sécheresse notamment au cours de l'automne *(voir 8.2.2)* pourra conduire à un risque accru pour la sécurité d'approvisionnement en électricité, en particulier si elles se combinent avec une situation de vent faible, voire de période froide.

Sans conjonction avec ces autres aléas, le risque devrait rester faible, notamment grâce à des productions solaire et éolienne soutenues et qui suffiront à faire face aux baisses de disponibilité du

Figure 8.28 Fonctionnement du système électrique lors d'une sécheresse sans vent concomitante à une vague de froid précoce dans le scénario N2 en 2050



reste du parc. Des combinaisons de ce type font partie des configurations envisagées par RTE et des référentiels climatiques de long terme établis par Météo France, mais restent particulièrement rares.

Il convient de rappeler que ce constat est par ailleurs adossé à différents points susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande effectif par rapport aux prévisions actuelles, entre autres : la localisation des centrales nucléaires arrêtées ou mises en service, l'évolution potentielle de la réglementation environnementale autour de ces centrales nucléaires, ou encore l'impact effectif du changement climatique sur le niveau d'hydraulicité, dont les prévisions font aujourd'hui apparaître un large spectre de possibles.

Dans l'exemple ci-dessus, tiré du scénario N2 à 2050, la sécheresse se matérialiserait par un impact notable sur le parc de production. D'une part, la production du parc hydraulique serait sensiblement en baisse par rapport aux configurations standards, jusqu'à -65 % dans les régions les plus touchées. D'autre part, environ 3 GW de réacteurs nucléaires seraient coupés.

Dans cette configuration, le volume de production nucléaire non réalisée pour raison climatique reste relativement modéré. Pour autant, alors que l'intensité de la sécheresse considérée ne se situe pas dans les extrêmes, elle intervient dans cet un exemple de manière concomitante avec d'autres aléas particulièrement défavorables : un niveau de production éolienne très faible et des températures froides.

Les risques pour la sécurité d'alimentation surviennent alors en soirée, lorsqu'il n'y a plus de production solaire, et ce malgré des imports très conséquents. Le déséquilibre offre-demande résulte alors pour un peu moins de la moitié de l'impact de la sécheresse sur la disponibilité du parc de production, le reste résultant de l'absence de vent et de la température très faible. Les risques de rupture d'approvisionnement disparaissent en revanche dès que la production éolienne revient à des niveaux modérés.

Des études complémentaires seront néanmoins nécessaires pour affiner l'analyse de l'impact des sécheresses sur le système électrique à long terme. À défaut de projections précises sur l'évolution des usages de l'eau, l'analyse réalisée dans les « Futurs énergétiques 2050 » se fonde ainsi sur l'hypothèse que les prélèvements d'eau (hors système électrique) à l'horizon 2050 seront similaires à ceux observés aujourd'hui. Or, de possibles évolutions structurantes comme un recours accru à l'irrigation, sont susceptibles d'entraîner des conflits d'usage sur l'eau et par conséquent une tension accrue sur l'équilibre offre-demande électrique, y compris sur des périodes estivales. Ces points feront l'objet d'analyses complémentaires.

9

LE RÔLE DE L'HYDROGÈNE ET DES COUPLAGES

9

LE RÔLE DE L'HYDROGÈNE ET DES COUPLAGES ENTRE LES SECTEURS DU GAZ ET DE L'ÉLECTRICITÉ

9.1 La place de l'hydrogène dans le mix énergétique fait l'objet de nombreux débats récents

9.1.1 La promesse de l'hydrogène bas-carbone

La place de l'hydrogène dans les scénarios de neutralité carbone est l'un des grands enjeux actuels de la prospective énergétique.

Depuis quelques années seulement, et en particulier depuis la parution en 2019 du rapport de l'Agence internationale de l'énergie *The Future of Hydrogen*, le développement de « l'hydrogène vert » ou « hydrogène bas-carbone » a été érigé dans de nombreux pays, dont la France, parmi les priorités de politique énergétique.

Ce renversement est d'autant plus spectaculaire que l'hydrogène tenait jusqu'alors une place marginale dans les stratégies énergétiques et climatiques mondiales. Le renforcement des objectifs de lutte contre le changement climatique, avec notamment l'adoption de l'objectif de neutralité carbone plutôt que de « facteur 4 », a largement joué pour en renforcer l'intérêt dans la mesure où il requiert une décarbonation plus stricte de l'ensemble de l'économie, et du secteur gazier en particulier. Au-delà, il est certain que la promesse d'une « révolution de l'hydrogène » peut apparaître comme une solution séduisante aux défis de la neutralité carbone, l'hydrogène étant un vecteur combinant flexibilité, absence d'émission au niveau consommateur et faculté à être produit en masse à base d'électricité bas-carbone. L'hydrogène n'en est pas moins un vecteur possédant certains défauts (caractère explosif, densité plus faible que le méthane, volatilité…), même si les technologies disponibles permettent *a priori* de gérer la chaîne logistique de l'hydrogène.

Pourtant, il demeure des questions fondamentales sur le rôle de l'hydrogène dans le système énergétique de demain, qui intéressent directement les analyses des « Futurs énergétiques 2050 ».

D'une part, il existe une confusion entre deux utilisations distinctes de l'hydrogène :

- la première consiste à le consommer comme un vecteur énergétique distinct, appelé à alimenter certains usages énergétiques de manière directe (industrie, transports) ou indirecte (en étant transformé en méthanol ou ammoniac de synthèse, pouvant alimenter des cargos ou des avions par exemple);
- la seconde consiste à l'utiliser comme un moyen de stockage d'énergie sous-tendant le fonctionnement d'un système électrique à haute composante en énergies renouvelables.

Si ces deux finalités peuvent s'alimenter l'une et l'autre dans la perspective d'un système hydrogène intégré, elles demeurent conceptuellement distinctes dans l'analyse : il est possible de développer une économie de l'hydrogène bas-carbone même sans besoin de flexibilité saisonnière pour le système électrique, et *a contrario* il serait possible d'utiliser de l'hydrogène dans un système 100 % renouvelable même sans en développer l'usage final.

D'autre part, des questions fondamentales demeurent sur le fonctionnement technique et l'économie générale d'un système hydrogène. Parmi les interrogations figurent notamment les suivantes :

- le *lieu de production :* alors que la stratégie française consiste à produire l'hydrogène sur le territoire national selon le principe de souveraineté énergétique posé par la SNBC, d'autres pays comme l'Allemagne comptent spécifiquement sur des imports d'hydrogène, depuis des pays européens ou extra-européens, pour atteindre la neutralité carbone ;
- les *méthodes de production :* le plan de relance et la stratégie française promeuvent le développement de l'hydrogène bas-carbone, produit à partir d'électrolyse de l'eau en utilisant une électricité bas-carbone comme celle produite en France. À moyen terme, cette stratégie passe par le développement de gros électrolyseurs, installés à proximité des zones industrielles ou des centres de consommation, et soutirant sur le réseau en bande. À plus long terme, les perspectives sur les modèles de développement des électrolyseurs sont plus ouvertes et certains projettent la possibilité de produire l'hydrogène bas-carbone de manière flexible selon la production des énergies renouvelables : certains acteurs bâtissent ainsi des modèles d'affaires sur la base de systèmes intégrant des grands parcs solaires à des électrolyseurs fonctionnant donc de manière plus ponctuelle. Enfin, d'autres pays, notamment sur le pourtour de la Mer du Nord, entendent promouvoir «l'hydrogène bleu» produit à base d'énergies fossiles mais associées à des dispositifs de CCS ;
- les *modes de stockage et de transport :* une fois produit, l'hydrogène doit être stocké, puis distribué. Certains modèles pointent vers la création de petits stocks-tampons à proximité des centres industriels, tandis que d'autres nécessitent d'être couplés à de grands stockages, par exemple dans des cavités salines, et d'être connectés à un grand réseau gazier interconnecté.
- les *stratégies d'utilisation :* s'il apparaît relativement consensuel d'utiliser les premiers volumes d'hydrogène bas-carbone pour remplacer les consommations actuelles d'hydrogène fossile, les stratégies divergent au-delà, allant d'usages comme la mobilité lourde (ferroviaire sur les lignes difficilement électrifiables, aviation par la production de combustibles de synthèse) ou l'industrie (sidérurgie, chaleur…) à d'autres usages comme le chauffage.

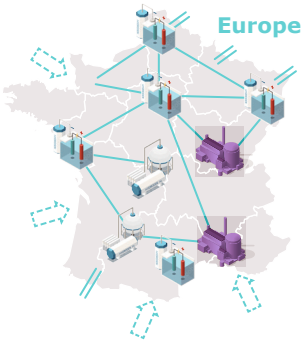
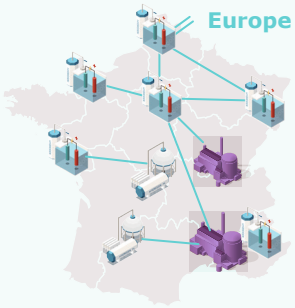
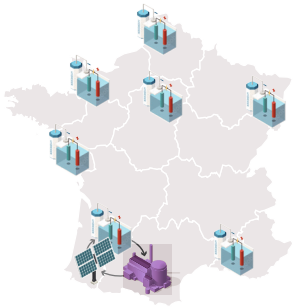
Ainsi, plusieurs visions contrastées s'articulent sur la place de l'hydrogène à long terme et sur l'envergure des infrastructures à déployer pour assurer son développement.

D'un côté, des études portées par la Commission européenne ou par certains gestionnaires de réseau gaz (étude Tennet – Gasunie, sur la zone Pays-Bas/Allemagne ou encore l'étude «European Hydrogen Backbone»[1] portée par un consortium de gestionnaires de réseau gaz européens) projettent un développement très important de l'hydrogène à long terme (plusieurs centaines voire milliers de térawattheures en Europe) et proposent des plans de développement d'un réseau d'hydrogène à grande échelle couvrant l'ensemble du continent européen.

De l'autre, d'autres acteurs comme Agora Energiewende[2] ou l'IDDRI[3] suggèrent de concentrer dans un premier temps le développement de l'hydrogène sur des usages privilégiés dans l'industrie et indiquent par ailleurs que la construction d'un réseau d'hydrogène transeuropéen n'est pas la priorité. D'après ces acteurs, ce type d'infrastructures présente un risque de coûts échoués important, en l'absence de vision claire et consensuelle sur les projections de demande d'hydrogène, le développement des modes de production et les arbitrages possibles entre utilisation du réseau électrique et développement d'un réseau hydrogène.

1. *Gas for Climate,* 2020 – https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/
2. Agora Energiewende, 2021, *No-regret hydrogen* – https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/
3. IDDRI, Agora Energiewende, 2021, *Hydrogène : un réseau transeuropéen n'est pas la priorité* – https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/hydrogene-un-reseau-transeuropeen-nest-pas-la-priorite

Figure 9.1 Illustration de différentes configurations possibles pour le développement de l'hydrogène à long terme (liste non exhaustive)

	Vision d'un système hydrogène largement interconnecté et très flexible	Référence : Système hydrogène flexible	Vision d'un système hydrogène peu flexible
Électrolyse	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	• Stockage largement accessible à l'échelle européenne • Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l'hydrogène à moindre coût	• Stockage largement accessible (soit via les interconnexions, soit via son développement en France) • Échanges possibles avec l'étranger pour mutualiser les capacités de stockage, mais pas d'imports massifs	• Possibilités de stockage très limitées • Pas d'imports-exports
Production thermique	• Centrales thermiques utilisant l'hydrogène du réseau (produit en France ou importé)	• Centrales thermiques utilisant principalement l'hydrogène du réseau • Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane	• Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse produit localement
Coût du gaz pour la production d'électricité	• Environ 70 €/MWh$_{PCI}$	• Environ 120-130 €/MWh$_{PCI}$	• Environ 160 €/MWh$_{PCI}$
Cartographie schématisée du réseau			



9.1.2 La prise en compte de l'hydrogène dans les « Futurs énergétiques 2050 »

Les « Futurs énergétiques 2050 » accordent une place importante au sujet de l'hydrogène, qui s'est traduite, d'une part, par la création d'un groupe de travail dédié sur les interfaces entre secteur électrique et les autres vecteurs, d'autre part sur l'élaboration d'une variante spécifiquement consacrée à l'analyse d'une perspective de développement très poussé du vecteur hydrogène (variante « hydrogène + »).

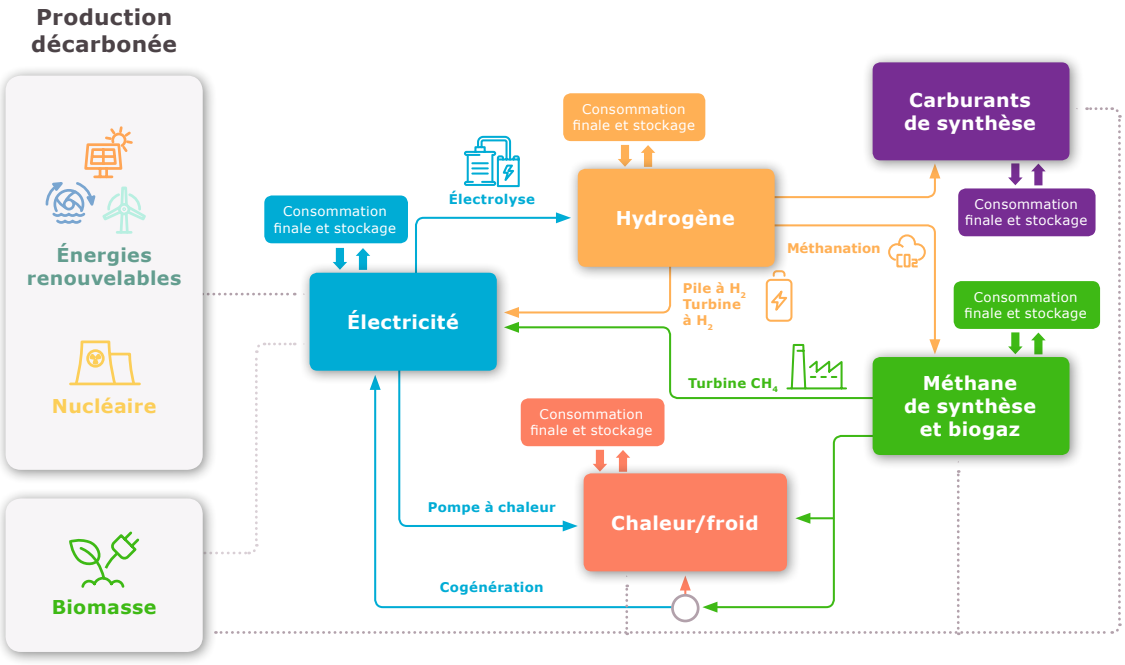
Les systèmes gazier et électrique sont d'ores et déjà en interface, via les centrales thermiques produisant de l'électricité à partir de gaz. À long terme, les interactions entre le système électrique et les autres vecteurs sont appelées à se développer et se multiplier : la décarbonation complète du secteur énergétique conduit en effet à envisager de nouveaux transferts entre vecteurs en vue de décarboner plus facilement certains usages de l'énergie ou de bénéficier de complémentarités entre vecteurs.

Dans ce contexte, l'une des évolutions importantes projetées dans les scénarios de décarbonation consiste à développer la production d'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité bas-carbone. L'hydrogène ainsi produit peut alimenter certains usages directs ou être transformé en combustibles ou carburants de synthèse sous forme gazeuse (méthane…) ou liquide (ammoniac, méthanol…) qui pourront eux-mêmes servir à des usages énergétiques. L'hydrogène ou ses dérivés peuvent également être réutilisés pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques.

Le développement de ces nouvelles interfaces implique en conséquence des évolutions profondes de l'organisation du système énergétique.

Les analyses réalisées par RTE dans le cadre de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » ne visent pas à prendre parti sur l'intérêt d'un développement à grande échelle des infrastructures de production et

Figure 9.2 Principales interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques



de transport d'hydrogène mais intègrent un point d'attention spécifique sur le rôle des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité dans le développement du système électrique français.

Le cas de référence restitué dans l'étude s'appuie (i) sur un développement modéré de l'utilisation de l'hydrogène dans le mix énergétique correspondant aux ambitions de la Stratégie nationale bas-carbone (légèrement rehaussées pour tenir compte de la stratégie Hydrogène France), (ii) sur le cas d'un système hydrogène flexible dans lequel le fonctionnement des électrolyseurs peut être modulé en fonction des conditions d'équilibre offre-demande.

Toutefois, de nombreuses variantes sont étudiées, à la fois sur le volume d'hydrogène produit et sur les modalités de développement et de flexibilisation du système hydrogène, et les conditions adhérentes à chaque configuration sont précisées dans la suite de ce chapitre. Ces différentes variantes et analyses de sensibilité permettent ainsi d'identifier les enjeux sur le dimensionnement du mix électrique et sur la contribution de l'hydrogène à la flexibilité du système.

9.2 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone à partir d'électrolyse

Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue l'une des solutions mises en avant pour atteindre la neutralité carbone.

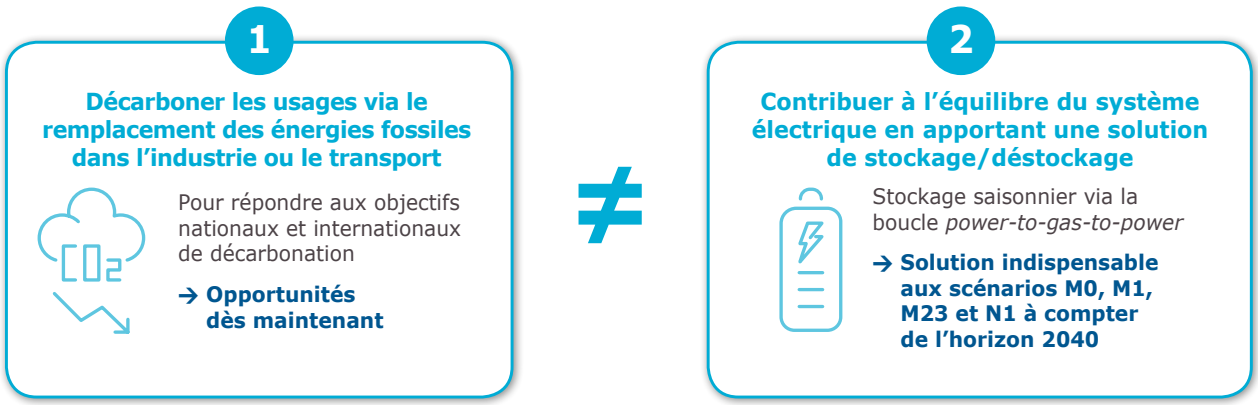
Au cours des dernières années, des visions ambitieuses de développement de l'hydrogène se sont développées, et les pouvoirs publics ont défini en septembre 2020 une stratégie hydrogène en lien avec le plan France Relance adopté à l'issue de la crise sanitaire de 2020. La Commission européenne ainsi que de nombreux États européens ont également publié des stratégies sur l'hydrogène prévoyant un développement ambitieux au cours des prochaines décennies : l'intérêt pour le vecteur hydrogène est donc largement partagé en Europe. Dans cette perspective européenne, l'un des rôles fondamentaux du vecteur hydrogène serait d'élargir l'effort de décarbonation à des secteurs laissés aux énergies fossiles dans la majorité des scénarios. L'électrification totale des secteurs actuellement utilisateurs d'énergies fossiles est difficilement atteignable et des incertitudes subsistent sur la possibilité du recours à la biomasse en quantités suffisantes, nécessitant la mobilisation d'un potentiel important en lien avec la transition simultanée du modèle agricole. L'hydrogène apparaît alors comme un moyen de traiter le cas des énergies fossiles non abattues.

Dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 », la production d'hydrogène bas-carbone est intégrée aux scénarios. Elle constitue un poste de consommation d'électricité qui peut être significatif. Le vecteur hydrogène peut également, dans certains scénarios, être utilisé pour stocker de l'énergie injectée depuis le réseau électrique ou produite directement par des énergies renouvelables dédiées.

RTE a analysé en détail les principaux modes de production d'hydrogène dans un rapport dédié publié en janvier 2020. Ce rapport avait déjà mis en évidence les deux raisons distinctes qui peuvent justifier le développement de l'hydrogène à long terme. Ces deux motifs sont bien distingués dans la nouvelle étude, même si les développements potentiels de l'hydrogène qu'ils induisent pourraient générer des synergies d'infrastructures.

D'une part, l'hydrogène constitue un moyen de décarboner des secteurs difficiles voire impossibles à

Figure 9.3 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone



électrifier sur le plan technique ou économique (production d'ammoniac, sidérurgie, aviation, transport maritime, certains volets de la mobilité lourde…). Pour certains usages, l'hydrogène apparaît en compétition avec l'usage direct de l'électricité. Celle-ci présente des avantages : les véhicules à hydrogène ont une meilleure autonomie que les véhicules électriques et peuvent se recharger rapidement ; ils peuvent donc parcourir de longues distances ou transporter de lourdes charges. Mais l'utilisation de l'hydrogène n'est pas exempte d'inconvénients : la production d'hydrogène bas-carbone et sa conversion en électricité (pour un moteur électrique par exemple) nécessite des étapes de transformation qui occasionnent des pertes, le stockage d'hydrogène doit obéir à des normes strictes, son stockage en grands volumes requiert des cavités « étanches »... Les incertitudes associées se traitent par les variantes.

D'autre part, **le développement de centrales thermiques et de stockages de gaz décarbonés pour couvrir les besoins de flexibilité inter-saisonnier du système électrique s'avère indispensable dans les scénarios comprenant de larges proportions d'énergies renouvelables variables : comme présenté au chapitre 7, cinq des six scénarios étudiés dans les « Futurs énergétiques 2050 » impliquent de disposer de cette solution en France d'ici 2050.** Dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 », le bouquet de flexibilités de chaque scénario (combinaison de batteries, flexibilité de la consommation, écrêtements de production, construction de centrales thermiques utilisant des combustibles décarbonés comme l'hydrogène bas-carbone ou du méthane de synthèse, recours aux importations via les interconnexions) est déterminé par optimisation en choisissant la solution de moindre coût.

Les scénarios de référence de l'analyse de RTE supposent que la France n'utilise pas de biométhane pour la production d'électricité, la ressource en biomasse étant utilisée prioritairement pour d'autres usages. Les gaz décarbonés requis pour l'équilibrage du système électrique sont produits via une boucle de *power-to-hydrogen-to-power*. L'alternative de disponibilité de biométhane pour la production d'électricité (ou d'imports de gaz verts peu onéreux) et l'alternative de recours au méthane de synthèse en remplacement de l'hydrogène sont traitées par des variantes.

9.3 L'hydrogène comme matériau et combustible énergétique (« hydrogène final ») : un développement tiré par la décarbonation des usages dans l'industrie et dans le transport lourd, dans des proportions incertaines

9.3.1 De multiples usages possibles pour l'hydrogène à long terme, avec des perspectives plus particulièrement dans l'industrie et le transport lourd

L'hydrogène est dès aujourd'hui utilisé dans différents secteurs industriels, avec environ un million de tonnes consommées en France chaque année et plus de soixante millions à l'échelle mondiale.

L'utilisation actuelle de l'hydrogène est néanmoins concentrée essentiellement sur des usages « matériau » et non sur des usages énergétiques. Il convient en effet de distinguer plusieurs types d'usages pour l'hydrogène :

- les usages matériau, essentiellement industriels : l'hydrogène est alors 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) ou encore pour la fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais.
- les usages énergétiques directs de l'hydrogène : l'hydrogène est dans ce cas utilisé en tant que combustible comme source d'énergie directe, sous forme gazeuse ou liquide, pour la mobilité (par exemple avec des piles à combustibles), pour la production d'électricité (piles à combustible ou turbines) ou pour la chaleur (chaudières).
- la fabrication de combustibles de synthèse à partir d'hydrogène (usages énergétiques indirects) : il peut s'agir de méthane gazeux, ou encore de combustibles liquides comme le méthanol, l'ammoniac (à vocation énergétique), etc. L'hydrogène n'est dans ce cas pas utilisé comme combustible direct mais constitue un des éléments de base des gaz ou carburants de synthèse.

Figure 9.4 Consommation actuelle d'hydrogène en France et sources

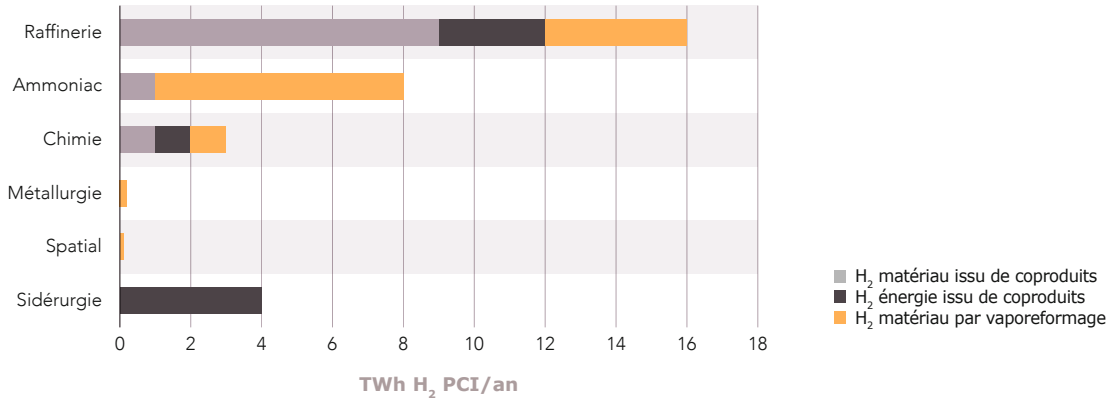
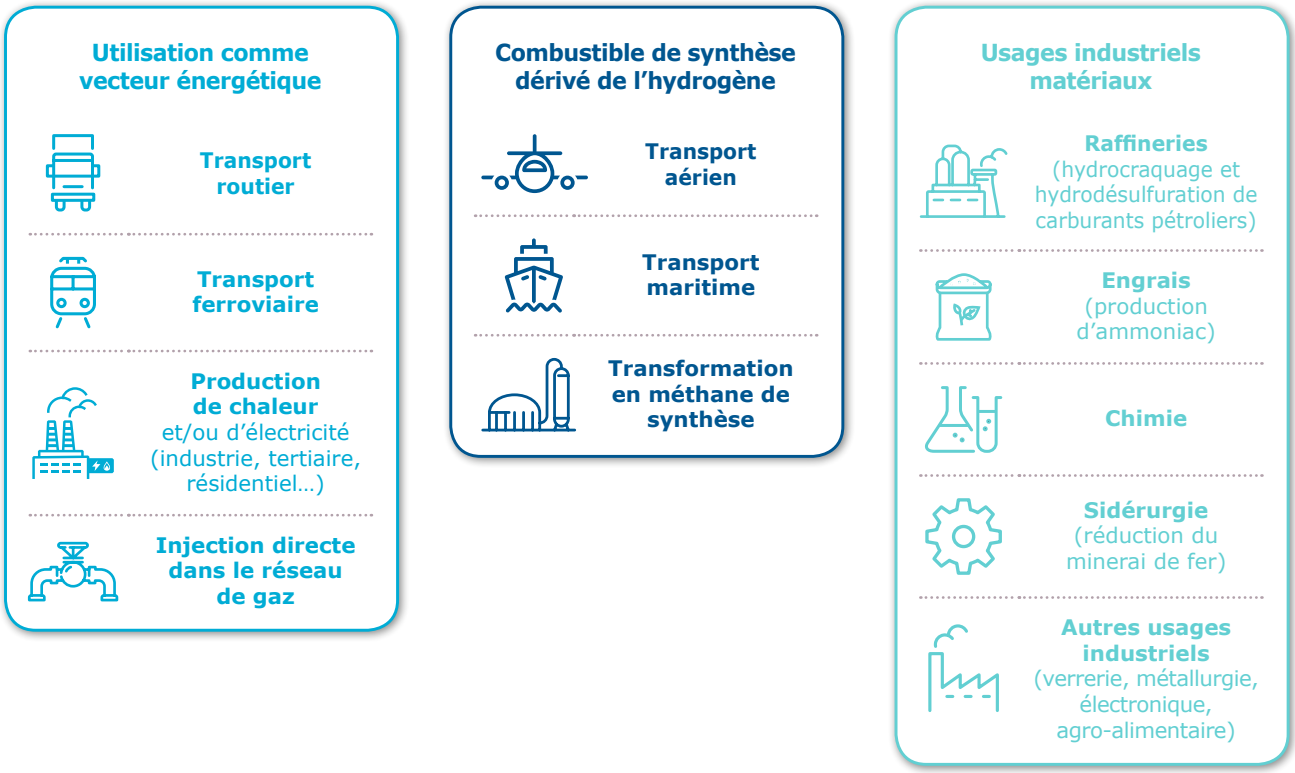


Figure 9.5 Usages de l'hydrogène à moyen et long terme



Pour le secteur de l'hydrogène, le premier enjeu consiste à décarboner la production pour les usages matériau actuels de l'hydrogène, qui est aujourd'hui quasi-totalement issue d'énergies fossiles via des procédés fortement émetteurs de gaz à effet de serre.

À moyen terme, le développement de l'électrolyse pour remplacer les unités actuelles de production d'hydrogène (notamment unités de vaporeformage du méthane) constitue ainsi un des axes prioritaires identifiés dans la stratégie hydrogène de la France, ainsi que dans celles d'autres pays.

À plus long terme, les usages matériau actuels de l'hydrogène sont appelés à se réduire, étant donné que les principaux secteurs concernés (raffinage, production d'engrais) sont marqués par des projections de baisse d'activité, en lien avec la décarbonation de l'économie et la transformation du système agricole. De nouveaux usages matériau, notamment dans la sidérurgie ou les biocarburants, pourraient en revanche se développer.

Ses usages énergétiques sont quant à eux amenés à croître, dans une logique d'élargissement du marché de l'hydrogène, pour permettre la décarbonation de certains usages spécifiques. Le développement de ces usages de l'hydrogène à long terme dépendra de la concurrence avec d'autres solutions de décarbonation (électrification directe, biocarburants, biométhane…).

Dans le détail, le développement de l'hydrogène bas-carbone, au-delà des usages traditionnels dans les raffineries et les usines d'engrais, pourrait concerner plus spécifiquement quelques secteurs et usages bien identifiés :

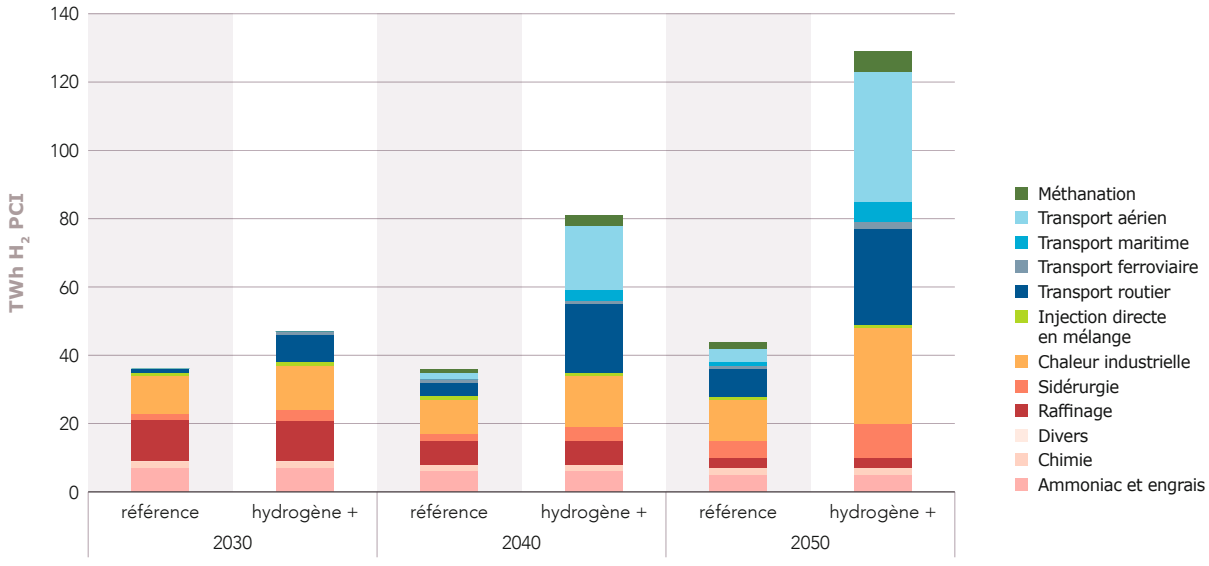
- dans la sidérurgie, l'utilisation de l'hydrogène est envisagée pour la réduction du minerai de fer (procédé type Hybrit), avec des volumes pouvant être conséquents à l'échelle européenne à long terme. Les perspectives précises restent néanmoins incertaines dans la mesure où des procédés sidérurgiques alternatifs pourraient également se développer, comme la réduction directe via des solutions électriques (procédé Ulcowin) ;
- dans le reste de l'industrie, l'hydrogène pourrait être utilisé pour la production de chaleur dans de nombreux procédés et secteurs. Le développement de cet usage dépendra de la concurrence avec d'autres solutions : chaudières biomasse (sous réserve de disponibilité de la ressource), pompes à chaleur ou chaudières électriques (qui peuvent techniquement répondre aux différents besoins de chaleur mais sont plus pertinents pour les besoins de chaleur à basse et moyenne température), ou encore chaudières à gaz utilisant du biométhane ou des dispositifs de captage et de stockage du carbone ;
- pour le transport routier, l'hydrogène présente un intérêt plus particulier pour les poids lourds (bus, autocars et camions). La décarbonation de ce secteur est en effet plus difficile que pour les véhicules légers (remplacés par des voitures électriques) en particulier lorsque les autonomies requises sont très importantes (fret grande distance, …). Le recours à l'hydrogène est une possibilité, avec là encore plusieurs solutions concurrentes : véhicules électriques à batteries ou à caténaires, biodiesel et autres biocarburants, bio-GNV, etc.
- dans le transport ferroviaire, l'hydrogène constitue un combustible de substitution envisageable pour les trains au diesel. Ce segment représente toutefois des volumes qui devraient rester limités en France où la part des lignes électrifiées est déjà importante et où le gisement de substitution au diesel devrait rester faible.
- dans le transport aérien et maritime, l'hydrogène ou ses dérivés sont également envisagés comme solution pour fournir des carburants de synthèse bas-carbone.
- enfin, une partie de l'hydrogène produit pourrait être injecté directement dans le réseau de gaz, dans des limites de volumes compatibles avec les caractéristiques du réseau et des équipements, ou être transformé en méthane de synthèse pour contribuer à la décarbonation des réseaux de méthane, même si cette dernière perspective semble aujourd'hui plus incertaine et moins d'actualité du fait des pertes supplémentaires induites par l'étape de méthanation et de la difficulté à assurer un approvisionnement en carbone.

9.3.2 Plusieurs trajectoires contrastées de développement de l'hydrogène final sont étudiées pour évaluer les conséquences sur le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique

Les perspectives de développement de l'hydrogène ont fait l'objet de nombreuses discussions au cours des ateliers de travail. Au vu des incertitudes présentées dans la section précédente sur l'essor des différents usages de l'hydrogène, l'étude a retenu plusieurs trajectoires contrastées :

- **une trajectoire de référence, qui s'inscrit dans les orientations du scénario AMS de la SNBC et intègre les objectifs du plan de relance et de son volet hydrogène.** La SNBC se concentre essentiellement sur la décarbonation des usages industriels actuels de l'hydrogène et un développement ciblé sur quelques usages comme le transport routier. Malgré la décroissance des secteurs historiques (raffinage, engrais), les volumes d'hydrogène consommés augmentent à long terme. Par rapport aux projections de la SNBC, les volumes ont été légèrement rehaussés, notamment dans le transport routier et l'industrie, en cohérence avec les orientations les plus récentes de la stratégie hydrogène et avec les retours issus de la consultation publique. La trajectoire de référence atteint ainsi environ 45 TWh_{PCI} d'hydrogène bas-carbone en 2050 pour les seuls usages finaux (donc hors contribution à la flexibilité du système électrique), mais avec une partie qui resterait issue de coproductions fatales. Les volumes à produire à partir d'électrolyse seraient ainsi de l'ordre de 35 TWh_{PCI}, soit environ 50 TWh_e d'électricité.
- **une trajectoire « hydrogène + », qui repose sur un développement plus fort de ce vecteur dans certains secteurs industriels (sidérurgie en particulier) et pour la décarbonation des soutes maritimes et aériennes du transport international, via des carburants de synthèse.** Dans cette trajectoire, les usages de l'hydrogène se développent de manière importante, conduisant à

Figure 9.6 Consommation d'hydrogène (hors utilisation pour la production électrique) dans les trajectoires de référence et « hydrogène + »



Note : une partie de l'hydrogène consommé est couverte par de la coproduction fatale

réduire la sollicitation d'autres sources d'énergies décarbonées (par exemple la biomasse) et/ou de se substituer aux énergies fossiles dont l'utilisation est encore rendue possible par la SNBC dans la mesure où elle est compensée par des puits. L'hydrogène prend alors une part très significative de la production de chaleur haute température dans l'industrie et du transport routier de marchandises (35 % du parc de camions et tracteurs routiers en 2050). Pour la fabrication de combustibles de synthèse, son utilisation à échelle industrielle facilite la décarbonation des soutes. Cette trajectoire aboutit finalement à une consommation d'hydrogène final d'environ 130 TWh_{PCI} à l'horizon 2050.

Ces deux trajectoires conduisent à un dimensionnement différent du mix électrique, afin de couvrir les besoins d'électricité pour l'électrolyse.

9.4 L'hydrogène au service de l'équilibre du système électrique

9.4.1 Des centrales thermiques nécessaires dans certains scénarios et pouvant être alimentées directement par de l'hydrogène ou indirectement par du méthane de synthèse lui-même issu de l'hydrogène

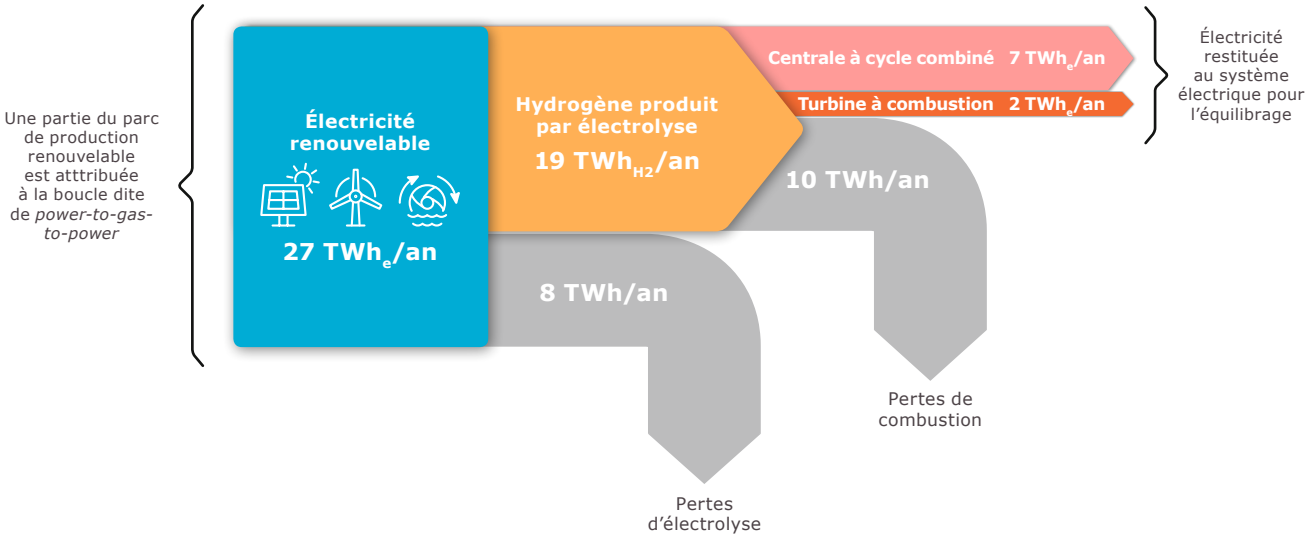
Les simulations du fonctionnement du système électrique et les analyses restituées dans le chapitre 7 ont montré que le recours à des moyens thermiques fonctionnant aux «gaz verts» apparaît nécessaire *a minima* dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Cette nécessité est liée à l'absence d'autres technologies permettant de stocker des quantités importantes d'énergie sur des durées longues, à défaut de disposer de moyens de production d'électricité pilotables comme le nucléaire ou, comme c'est envisagé par d'autres pays, de centrales à combustibles fossiles avec capture et stockage de carbone (CCS).

Des approfondissements sont nécessaires pour qualifier proprement le type de «gaz vert» et de couplage avec l'électricité à privilégier : hydrogène produit en France ou importé, méthane de synthèse, biométhane… Des éléments de comparaison des coûts des technologies des différentes solutions sont présentés à la partie 11.3.5.3 *(les coûts du thermique décarboné et des gaz verts).*

Pour suivre les orientations de la SNBC adoptée en 2020 et plus particulièrement afin de limiter la pression sur la ressource en biomasse, le recours aux technologies de captage et de stockage de carbone ou encore l'import massif de combustibles décarbonés, deux solutions sont susceptibles d'être privilégiées :

- L'utilisation d'hydrogène produit en France par électrolyse, dans des centrales thermiques ou

Figure 9.7 Diagramme illustrant le fonctionnement de la production d'électricité thermique à partir d'hydrogène (valeurs correspondant au scénario M23 2050 dans une configuration de système hydrogène flexible)



des piles à combustible pour produire de l'électricité. Cette possibilité nécessite l'accès à des infrastructures de stockage en quantité suffisante *(voir ci-après)*, afin de pouvoir stocker l'hydrogène produit lors des périodes les plus favorables pour le système électrique et de le restituer lors des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande ;

- Le recours à du méthane de synthèse produit en France, via des procédés de méthanation transformant l'hydrogène en méthane avant l'utilisation dans les centrales thermiques : ceci requiert une étape supplémentaire de transformation et dégrade le rendement énergétique d'ensemble mais permet d'utiliser les infrastructures gazières existantes sans devoir les adapter à un gaz différent.

Dans ces deux cas, la production de gaz de synthèse (hydrogène ou méthane) en vue d'alimenter des centrales électriques implique de disposer de suffisamment de capacités de production d'électricité bas-carbone dans le mix. Il est donc nécessaire d'en tenir compte dans le dimensionnement du mix électrique.

Dans leurs configurations de référence, **les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » sont présentés en retenant la première option, c'est-à-dire en considérant que des centrales thermiques utilisent un stock d'hydrogène bas-carbone (boucle *power-to-hydrogen-to-power)* plutôt qu'un stock de méthane de synthèse.**

Ce choix de fonder les scénarios sur un « système hydrogène » plutôt qu'un « système méthane » tient à la perspective qu'un tel système soit à terme plus compétitif, en évitant notamment les coûts liés à l'étape de méthanation, la mise en place d'une logistique d'approvisionnement en CO_2 et des pertes supplémentaires de rendement. **Cette option admet néanmoins des prérequis importants et est soumise à des incertitudes technologiques (la mise au point des turbines à hydrogène est encore en cours d'expérimentation) et surtout industrielles : disponibilité de stockages d'hydrogène (stockage salins notamment) et développement d'un réseau d'hydrogène.**

Des analyses économiques complémentaires seront toutefois nécessaires pour conforter l'option la plus compétitive et/ou la plus favorable sur le plan industriel.

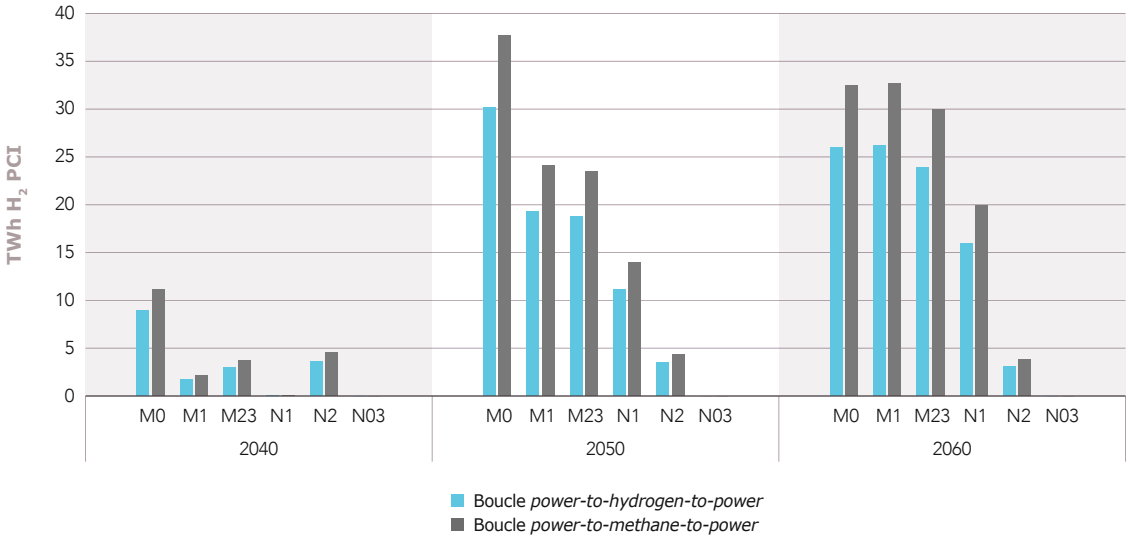
Dans l'ensemble, la boucle consistant à produire des gaz verts (hydrogène ou méthane) à partir d'électricité pour ensuite produire de l'électricité lors des périodes de tension du système électrique présente un rendement relativement faible. Dans l'exemple de la boucle *power-to-hydrogen-to-power,* en prenant en compte les rendements des étapes d'électrolyse (~70 % de rendement PCI), de stockage (quelques pourcents de pertes) et de reconversion en électricité dans des centrales thermiques (~60 % dans des CCG et ~40 % dans des TAC), le rendement final d'ensemble est de l'ordre de 30 %. Une partie des pertes de transformation dégagées sous forme de chaleur pourrait être récupérée pour alimenter des réseaux de chaleur et améliorer le rendement énergétique d'ensemble. Ceci requiert cependant des conditions spécifiques : localisation géographique des électrolyseurs et des centrales de thermiques à proximité de réseaux de chaleur, coordination temporelle des transformations et des besoins de chaleur (avec éventuellement stockage de la chaleur pour restitution plusieurs mois après), etc.

9.4.2 Des besoins significatifs dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables

D'après les analyses sur l'équilibre offre-demande d'électricité restituées dans le chapitre 7, le thermique décarboné constitue une solution nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables, mais avec des volumes qui varient significativement selon les scénarios.

L'optimisation économique du bouquet de flexibilités de chaque scénario conduit à développer le recours à l'utilisation de gaz verts pour la production d'électricité, et ce de manière plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables variables *(voir chapitre 7).* Pour les scénarios 100 % renouvelable, la production nationale annuelle moyenne d'hydrogène requise pour alimenter les besoins d'équilibrage du système électrique est de l'ordre de 25 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2060. Elle est également significative pour le scénario N1 (de l'ordre de 15 $TWh_{H2\text{-}PCI}$) et moindre pour le scénario N2 (environ 3 $TWh_{H2\text{-}PCI}$). Le scénario N03 ne recourt pas à la production d'électricité à partir de gaz verts en France, mais s'appuie uniquement sur les autres flexibilités : batteries, flexibilité de la consommation, écrêtements de production, recours aux flexibilités à l'étranger à travers les importations.

Figure 9.8 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France aux différents horizons (configuration de référence : absence de flexibilité de la production d'électricité au biogaz)



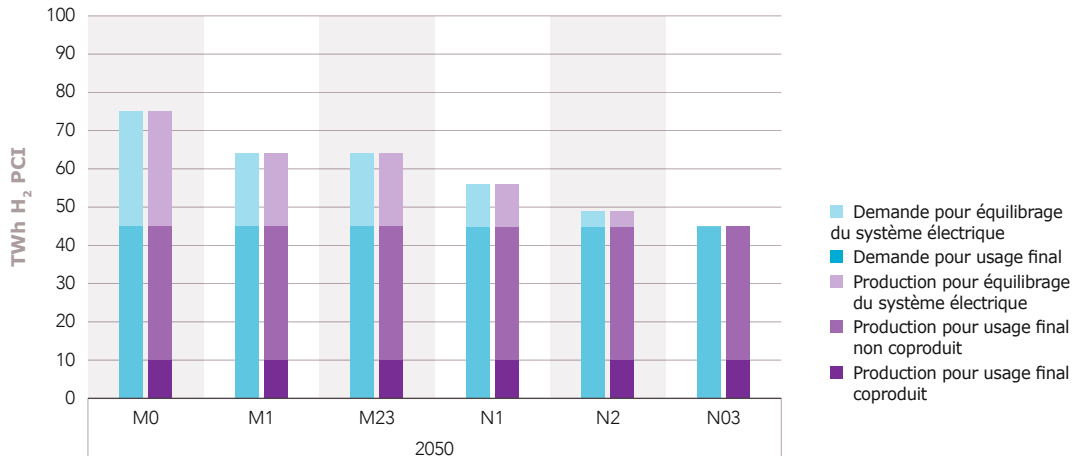
9.5 Dans l'ensemble, un volume total d'hydrogène produit par électrolyse en France compris entre 35 et 65 TWh_{PCI} selon les scénarios, dans la trajectoire de référence

Au total, en additionnant les consommations d'hydrogène pour les usages finaux et pour les besoins du système électrique (dans le cas où l'hydrogène est la solution privilégiée pour l'approvisionnement des centrales thermiques) et en tenant compte de la satisfaction de ces besoins par coproduction à hauteur d'environ 10 TWh_{PCI}/an, **le volume annuel moyen d'hydrogène produit par électrolyse en France est compris entre 35 et 65 TWh_{PCI} selon les scénarios (dans la trajectoire de référence pour la consommation).**

Dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, **le recours à l'hydrogène pour alimenter des centrales thermiques représente ainsi une part importante du besoin total d'hydrogène en France,** avec des volumes consommés du même ordre que pour l'hydrogène final. Cette part est par ailleurs susceptible de varier d'une année sur l'autre, en fonction des besoins réels d'équilibrage du système associés en particulier aux conditions météorologiques (ce point est discuté au chapitre 9.8).

Compte-tenu du rendement des électrolyseurs, ces volumes représentent entre 50 et 93 TWhe de consommation d'électricité à l'horizon 2050. Une partie de l'hydrogène est ensuite restituée au système électrique via les centrales thermiques.

Figure 9.9 Volume total d'hydrogène utilisé en France dans les différents scénarios à l'horizon 2050 (configuration de référence : développement d'une boucle *power-to-hydrogen-to-power* en France avec possibilités de stockage de l'hydrogène)



9.6 La flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse : des impacts déterminants pour la sécurité d'approvisionnement électrique

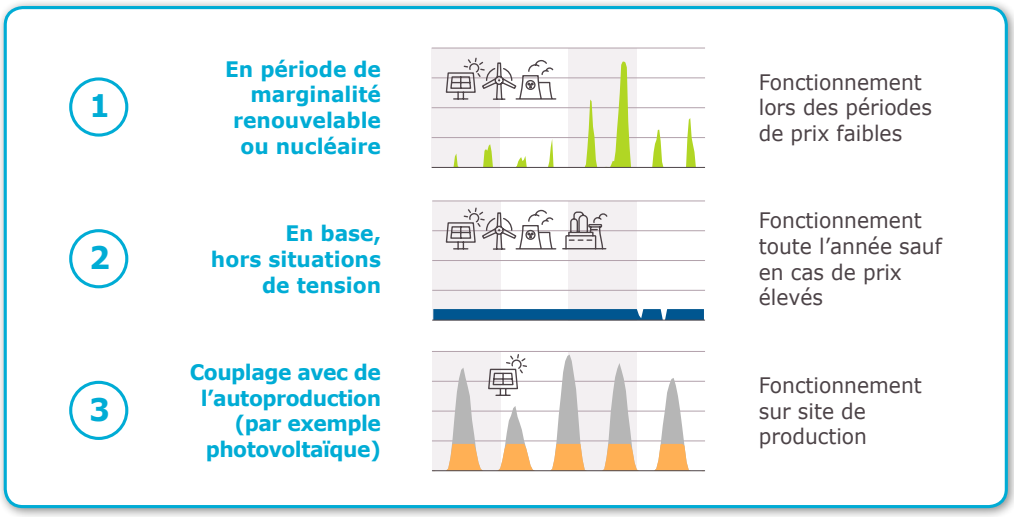
9.6.1 Différents modes opératoires sont envisagés pour les électrolyseurs

Le rapport publié par RTE en janvier 2020 sur le développement de l'hydrogène bas-carbone avait mis en évidence des impacts très variables pour le système électrique en fonction des modes de fonctionnement des électrolyseurs, à la fois sur le plan technique et sur les enjeux économiques et environnementaux (effet sur les émissions de CO_2 notamment). Plusieurs modes de fonctionnement distincts avaient ainsi été étudiés, selon que les électrolyseurs opèrent en base ou uniquement lors des périodes de prix faibles lorsqu'existent des marges de production renouvelable ou nucléaire, ou qu'ils sont couplés avec des moyens d'autoproduction.

Un fonctionnement fondé sur les signaux de prix faibles (mode n°1) permet de cibler un approvisionnement en électricité à bas coût et bas-carbone, avec des effets très positifs sur les émissions de gaz à effet de serre. En revanche, il implique un fonctionnement intermittent de l'électrolyse et donc un amortissement plus difficile des coûts fixes des électrolyseurs.

À l'inverse, un fonctionnement en bande des électrolyseurs (mode n°2) permet de limiter les problématiques de stockage pour les consommateurs d'hydrogène souhaitant un approvisionnement continu. Avec des durées de fonctionnement étendues, les coûts fixes des électrolyseurs sont en outre plus rapidement amortis. Toutefois, un tel mode opératoire contribue faiblement à la flexibilité du système électrique et à l'optimisation de l'utilisation du mix.

Figure 9.10 Illustration de différents modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs



Enfin, un mode opératoire intégrant un couplage avec l'autoproduction (mode n° 3) conduit à désensibiliser l'approvisionnement en électricité des prix de marché. Plusieurs variantes de ce mode opératoire sont envisageables, avec différents couplages possibles (photovoltaïque, éolien voire nucléaire) et avec des installations pouvant être raccordées au réseau électrique (afin de valoriser des surplus de production photovoltaïque par exemple) ou à l'inverse non raccordées au réseau électrique en autoproduction dite *offgrid* (la quasi-totalité de la production électrique est alors consommée par les électrolyseurs mais avec un facteur de charge potentiellement faible).

9.6.2 À moyen terme, un fonctionnement des électrolyseurs majoritairement en base

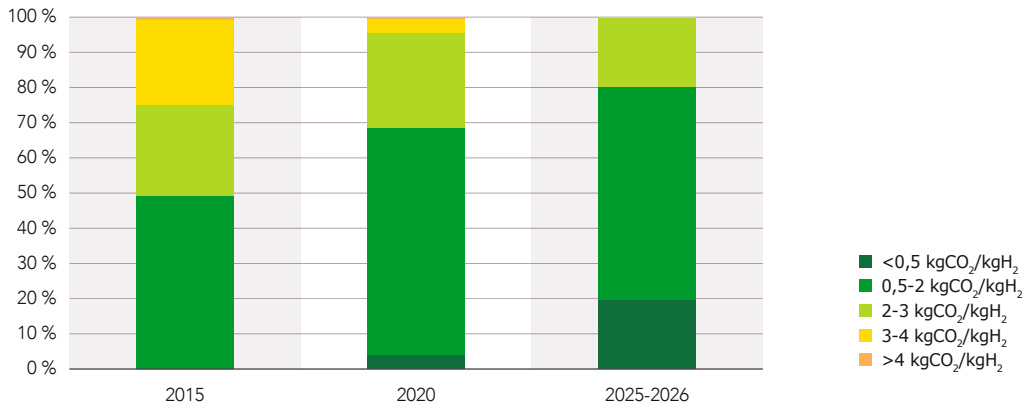
À moyen terme (horizon 2030-2035), il est attendu que les électrolyseurs fonctionneront majoritairement en bande. Ceci serait en effet de nature à favoriser l'équation économique de la production d'hydrogène bas-carbone en permettant des durées de fonctionnement élevées. Il en résulte un meilleur amortissement des coûts fixes des électrolyseurs et *in fine* une réduction des besoins de soutien public et des surcoûts par rapport aux solutions fossiles. Une telle configuration permet également de fournir un approvisionnement continu en hydrogène sans nécessiter d'infrastructures lourdes de transport et de stockage d'hydrogène, favorisant ainsi le déploiement pour décarboner des usages industriels existants (raffinerie, engrais) qui ont des besoins d'alimentation en hydrogène tout au long de l'année.

Le mode opératoire privilégié et les périodes de fonctionnement dépendront également de la réglementation européenne, de la taxonomie verte européenne et des méthodes de comptabilisation du bilan carbone des électrolyseurs. En appliquant une méthode consistant à évaluer le contenu CO_2 horaire de l'électricité (i.e. émissions moyennes de la production d'électricité nationale à chaque heure) et à le convertir en contenu carbone de l'hydrogène, **les analyses réalisées par RTE ont montré que le contenu carbone horaire de l'hydrogène produit par électrolyse resterait inférieur à 3 $kgCO_2/kgH_2$,** même à l'horizon 2025.

Sous réserve que la méthode de calcul soit proche de celle testée ici et que le seuil définissant l'hydrogène bas-carbone soit fixé autour de 3 $kgCO_2/kgH_2$ (ou à une valeur supérieure), cette définition ne serait pas contraignante pour le fonctionnement des électrolyseurs en France : ceux-ci pourraient ainsi opérer en base en soutirant de l'électricité sur le réseau, tout en conservant un bilan d'émissions permettant de qualifier l'hydrogène produit de « bas-carbone » et ainsi être éligible aux dispositifs de soutien spécifiques.

Ce modèle pourrait en outre être favorisé par la mise en œuvre des dispositifs de compensation des coûts indirects du carbone permettant de désensibiliser le prix de marché payé par les exploitants d'électrolyseurs de l'évolution du prix du CO_2 sur le marché ETS, et par des mécanismes de soutien public adaptés visant à couvrir l'écart par rapport aux solutions reposant sur les énergies fossiles.

Figure 9.11 Distribution du contenu carbone de l'hydrogène produit par électrolyse (hypothèse de rendement des électrolyseurs : 70 %)



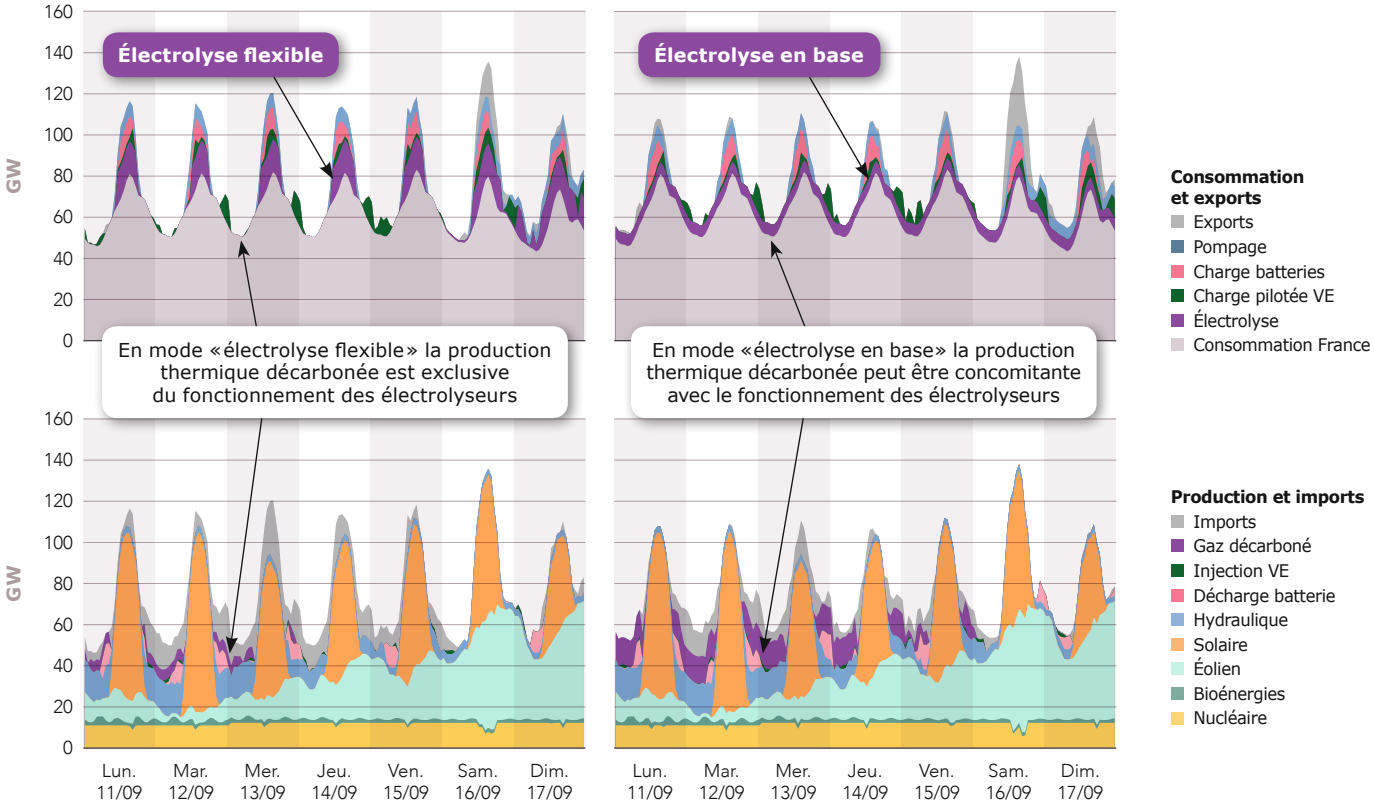
9.6.3 À long terme, des modes de fonctionnement des électrolyseurs potentiellement plus flexibles pour favoriser l'équilibre offre-demande d'électricité

À plus long terme, les analyses montrent **qu'un mode de fonctionnement plus flexible calé sur les périodes les plus favorables pour le système électrique, c'est-à-dire lorsqu'il existe des marges de production d'électricité bas-carbone, est susceptible de se développer.** Cette évolution serait ainsi favorisée par :

- la diminution attendue des coûts des électrolyseurs, qui rend le modèle économique de l'hydrogène produit moins sensible aux durées de fonctionnement ;
- la décarbonation totale de l'électricité en France et en Europe, qui conduit à disposer de marges de production d'électricité bas-carbone plus fréquemment dans l'année et assure un contenu carbone faible pour l'hydrogène produit ;
- le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, qui permettra d'absorber plus facilement le fonctionnement variable des électrolyseurs *(voir section 9.8)*.

Dans l'étude «Futurs énergétiques 2050», plusieurs configurations sur le mode de fonctionnement et la flexibilité des électrolyseurs ont été testées, afin d'évaluer la sensibilité sur le fonctionnement du système électrique.

Figure 9.12 Exemple de courbes de charge des électrolyseurs dans le mix électrique du scénario M23 2050, sur une semaine de septembre – Comparaison de la configuration de référence où les électrolyseurs fonctionnent de façon flexible (à gauche) et de la configuration où les électrolyseurs fonctionnent en bande (à droite)



Dans la configuration de référence, la plupart des électrolyseurs sont supposés pouvoir fonctionner de manière flexible même si un talon d'électrolyseurs continue de fonctionner en base. Cela permet un effacement régulier de la consommation d'électricité des électrolyseurs, participant ainsi à l'équilibre du système électrique en fonction des conditions météorologiques. Le recours à la production à partir de gaz verts est alors réduit. Ceci implique en revanche de disposer de capacités d'électrolyse significatives, permettant de produire les quantités d'hydrogène requises sur une durée diminuée des périodes d'effacement, ainsi que de capacités suffisantes de stockage d'hydrogène pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'hydrogène à tout instant *(cf. section 9.8.1)*.

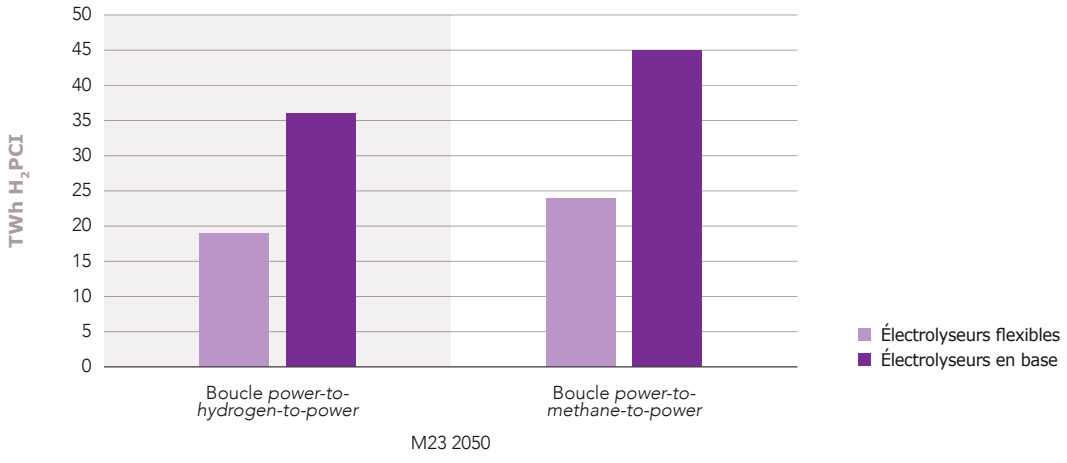
Dans le cas où les électrolyseurs privilégient plutôt un fonctionnement en base (par exemple s'il n'existe pas de possibilités de stockage d'hydrogène à grande échelle), leur contribution à la flexibilité du système électrique est moindre. Il est alors nécessaire de développer des moyens de flexibilité supplémentaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment avec des centrales de production thermique décarboné devant fonctionner plus fréquemment, faute d'effacer la consommation des électrolyseurs. Les capacités d'électrolyse sont alors moindres, l'hydrogène pouvant être produit sur une durée plus longue.

Dans cette configuration, le fonctionnement des électrolyseurs en base peut être concomitant à celui de la production d'électricité à partir de gaz verts nécessaire à l'équilibre du système, comme l'illustre la figure 9.12. Si ce gaz vert est de l'hydrogène (ou du méthane de synthèse fabriqué à partir d'hydrogène), cela revient à consommer et à produire de l'hydrogène au même instant en différents points du territoire. Du fait des rendements de transformation des électrolyseurs et des centrales électriques, cela conduit à détruire de l'énergie.

A contrario, lorsque les électrolyseurs sont flexibles (configuration de référence retenue dans l'analyse de RTE), le fonctionnement des électrolyseurs et celui de la production d'électricité à partir de gaz verts n'interviennent jamais au même moment. Cela permet de limiter les quantités de gaz requises pour l'équilibrage : par exemple dans le scénario M23 en 2050, 19 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ sont requis pour un fonctionnement flexible des électrolyseurs, contre environ le double pour un fonctionnement en base.

Dans l'hypothèse d'utilisation de méthane de synthèse à la place de l'hydrogène, ce facteur deux est

Figure 9.13 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France dans le scénario M23 2050 en fonction de la flexibilité des électrolyseurs et du système hydrogène



inchangé mais les volumes augmentent en raison des rendements de transformation supplémentaires. L'utilisation du méthane de synthèse et non d'hydrogène permettrait d'utiliser les infrastructures gazières existantes, facilitant le stockage du gaz et donc la flexibilité du système, mais induirait des volumes de consommation électrique plus importants. Par ailleurs, les possibilités de production flexible de méthane de synthèse devraient être vérifiées, en lien notamment avec les besoins d'approvisionnement en CO_2 requis par la fabrication du méthane de synthèse. Le besoin de flexibilité pourrait ainsi engendrer un besoin de stockage de CO_2.

9.7 L'approvisionnement en hydrogène pour couvrir les besoins finaux et les besoins pour la flexibilité du système électrique

9.7.1 La consommation d'électricité pour la production d'hydrogène a un effet de premier ordre sur le dimensionnement du mix électrique

Le mode d'approvisionnement constitue un des enjeux déterminants pour le développement de l'hydrogène à long terme.

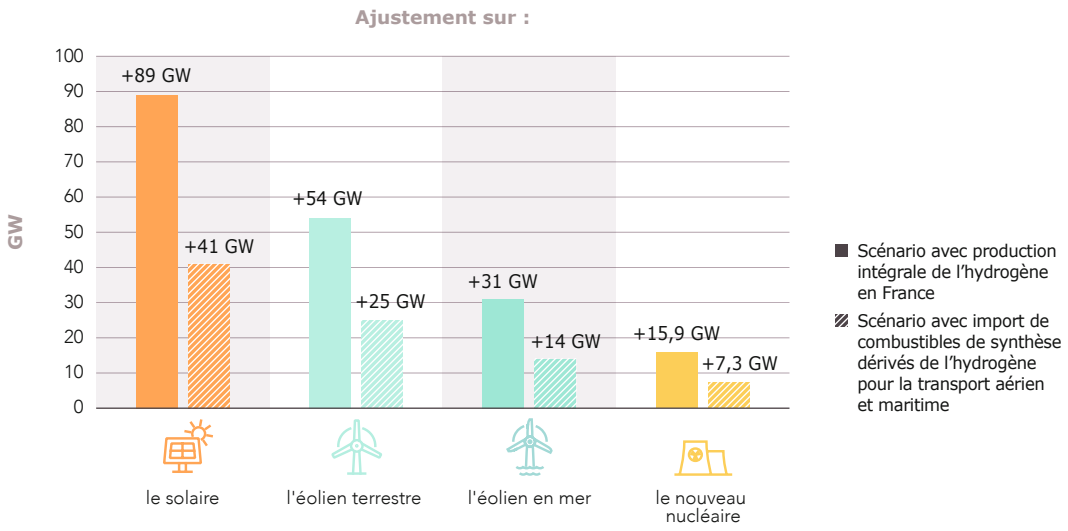
Afin de limiter au maximum les importations de combustibles énergétiques à long terme (conformément aux orientations de la SNBC), le cadrage de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » prévoit que, dans la configuration principale des scénarios, l'hydrogène utilisé en France est produit par électrolyse sur le territoire national.

Cette perspective conduit à un dimensionnement spécifique du mix électrique, qui doit ainsi tenir compte des besoins d'électricité pour l'électrolyse.

Dans les scénarios fondés sur la trajectoire de consommation de référence, les besoins pour la production d'hydrogène final (50 TWh_e d'électricité nécessaire pour l'électrolyse sur les 645 TWh_e de consommation totale d'électricité) sont directement intégrés dans la consommation totale d'électricité et sont donc couverts par les mix étudiés. Sans méconnaître les incertitudes sur la faculté à déployer les capacités nucléaires et renouvelables prévues dans chacun des scénarios, les trajectoires de développement considérées pour le mix électrique sont adaptées à un approvisionnement national pour l'intégralité des volumes d'hydrogène prévus par la SNBC.

Dans une configuration de type « hydrogène + », en revanche, le surcroît d'hydrogène à fournir conduit

Figure 9.14 Capacités additionnelles nécessaires en 2050 par rapport au scénario de référence, pour le « scénario hydrogène+ », en cas d'ajustement seulement sur une filière



à un enjeu d'une ampleur différente sur le dimensionnement du mix électrique. Même si une partie de l'hydrogène supplémentaire à produire se substitue à de l'électrification directe dans les transports et l'industrie – ce qui a donc un effet baissier sur la consommation d'électricité par rapport à la trajectoire de référence –, une autre partie importante se substitue aussi largement à l'utilisation de la biomasse (biocarburant, biogaz ou bois-énergie) et n'est donc pas compensée par un effet baissier sur la consommation d'électricité « directe ».

Ainsi, **dans cette configuration et dans le cas où l'hydrogène serait produit de manière intégrale en France, la consommation d'électricité totale atteindrait de l'ordre de 755 TWh, soit environ 100 TWh de plus que dans la trajectoire de référence.** Pour alimenter ce niveau de consommation, des capacités de moyens bas-carbone significatives seraient nécessaires comme illustré sur la figure ci-contre. Cette configuration rend l'inflexion sur le rythme de développement des moyens de production d'électricité bas-carbone encore plus exigeante que dans les scénarios de mix principaux.

Dans un cas intermédiaire où la France s'autoriserait à continuer d'importer des combustibles notamment pour approvisionner certains secteurs contraints comme le transport aérien et maritime[4], le surcroît de consommation électrique en France serait nettement moindre et atteindrait 50 TWh de plus que dans la trajectoire de référence. Dans une telle configuration, reposant sur le principe de l'existence de pays exportateurs nets de combustibles décarbonés, la France pourrait importer directement des carburants de synthèse dérivés de l'hydrogène (ammoniac, méthanol…) sous forme liquide, dans la mesure où leur transport sur longue distance (par bateau notamment) est plus adapté que celui de l'hydrogène *(voir partie 9.7.3).*

4. La SNBC publiée en 2020 prévoit en particulier de continuer à recourir aux imports de produits pétroliers pour ces secteurs, quitte à compenser leurs émissions avec des puits de carbone

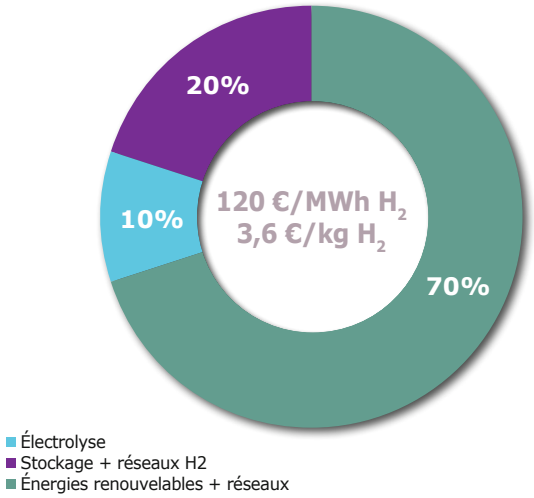
9.7.2 Un enjeu économique sur le coût d'approvisionnement

Au-delà de la capacité « physique » à développer suffisamment de moyens de production bas-carbone pour couvrir l'intégralité des besoins de production d'hydrogène, les choix d'approvisionnement pourront dépendre fortement des coûts comparés de production et d'acheminement de l'hydrogène.

Les analyses réalisées dans le cadre de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » intègrent une modélisation explicite et endogène de la production d'hydrogène par électrolyse en France : le coût de l'hydrogène utilisé en France n'est donc pas une hypothèse exogène mais bien un résultat de simulation du système électrique.

L'analyse permet ainsi d'évaluer les coûts complets de production de l'hydrogène en France à long terme. Ceux-ci incluent les moyens nécessaires à l'électrolyse (coûts de la production d'électricité, des électrolyseurs et du réseau électrique nécessaire) ainsi que l'éventuel transport et stockage de l'hydrogène.

Figure 9.15 Estimation des coûts de production, de transport et de stockage d'hydrogène dans les scénarios étudiés



Il convient de noter que ce calcul reflète une évaluation normative des coûts de l'hydrogène à l'échelle de la collectivité mais peut s'écarter du prix effectif auquel sera échangé l'hydrogène entre les différents acteurs de la chaîne. En particulier, la convention retenue ici consiste à affecter une part moyenne du coût des énergies renouvelables présentes dans le mix en 2060 (intégrant donc des parcs renouvelables ayant fait l'objet d'investissements plusieurs années auparavant et/ou des petites installations sur toiture plus onéreuses) ainsi qu'une part du coût d'adaptation des réseaux dans le calcul du coût de production d'hydrogène par électrolyse.

Or, dans un modèle où l'électrolyseur soutire de l'électricité sur le réseau national et s'approvisionne sur les marchés de l'électricité, le prix de l'électricité peut se révéler très différent du coût moyen des énergies renouvelables, et dépend fortement du fonctionnement du marché de l'électricité à cet horizon. D'autres modèles sont également possibles avec par exemple des électrolyseurs alimentés par des parcs photovoltaïques en autoproduction (totale ou partielle) : ceux-ci ont notamment fait l'objet d'analyses détaillées dans le cadre du rapport sur l'hydrogène bas-carbone publié par RTE en janvier 2020. Dans ces modèles, les électrolyseurs bénéficient d'un approvisionnement en électricité dont le coût est potentiellement plus stable mais leur durée de fonctionnement peut être réduite, ce qui accroît la part du coût lié à l'amortissement des électrolyseurs. Les perspectives d'émergence des différents modèles et leurs impacts sur le fonctionnement du système électrique à long terme pourront faire l'objet d'analyses complémentaires dans les prolongements des Futurs énergétiques 2050.

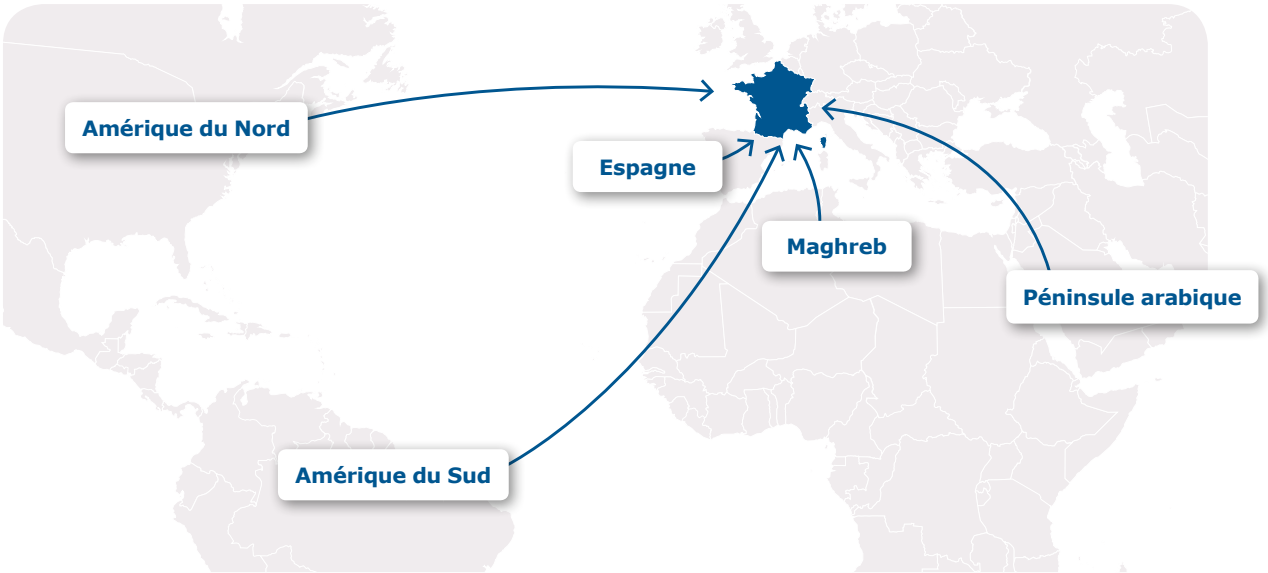
9.7.3 Un recours possible à des importations

Une alternative – s'écartant du cadrage de la SNBC – pourrait être de recourir à des imports d'hydrogène depuis d'autres pays, qui pourraient s'avérer plus compétitifs. Il s'agirait par exemple d'importer de l'hydrogène produit à partir d'électricité photovoltaïque dans des zones très ensoleillées au sud de la France ou à partir d'électricité d'origine éolienne dans la mer du Nord. Cette perspective nécessiterait de disposer de capacités de transport adaptées :

- soit par canalisation, ce qui nécessite la construction d'infrastructures conséquentes (canalisations souterraines ou sous-marines sur plusieurs centaines voire plusieurs milliers de kilomètres) avec des enjeux industriels et politiques spécifiques ;
- soit par bateau, notamment pour permettre des imports depuis des régions éloignées (Amérique, Moyen-Orient…), mais avec une difficulté technico-économique spécifique pour ce mode de transport : la densité de l'hydrogène sous forme gazeuse étant relativement faible, le transport par bateau d'hydrogène gazeux n'est pas évident. Il serait alors nécessaire de liquéfier l'hydrogène (mais avec des coûts et pertes énergétiques conséquentes) ou de le transformer en des carburants liquides plus aisément transportables (ammoniac, méthanol…). Dans ce dernier cas, la transformation en carburant de synthèse et sa retransformation éventuelle en hydrogène à l'arrivée sont également coûteuses sur le plan énergétique. Vu d'aujourd'hui, la perspective d'import par bateau n'apparaît donc *a priori* pertinente que pour l'import de carburants énergétiques dérivés de l'hydrogène (ammoniac, méthanol…) qui ne seraient pas retransformés en hydrogène mais utilisés comme énergie finale.

Au-delà des incertitudes économiques, le recours aux imports soulève une question politique sur l'indépendance énergétique. Même si le mix énergétique français est dès aujourd'hui fortement dépendant de l'import de combustibles fossiles, le maintien d'une part de dépendance à d'autres pays pour des combustibles tels que l'hydrogène n'est pas jugé souhaitable pour un certain nombre d'acteurs.

Figure 9.16 Routes commerciales envisagées pour l'importation d'hydrogène décarboné à l'horizon 2050



9.8 Les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène seront de nature à favoriser la flexibilité des couplages avec le secteur électrique mais des études complémentaires sont nécessaires pour évaluer leur dimensionnement

9.8.1 Stockage de l'hydrogène : des capacités de stockage nécessaires pour assurer une relative flexibilité des infrastructures de production d'hydrogène

L'hypothèse retenue dans la plupart des études et scénarios comprenant un développement important de l'hydrogène consiste à considérer que les systèmes de production d'hydrogène (électrolyseurs) seront relativement flexibles et qu'ils pourront adapter leur fonctionnement aux conditions d'équilibre offre-demande électrique. La production d'hydrogène par électrolyse est ainsi régulièrement présentée comme une solution permettant d'adapter la demande d'électricité à la production des énergies renouvelables, notamment lors des périodes de forte production. L'hydrogène est ainsi supposé constituer une solution de stockage d'énergie bas-carbone, là où l'électricité apparaît aujourd'hui difficilement stockable.

Pour autant, **cette flexibilité du système hydrogène présuppose la disponibilité de capacités de stockage conséquentes,** à défaut de sources alternatives d'approvisionnement en hydrogène. Il s'agit notamment de pouvoir stocker l'hydrogène produit lors des périodes les plus favorables du point de vue du système électrique (par exemple, périodes de forte disponibilité des renouvelables et du nucléaire et de faible consommation) et de le restituer lorsque les utilisateurs d'hydrogène en ont besoin, c'est-à-dire tout au long de l'année pour les usages dans l'industrie et la mobilité et essentiellement l'hiver pour la production d'électricité. De manière générale, **le rôle de l'hydrogène est donc favorisé par un réseau de transport et des capacités de stockage adéquats.**

À défaut d'accès aux capacités de stockage, le développement de l'hydrogène perdrait l'un de ses intérêts – à savoir sa flexibilité – et d'autres solutions pourraient alors prendre une place plus importante : électrification directe, recours au méthane de synthèse…

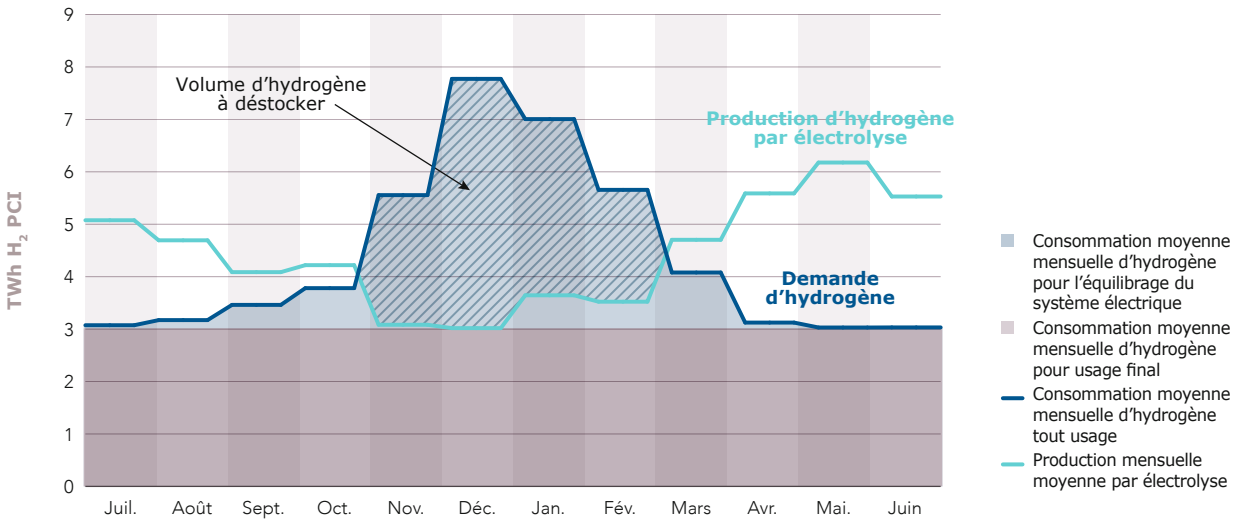
Dans l'analyse technique des scénarios, la configuration principale étudiée prend l'hypothèse que l'hydrogène peut être stocké aisément et donc utilisé de manière flexible. Dans ces conditions, les simulations du fonctionnement du système électrique montrent alors que l'hydrogène serait produit tout au long de l'année, au fil des périodes de forte production renouvelable, mais de manière plus importante au printemps et à l'été lorsque les marges de production du système électrique sont les plus élevées. À l'inverse, la demande d'hydrogène pour l'équilibre du système électrique tend à se concentrer sur la période hivernale, pendant laquelle les moments de tension sur l'équilibre offre-demande sont plus fréquentes.

Dans ce type de configuration, **un besoin de stockage d'hydrogène de plusieurs térawattheures, voire de quelques dizaines de térawattheures, apparaît nécessaire pour absorber la flexibilité des électrolyseurs.**

Or, les capacités de stockage d'hydrogène en France restent aujourd'hui incertaines. Les capacités de stockage en cavités salines (sites les plus adaptés au stockage de l'hydrogène, plus volatil que le méthane) sont évaluées autour de 3 à 5 TWh en France[5], soit un niveau potentiellement

5. Gas Infrastructure Europe, 2021, *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*

Figure 9.17 Profil annuel moyen de production et de demande d'hydrogène dans le scénario M23 à l'horizon 2050



insuffisant pour bénéficier pleinement de la flexibilité du système hydrogène. Un développement de capacités de stockage supplémentaires en France (notamment via l'adaptation des stockages de méthane ou le développement de nouvelles infrastructures qui pourraient permettre d'atteindre une capacité de l'ordre de 30 TWh selon l'étude mentionnée ci-dessus) ou l'accès à des volumes importants de stockages salins disponibles dans le reste de l'Europe (en particulier en Allemagne et mer du Nord) via des interconnexions, constitue dès lors un prérequis pour assurer pleinement la flexibilité des moyens hydrogène, notamment dans les scénarios « M ».

Au-delà de l'enveloppe saisonnière, la production d'hydrogène par électrolyse d'une part et la consommation d'hydrogène d'autre part peuvent également varier fortement d'une année à l'autre, selon les conditions climatiques et la disponibilité des moyens de production. Les années où la demande d'hydrogène est la plus élevée en raison des besoins d'équilibrage du système électrique correspondent fréquemment à des années de faible production par électrolyse. Pour assurer une totale flexibilité, le système hydrogène devra donc être en mesure de gérer les variations interannuelles, soit en disposant de réserves spécifiques pour absorber ces variations, soit en ayant ponctuellement recours aux imports/exports.

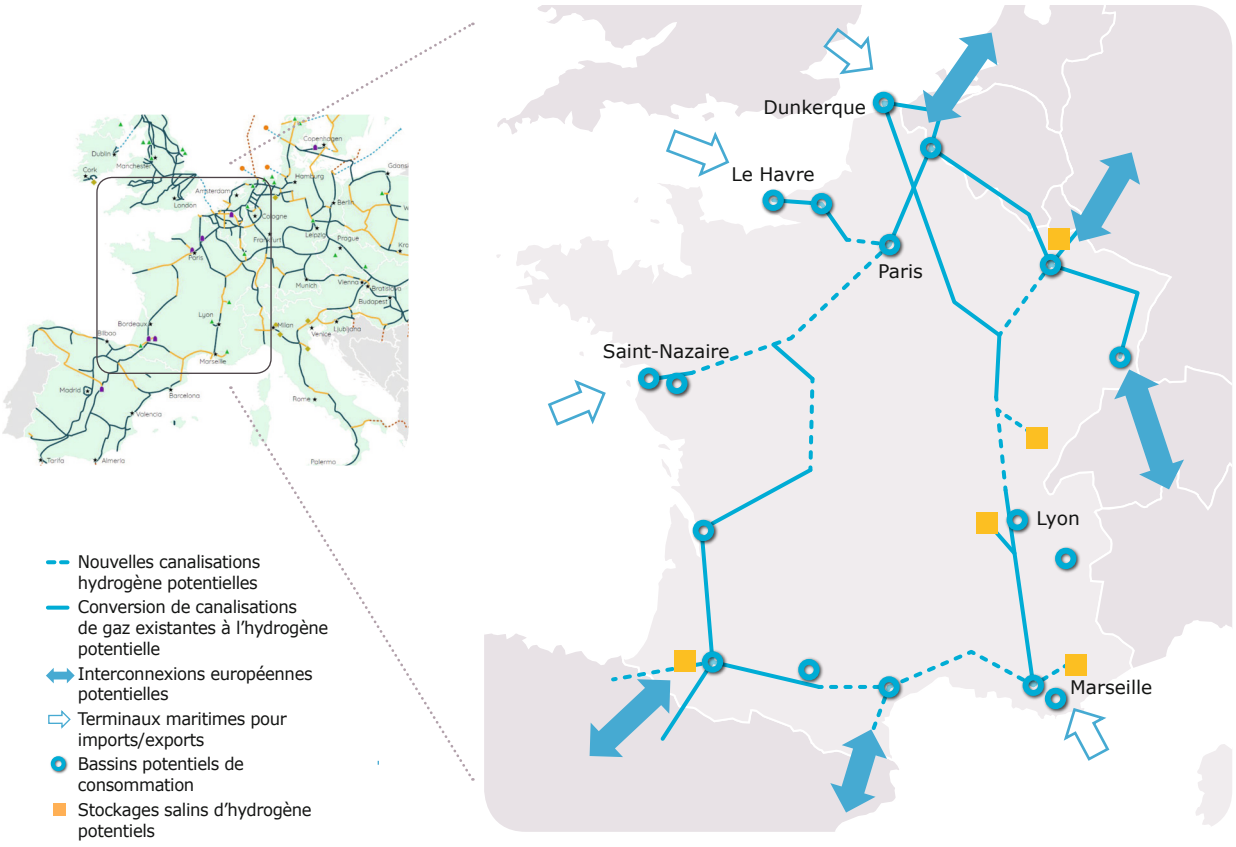
9.8.2 Transport de l'hydrogène : un besoin d'infrastructures qui dépend de la localisation des électrolyseurs et du stockage

Le développement de l'hydrogène implique également une réflexion sur les besoins d'infrastructures de transport de l'hydrogène.

D'une part, à l'échelle nationale, le développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène peut contribuer à permettre l'accès à des capacités de stockage disponibles en France *(cf. point précédent)* et d'envisager ainsi une flexibilité du fonctionnement des électrolyseurs. Il permettrait également le foisonnement de la production et la consommation d'hydrogène sur l'ensemble du territoire national.

La consistance du réseau à développer dépend néanmoins fortement de la localisation des différentes infrastructures de production, de stockage et de consommation d'hydrogène. En particulier, il existe un débat sur la localisation des électrolyseurs en lien avec le développement des réseaux électriques et gaziers. De manière caricaturale, deux visions s'affrontent. D'un côté, une localisation des électrolyseurs au plus près des centres de consommation d'hydrogène avec un approvisionnement des électrolyseurs via le réseau électrique national. De l'autre, une localisation des électrolyseurs au plus près des centres de production

Figure 9.18 Préfiguration de la structure potentielle d'un réseau hydrogène européen incluant la France en 2040 dans l'hypothèse d'un système hydrogène flexible, inspirée de l'étude European Hydrogen Backbone (Gas for Climate, 2021)



d'électricité (notamment énergies renouvelables) et un acheminement de l'hydrogène produit vers les centres de consommation par des canalisations dédiées.

D'autre part, à l'échelle européenne, le développement d'un réseau transeuropéen d'échanges d'hydrogène permettrait le foisonnement de la demande et la mutualisation des capacités de stockage sur un périmètre plus large – et en particulier, pour la France, la connexion à des stockages importants situés en Allemagne et en mer du Nord. Pour certains acteurs, la construction d'un tel réseau pourrait également contribuer à rendre accessible des imports d'hydrogène à des prix compétitifs, potentiellement plus faibles que pour l'hydrogène produit en France.

Des études complémentaires seront menées par RTE et GRTgaz au cours de l'année 2022 sur les besoins d'infrastructure de réseau (électricité et gaz) et de stockage dans les différents scénarios de développement de l'hydrogène.

10

LES RÉSEAUX

10

LES RÉSEAUX :
DES BESOINS SIGNIFICATIFS DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES POUR ACCOMPAGNER LES ÉVOLUTIONS DU MIX ÉLECTRIQUE

10.1 Une évaluation complète des besoins couvrant l'ensemble des réseaux de transport et de distribution

10.1.1 Les réseaux sont au cœur de la transition énergétique

Le débat public sur le secteur électrique porte largement sur les sources de production, mais sa réalité opérationnelle est de constituer une industrie de réseaux d'excellence : toutes les sources de production et les sites de consommation y sont connectés en permanence, avec une exigence d'équilibre instantané qui n'existe dans aucune autre industrie. Et toute nouvelle installation de production, de stockage, ou de consommation implique un raccordement et éventuellement une adaptation du réseau. Dans l'équation de la transition énergétique, les réseaux jouent donc un rôle majeur.

Ces réseaux vont devoir continuer à évoluer en profondeur de manière à rendre possible la transition énergétique. La dynamique industrielle de cette évolution et son financement constituent par essence des sujets de temps long (une fois les travaux réalisés et l'ouvrage mis en service, il peut fonctionner jusqu'à plus de 80 ans pour certaines infrastructures sous réserve d'une maintenance régulière et adaptée). Pour implanter un nouvel ouvrage structurant, plusieurs années sont nécessaires pour des études détaillées et pour obtenir les autorisations correspondantes. Les raccordements aux réseaux vont se multiplier et le rythme de raccordements constituera un défi technique et de dialogue avec les parties prenantes (autorités locales, filière industrielle, gestionnaires de réseaux, producteurs, associations) dans les scénarios les plus dynamiques sur cet aspect.

Or cette transformation doit intervenir dans un contexte sociétal où les résultats doivent être rapides, pendant que se développent des phénomènes d'opposition systématiques, y compris quand ces infrastructures sont indispensables pour la transition énergétique. Il en résulte une contradiction qu'il nous appartient collectivement de gérer.

10.1.2 La démarche des « Futurs énergétiques 2050 » porte sur l'ensemble des réseaux

Le réseau électrique français est large et interconnecté. Trois fonctions peuvent y être distinguées : (i) le réseau de grand transport, national et européen, (ii) les réseaux régionaux et (iii) les réseaux de distribution.

- Le réseau de grand transport d'électricité (400 kV et une partie du 225 kV contribuant à son appui) a tout d'abord été développé pour relier les lieux de production, historiquement les massifs montagneux où se trouvent les barrages hydrauliques, et les centres de consommation : villes et centres industriels. Il s'est ensuite fortement développé dans les années 1980 en parallèle des centrales nucléaires, et maille désormais tout le territoire national. Depuis les années 2000, le réseau national évolue moins, mais les interconnexions avec les pays voisins ont été renforcées. Il constitue désormais une plateforme physique d'échange d'électricité en Europe.
- Les réseaux régionaux (63, 90 et une partie du 225 kV) visent à répartir l'électricité vers l'ensemble des territoires, en assurant la sécurité d'alimentation en tout lieu.
- Les réseaux de distribution (10 à 20 kV et 230V) assurent la desserte de l'ensemble des clients de moindre puissance, à partir des « postes sources » qui les alimentent depuis le réseau de transport.

En France métropolitaine continentale, le développement et l'exploitation des réseaux publics sont confiés à RTE pour le réseau public de transport, à partir de 50 kV, et à Enedis et environ 150 entreprises locales de distribution pour les réseaux publics de distribution.

Le développement concomitant des réseaux régionaux de transport et des réseaux de distribution correspond depuis la seconde guerre mondiale à une approche majoritairement descendante de l'acheminement. Cette logique est en cours d'évolution mais correspond aujourd'hui encore à une réalité dans laquelle la production raccordée sur les réseaux de distribution a contribué en 2020 à environ 10 % de la production nationale française, alors que ces réseaux alimentent plus de 70 % de la consommation.

Les « Futurs énergétiques 2050 » envisagent des scénarios dans lesquels les installations de production raccordées au réseau public de distribution assurent entre 25 % et 50 % de la production nationale annuelle. Ceci induit un bouleversement dans l'utilisation des réseaux : le réseau public de distribution devient dans certains scénarios un lieu privilégié de développement de la production, tandis que le rôle d'acheminement des réseaux régionaux de transport devient structurellement bidirectionnel.

De la même façon, les très fortes proportions d'énergies renouvelables dans le mix des pays voisins impliquent une grande variabilité des flux entre pays. Le réseau de grand transport métropolitain peut ainsi se trouver parcouru de flux importants, de façon très variable d'un jour sur l'autre, et même en cours de journée.

Il est donc plus que jamais nécessaire d'analyser l'ensemble des besoins en matière d'infrastructure de réseau de façon conjointe et cohérente entre transport et distribution. Dans la lignée du rapport récent sur la recharge rapide sur autoroutes[1], les travaux des « Futurs énergétiques 2050 » portant sur le volet « réseaux » ont bénéficié d'une collaboration technique entre RTE et Enedis. Cette démarche permet de disposer d'une analyse complète et cohérente de l'impact de différents scénarios de décarbonation sur l'ensemble des composantes du réseau électrique français.

1. Rapport RTE – Enedis « *les besoins de la mobilité électrique longue distance sur autoroutes* » publié en juillet 2021

10.2 Réseau de transport : des besoins d'évolution structurants sur toutes les composantes en lien avec la transformation du mix

10.2.1 Une répartition géographique de la production et de la consommation qui change et nécessite de faire évoluer le réseau de transport en conséquence

La localisation et la nature des moyens de production ainsi que la répartition géographique des grands centres de consommation d'électricité constituent des déterminants majeurs de la structure du réseau électrique.

Le Schéma décennal de développement de réseau (SDDR) publié par RTE en 2019 a dressé les perspectives du développement du réseau de transport d'ici 2035, en se fondant sur la trajectoire d'évolution du mix électrique projetée par la PPE. Le SDDR demeure la référence d'ici 2030 : les scénarios de mix électrique des « Futurs énergétiques 2050 » sont conformes à la PPE ou ne s'en écartent que marginalement (M0 et N03) d'ici 2030. Les trajectoires de consommation, réévaluées à la hausse depuis 2017, peuvent conduire à certains aménagements mais qui ne modifient pas structurellement l'équilibre du SDDR.

Des ajustements plus importants peuvent intervenir sur la décennie suivante (2030-2040). Le SDDR publié par RTE en 2019 s'étendait jusqu'en 2035 afin de donner une vision prospective des besoins à cette échéance, qui étaient en nette augmentation. Cette évolution (témoignant d'une bascule dans des investissements plus structurants au-delà de 2030) se conforme avec les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 », avec un degré qui varie selon les scénarios.

Aux horizons plus lointains (2050 et 2060), les scénarios étudiés impliquent tous une transformation structurante du mix électrique pour atteindre la neutralité carbone. La localisation de la production et de la consommation évolue donc très largement, et les besoins d'évolution des réseaux s'en trouvent très fortement modifiés. Les principaux facteurs à prendre en compte sont les suivants :

- la fermeture d'une grande partie du parc nucléaire actuel ;
- le développement accéléré des énergies renouvelables, terrestres et marines ;
- la mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires dans les scénarios N ;
- le développement de nouveaux usages de l'électricité ;
- des évolutions également structurantes des mix énergétiques dans les pays voisins.

L'analyse des besoins de réseau présente une difficulté supplémentaire par rapport à celle du mix : elle est tributaire d'hypothèses précises sur la localisation des futures installations de production. Or ce paramètre est par essence extrêmement incertain à très long terme : ainsi en est-il du développement de l'éolien terrestre, que la dynamique industrielle conduirait à positionner principalement dans les zones les plus propices (nord et est de la France, centre, etc.) alors que la recherche d'une plus juste répartition conduirait à le répartir de manière plus équitable en France. Différentes trajectoires d'évolution de mix électrique et des hypothèses de localisation de la production et de la consommation ont été retenues pour l'étude en cohérence avec le principe de chaque scénario *(voir chapitre 5)*. Ces hypothèses sont par essence prospectives et ne préjugent en rien des choix qui seront effectivement réalisés par les investisseurs ou l'État. Cela signifie également que **les trajectoires de développement de réseau devront être progressivement affinées, et qu'elles ne valent que par les ordres de grandeur et considérations industrielles qu'elles permettent d'établir.**

Pour ce qui concerne les besoins d'évolution du réseau de transport, les « Futurs énergétiques 2050 » reprennent le cadrage discuté en concertation avec les parties prenantes et esquissent des impacts différenciés selon quatre segments du réseau :

- Les réseaux régionaux, constitués des ouvrages à 63, 90 et 150 kV, ainsi que d'une partie des réseaux 225 kV assurant un rôle de répartition

Figure 10.1 Le réseau public de transport et ses différentes composantes en 2021



régionale. Ces réseaux représentent environ 70 % des 100 000 km du réseau public de transport. Leur rôle de répartition entre le grand transport et la distribution les rend sensibles au développement de la production répartie de manière diffuse sur le territoire, notamment au travers des besoins de raccordement.

- Le réseau de grand transport, constitué des ouvrages 400 kV et de certains ouvrages 225 kV qui en constituent un appui. Ces réseaux représentent environ 30 % des circuits du réseau public de transport d'électricité. Ils sont aujourd'hui structurés autour des grands centres de consommation, de sites de production centralisée et de flux aux interconnexions. Ces deux derniers points peuvent fortement évoluer à l'horizon 2050.
- Les interconnexions, qui permettent d'assurer l'insertion des énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement et un meilleur fonctionnement du marché à l'échelle européenne. Leur évolution est guidée par des considérations d'équilibre offre-demande : besoins et sources de flexibilité en France et à l'étranger, compétitivité et nature des parcs étrangers.
- Les réseaux en mer, qui assureront l'évacuation de la production éolienne en mer et constitueront également une partie des lignes d'interconnexion, parfois de façon concomitante (réseaux hybrides). Leur développement dépendra donc du rythme de raccordement de la production en mer, éventuellement des besoins d'interconnexion, voire dans certains cas du renforcement du réseau de grand transport le long d'une façade maritime (des synergies seraient alors envisageables, mais nécessitent une très forte planification).

Du fait de l'importance de la transformation du mix électrique d'ici 2050, des évolutions majeures seront nécessaires sur l'ensemble de ces composantes. Le présent rapport constitue une première description de la consistance de ces évolutions, qui feront l'objet d'approfondissements successifs par la suite, notamment dans le cadre de la prochaine réactualisation du SDDR de RTE.

10.2.2 Les interconnexions : un développement soutenu pour mutualiser la production et optimiser les coûts à l'échelle européenne

10.2.2.1 Un développement poussé des interconnexions sur trente ans, avec un rythme légèrement inférieur à +1GW par an, en vue de favoriser l'optimisation de l'équilibre offre-demande

Le rôle important des interconnexions pour mutualiser les moyens de production en Europe et assurer la sécurité d'alimentation à moindre coût a été décrit au chapitre 7.

Les analyses montrent qu'un développement soutenu des interconnexions en Europe, de l'ordre de 45 GW à la frontière française, peut se justifier à long terme dans le cadre d'un optimum global. Néanmoins, de nombreux autres facteurs entrent en ligne de compte : incertitudes sur la faisabilité industrielle et l'acceptabilité des nouvelles lignes, volonté des pays voisins ou encore souhait de chaque pays de régler son degré d'interdépendance avec les pays voisins. La concertation a conduit à retenir, dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050», une capacité d'import totale de la France en deçà de l'optimum économique, qui atteint 39 GW en 2050 dans tous les scénarios.

Sur le plan de la capacité d'échange, **les développements d'interconnexions entre la France et ses voisins intégrés dans les scénarios à l'horizon 2050 s'inscrivent dans la continuité des projections prévues par RTE pour les prochaines années.** Avec un rythme de +0,9 GW chaque année en moyenne sur trente ans, ils marquent même un très léger ralentissement par rapport au rythme projeté dans le SDDR au-delà de 2030-2035. Du fait de contraintes d'acceptabilité, de disponibilité d'espaces pour de nouvelles lignes aériennes et du développement accru de lignes sous-marines, l'hypothèse retenue est que la majorité des projets d'interconnexion développés au-delà de 2035 se basent sur la technologie à courant continu (HVDC), déjà utilisée aujourd'hui mais de manière ponctuelle, et globalement plus coûteuse.

Cette évolution se traduit directement sur les coûts associés à cette trajectoire. La construction des interconnexions supplémentaires entre 2035 et 2050 représente un investissement total de 10 Mds€, à répartir entre la France et les pays voisins concernés. L'approche retenue est de considérer que le coût de ces projets est réparti à moitié entre les pays

Figure 10.2 Évolution des capacités d'import en France – trajectoire de référence

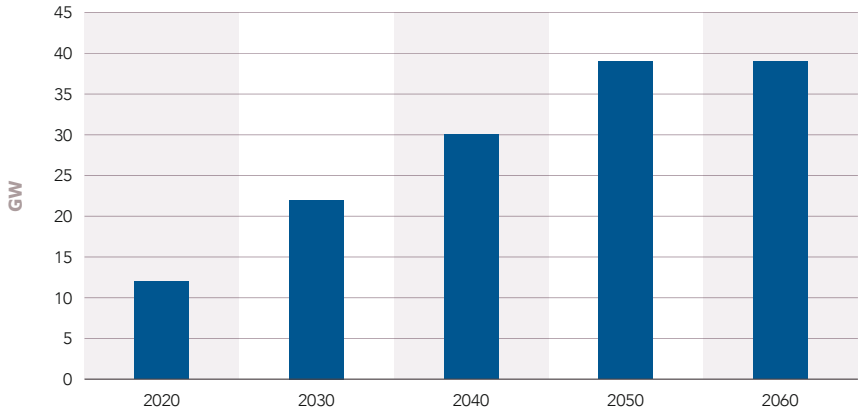
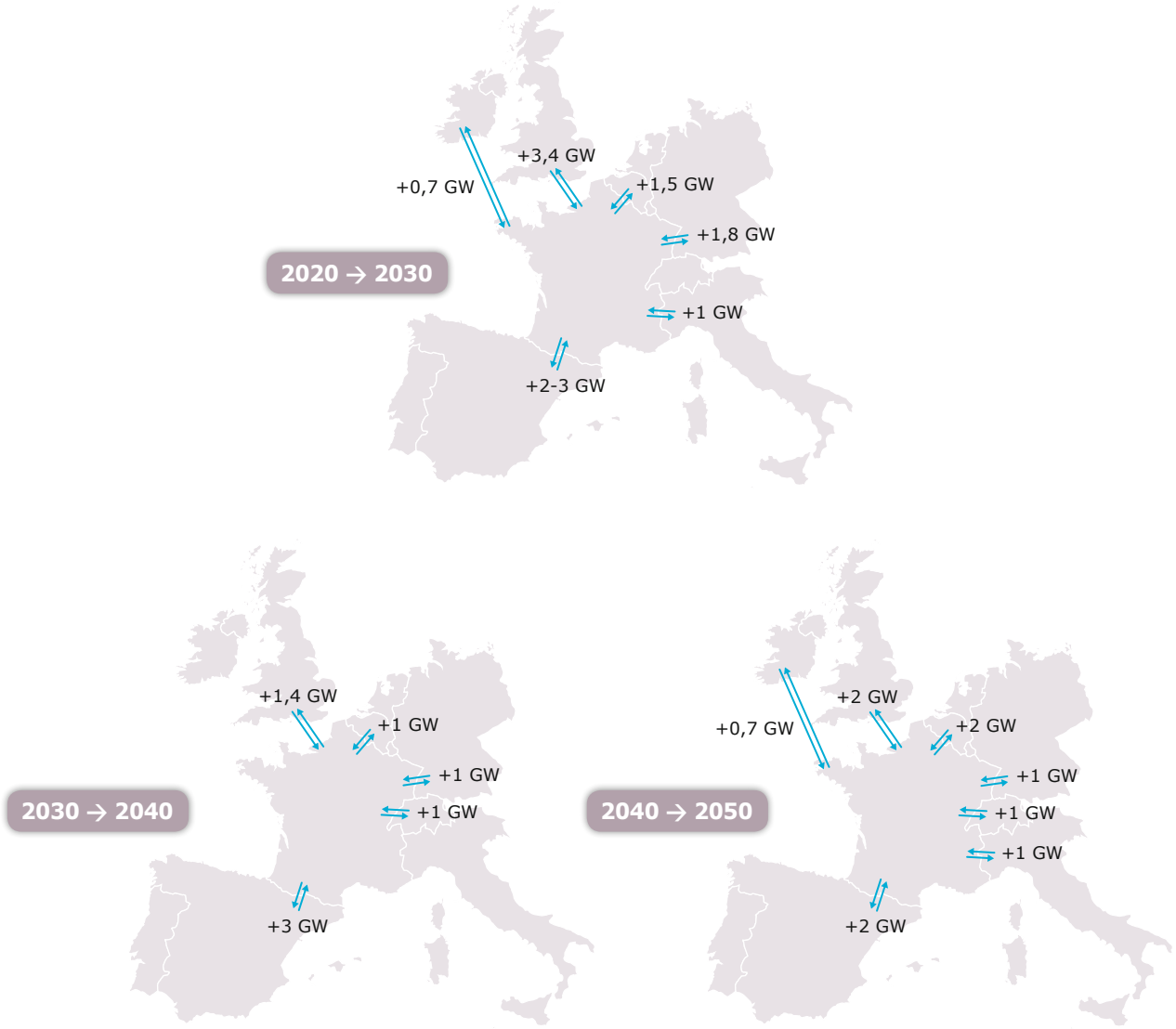


Figure 10.3 Hypothèses d'évolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises (import)



concernés, et ainsi de comptabiliser pour la France la moitié de cet effort, soit 5 Md€, même si *in fine* le financement de chaque projet fait l'objet de sa propre clé de répartition entre les pays.

10.2.2.2 Une utilisation des interconnexions qui évolue dans sa nature et modifie les flux circulant sur le réseau français

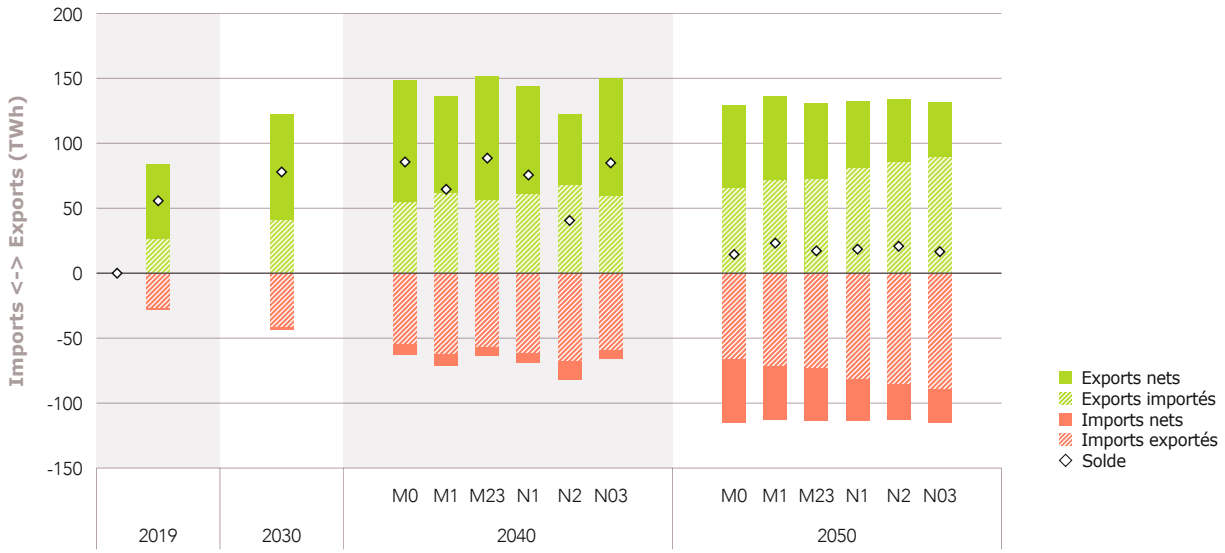
Les évolutions structurelles des parcs de production européens et le développement des interconnexions modifient profondément les échanges aux frontières à l'horizon 2050, avec en particulier deux tendances observées dans tous les scénarios.

D'une part, **la France sera beaucoup moins exportatrice à long terme (horizon 2050) qu'aujourd'hui et à moyen terme (d'ici 2035).** La marge exportatrice du pays sera progressivement rognée d'une part par l'augmentation de la consommation d'électricité afin d'atteindre la neutralité carbone, et d'autre part par le déclassement des réacteurs nucléaires arrivant en fin de vie. Pour autant, le volume d'échanges cumulés (imports et exports) apparaît en nette hausse, avec de fortes variations selon l'heure ou la saison. C'est en particulier le cas avec la Grande-Bretagne, fortement exportatrice d'énergie éolienne, et avec l'Espagne qui exporte de l'électricité d'origine photovoltaïque durant le jour mais importe la nuit.

D'autre part, **l'évolution structurelle du mix électrique européen conduira la France à devenir un pays de transit pour des flux transeuropéens,** c'est-à-dire les flux circulant sur les interconnexions françaises mais correspondant à des transits entre d'autres pays via la France. Dans tous les scénarios, la part de ces flux devient en effet très majoritaire. Dans de nombreux cas, la France peut par exemple se trouver en situation d'import depuis la Grande-Bretagne et d'export vers la péninsule ibérique, ou inversement. Le rôle de « plaque de transit » européenne portée par le réseau électrique français tend ainsi à se renforcer. C'est une conséquence directe du positionnement géographique de la France en Europe, qui relie plusieurs péninsules électriques (péninsule ibérique, îles britanniques, Italie) à l'Europe continentale. Ces flux commencent à être observés dès à présent. À l'horizon 2050, entre 50 % et 70 % de l'électricité qui est exportée par la France est importée au même moment d'une autre frontière, contre 30 % aujourd'hui.

Ces deux phénomènes ont une incidence de premier ordre sur le réseau de grand transport français. Afin de garantir le respect de ces capacités de transit, le développement de ces interconnexions devra s'accompagner de renforcements sur le réseau interne. Ces coûts ont été pris en compte dans l'évaluation de la pertinence économique des flexibilités présentée au chapitre 7, mais ils sont, dans ce chapitre, intégrés dans le volet « réseau de grand transport ».

Figure 10.4 Évolution des imports, exports et flux transeuropéens



10.2.2 Le réseau de grand transport : une nette amplification des besoins d'investissements au-delà de l'horizon 2035

10.2.3.1 Une évolution des flux circulant sur le réseau de grand transport tirée principalement par l'évolution de la production et des interconnexions

Le réseau de grand transport est composé des principales artères du réseau à très haute tension (réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV). Il relie aujourd'hui les sources de production, largement centralisées autour des centrales nucléaires et des grands barrages hydrauliques, les interconnexions et les grands centres de consommation.

Sa structure est intimement liée au parc de production français : les grands axes 400kV organisés en toile d'araignée ont été bâtis des années 1970 aux années 1990 dans le contexte du développement du parc électronucléaire. Ils se sont depuis avérés particulièrement bien adaptés à l'intégration des renouvelables et n'ont dû être adaptés qu'à la marge.

À long terme, la structure de ce réseau devra être significativement réévaluée. L'évolution du mix et le développement des échanges transfrontaliers conduisent à ce que la nature des flux circulant sur les lignes du réseau de grand transport évolue – ceci peut déjà être observée aujourd'hui.

D'ici 2035 et encore plus au-delà, ces caractéristiques devraient s'accroître dans les scénarios marqués par un fort développement des énergies renouvelables.

Dans le détail, les évolutions des flux d'électricité sur le réseau de grand transport sont tirées par trois principaux déterminants :

- la localisation de la production : l'évolution du mix modifie de manière profonde la nature et la localisation des installations de production d'électricité. Le parc de production qui était historiquement organisé autour de grandes installations nucléaires, thermiques et hydrauliques, sera composé d'une part croissante d'énergies renouvelables installées sur l'ensemble du territoire mais avec une densité plus importante dans certaines régions (photovoltaïque au sud, éolien terrestre au nord-est, éolien en mer le long des côtes).
- la plus grande variabilité de la production : le développement de la production éolienne et photovoltaïque accroît le phénomène précédent.

Figure 10.5 Localisation de la production annuelle : 2020 (à gauche), 2050 – scénarios M23 et N2 (à droite)

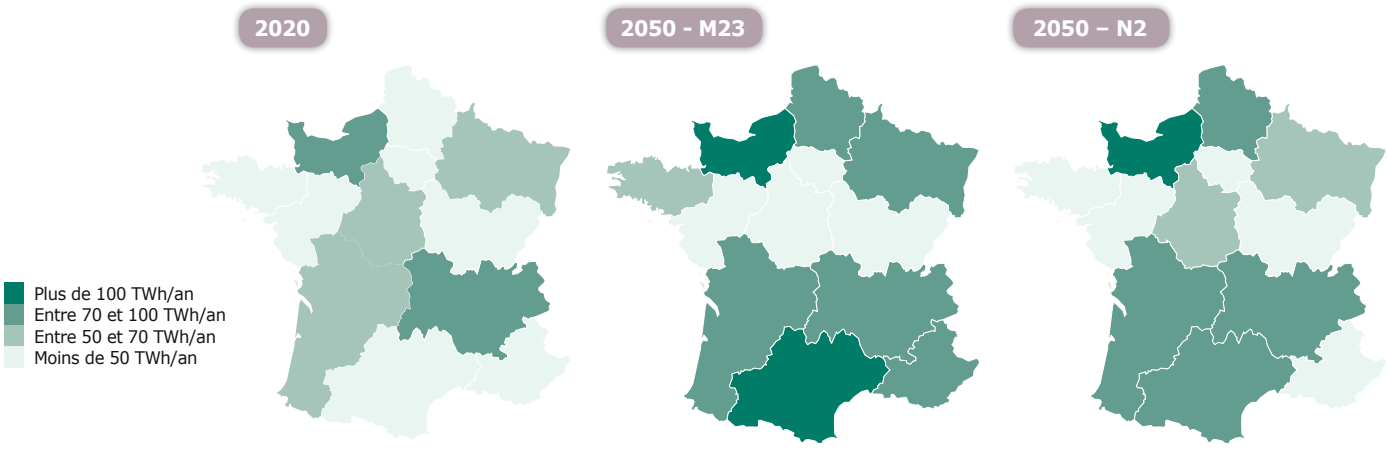


Figure 10.6 Illustration de la variabilité temporelle de la production et de la consommation d'électricité, en 2021 et 2050. Le rouge indique un solde producteur, le bleu un solde consommateur.

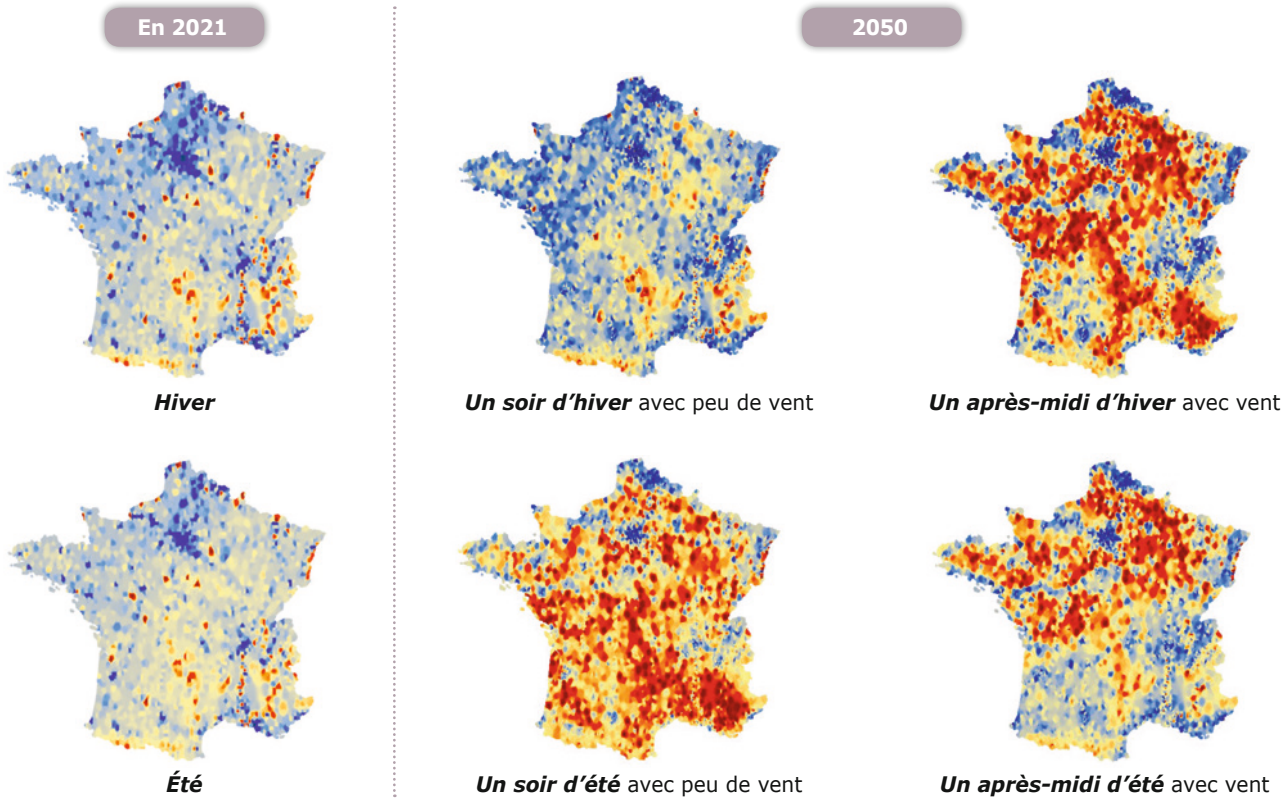
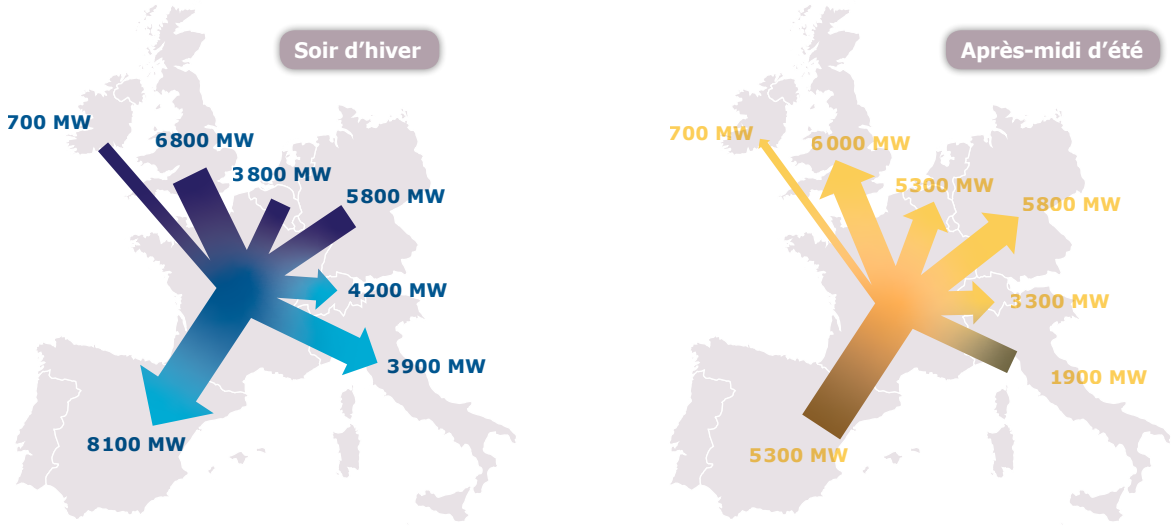


Figure 10.7 Répartition (origine et destination) des flux transeuropéens en 2050, un soir de janvier (à gauche) et un après-midi de juin (à droite), dans le scénario M23



Le fait de s'appuyer essentiellement sur une production variable fait que l'origine des flux évolue durant la journée et la saison. La production photovoltaïque étant majoritairement située au sud, le réseau va être sollicité dans le sens sud-nord pour acheminer cette production le jour, tandis que son absence la nuit va occasionner à l'inverse des flux importants orientés du nord vers le sud.

- le développement des interconnexions et des échanges d'électricité transfrontaliers : celui-ci conduit par exemple à une augmentation des flux permettant l'évacuation de la production photovoltaïque ibérique ou encore de la production éolienne britannique vers la France et l'est de l'Europe. De tels flux viennent s'ajouter à ceux qui résultent de l'acheminement de la production en France : photovoltaïque majoritairement au sud et éolien en mer également au sud et au nord-ouest. L'adaptation du réseau de grand transport français doit ainsi intégrer ces perspectives de transit accru.

Enfin, le développement des usages électriques, notamment dans l'industrie et pour la production d'hydrogène, peut ponctuellement conduire à des besoins d'adaptation du réseau autour de certains centres de consommation, en particulier dans les zones industrielles dynamiques. Ces besoins d'adaptation concernent principalement les réseaux régionaux (voir partie suivante) mais des renforcements sur le réseau de grand transport dans certains cas spécifiques ne sont pas exclus.

10.2.3.2 Des besoins d'adaptation identifiés sur plusieurs axes nord-sud mais également de manière croissante sur des axes ouest-est, en lien avec les besoins liés à l'acheminement de la production éolienne en mer

En l'absence d'adaptation de l'infrastructure de réseau, les flux circulant sur certains axes dépasseraient la capacité maximale de transit des lignes concernées, sur certaines heures de l'année, créant ainsi des situations de « congestion ». Dans ce type de situations, il est alors nécessaire de modifier le programme de production pour alléger les flux sur les lignes surchargées, ce qui conduit à une désoptimisation du plan de production et donc à des surcoûts pour le système électrique.

Les stratégies d'adaptation du réseau de transport d'électricité consistent à faire évoluer le dimensionnement de l'infrastructure (via le remplacement de conducteurs pour augmenter la capacité de transit, la construction de nouvelles lignes, etc.) pour éviter que les surcoûts liés aux congestions ne deviennent trop importants et trop contraignants pour l'équilibre offre-demande d'électricité.

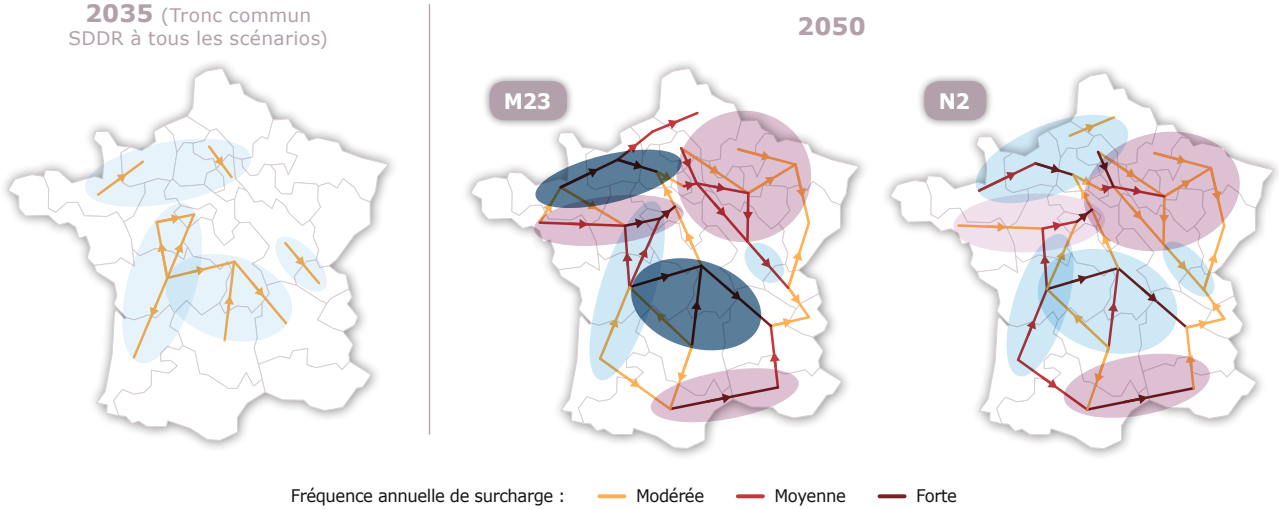
Dans les « Futurs énergétiques 2050 », les analyses menées sur le réseau de grand transport permettent d'identifier le niveau de congestion sur les principaux axes et ceux pour lesquels des renforcements seront nécessaires dans chacun des scénarios considérés.

Sans adaptation, le réseau de grand transport actuel serait ainsi marqué par un niveau de congestion en forte hausse en 2050, encore accru par rapport aux évaluations du SDDR qui avaient été menées à l'horizon 2035.

À l'horizon 2050, les contraintes sur les zones de fragilité identifiées dans le SDDR tendent à s'accroître et de nouvelles zones de fragilité apparaissent. Plus précisément :

- Sur les quatre zones de fragilité identifiées dans le SDDR (Massif central-Centre, façade Atlantique, Rhône-Bourgogne et Normandie-Manche-Paris), les fréquences de congestion sont amplifiées à l'horizon 2050, quel que soit le scénario. Ces zones correspondent essentiellement à des axes nord-sud et à une diagonale ouest-est. **Cela conforte le caractère sans regret des adaptations nécessaires sur les zones identifiées à l'horizon 2035 : celles-ci devront être préparées dès maintenant afin de pouvoir être mises en service au début de la décennie 2030.**
- Au-delà de ces quatre zones, les analyses menées à l'horizon 2050 mettent en évidence l'apparition de trois nouvelles zones potentiellement contraintes sur le réseau de grand

Figure 10.8 Fréquence annuelle des congestions sur le réseau de 2020 détectées en 2035 dans le SDDR et en 2050 dans les scénarios M23 (milieu) et N2 (droite)



transport, essentiellement sur des axes ouest-est : la côte méditerranéenne, le Nord-Est et la zone de l'Anjou – Pays de la Loire. Ces besoins d'évolution apparaissent tirés par l'accroissement des échanges européens mais également par le développement de la production éolienne en mer qui nécessite des capacités d'acheminement dans le sens ouest-est plus importantes. Les besoins apparaissent plus marqués dans les scénarios de sortie du nucléaire : dans ces zones, des renforcements du réseau sont donc probables à terme.

10.2.3.3 Les besoins de renforcement du réseau sont communs à tous les scénarios mais significativement plus élevés dans les scénarios de non-renouvellement du parc nucléaire

Le niveau de contraintes observé sur le réseau de grand transport varie selon les scénarios de mix considérés. Sur toutes les zones de fragilité identifiées, les congestions sont ainsi plus fréquentes dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables et notamment dans le scénario M23 basé sur le développement de grands parcs. Ceci contribue à concentrer des installations dans de nouvelles régions et conduit à devoir déplacer de grandes quantités d'énergie en sollicitant fortement le réseau de grand transport.

Dans le cas d'une répartition des énergies renouvelables plus diffuse sur le territoire et d'un développement poussé de l'autoconsomation, comme dans le scénario M1, les contraintes sur le réseau de grand transport apparaissent légèrement moins fortes : le rapprochement de la production et de la consommation a bien une influence sur le développement du réseau. Cependant, même dans ce dernier cas, les contraintes restent plus importantes que dans les scénarios N.

Les besoins d'adaptation du réseau de grand transport sont moins importants dans les scénarios où de nouveaux réacteurs nucléaires sont construits. En effet, l'installation de nouveaux réacteurs EPR sur des sites nucléaires existants, sur lesquels certains réacteurs de seconde

génération auront été préalablement mis à l'arrêt, conduit à une localisation du mix future qui se situe dans le prolongement de la situation actuelle. Cependant, l'intégration de nouveaux réacteurs nucléaires nécessitera des études approfondies spécifiques à chaque site, dont certaines pourront conduire au besoin de renforcements du réseau. Ainsi, dans le cas où la tête de série du programme NNF serait implantée à Penly et interviendrait avant la mise à l'arrêt des réacteurs existants, des aménagements du réseau permettant d'accueillir cette nouvelle production nucléaire ainsi que les futurs parcs éoliens en mer au large de la Normandie seront nécessaires, et devront être planifiés dès la décennie 2020 vu leur caractère structurant.

10.2.3.4 Des besoins de renforcement qui nécessitent des nouvelles solutions

Les besoins d'adaptation du réseau de grand transport identifiés sont trop importants pour pouvoir être gérés uniquement par des flexibilités, et ils se traduiront pour partie en des investissements d'adaptation de l'infrastructure. Des premières estimations des investissements nécessaires sont apportées dans le cadre de l'étude «Futurs énergétiques 2050» afin de pouvoir comparer les grandes tendances des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau. Ces estimations doivent être considérées avec précaution, des analyses approfondies étant nécessaires pour fournir des trajectoires d'investissements consolidées.

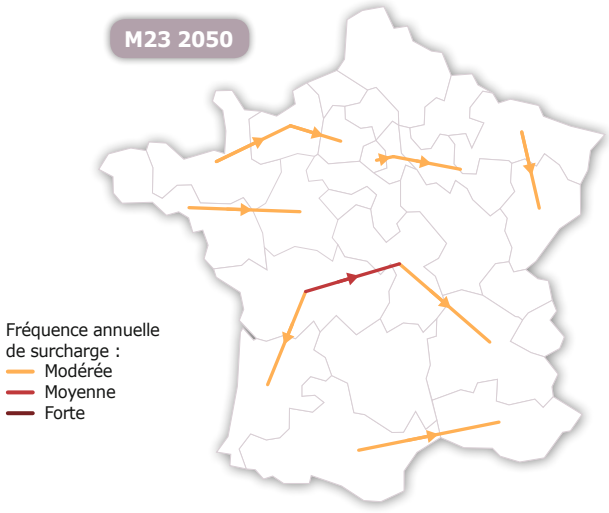
Le niveau de contrainte du réseau à moyen terme (2030) peut être traité par des aménagements à la marge de la structure du réseau, en évitant le recours à de nouvelles lignes souterraines de grand transport ou à de nouvelles lignes aériennes en site vierge (hors raccordement). Le dernier SDDR de RTE a en effet montré qu'il était possible d'adapter le réseau pour accueillir le mix de la PPE en recourant à un panel d'opérations de moindre impact : adaptation de la capacité des postes de transport, remplacement des câbles existants par des câbles de capacité plus importante, augmentation de la capacité de transit des lignes existantes (passage en 400 kV d'une ligne 225 kV ou dédoublement de lignes sur une file de pylônes existante), ou ajout d'une ligne dans un couloir existant.

Le niveau de contraintes à long terme (2050) ne peut être traité que par des adaptions plus structurantes. Dans un scénario comme M23, des aménagements du type de ceux du SDDR permettent de réduire les contraintes mais insuffisamment, ce qui conduirait à des coûts de résolution des congestions résiduelles de l'ordre du milliard d'euros par an – une somme voisine de celle acquittée ces dernières années par les gestionnaires de réseau allemand, et qui justifie sans difficulté des renforcements importants.

À long terme, il sera nécessaire de recourir dans tous les scénarios hormis N03 à l'une ou l'autre des solutions suivantes, qui n'étaient pas envisagées par le SDDR à court terme :

- la construction de nouvelles lignes aériennes 400 kV en site vierge, principalement pour des raisons environnementales et de faible acceptabilité sociale,

Figure 10.9 Fréquence annuelle des congestions avec le scénario M23, après application de tous les renforcements 400 kV envisageables dans les conditions du SDDR.



- la construction de lignes HVDC souterraines, coûteuses et dont le bilan environnemental n'est pas forcément meilleur ou pire que les lignes aériennes.

Cette conclusion rejoint celle du rapport conjoint publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie en janvier 2021 : les scénarios à haute proportion en énergies renouvelables soulèvent un véritable enjeu de nature sociétal concernant l'acceptation des ouvrages de réseau, dont l'emprise sur le territoire est susceptible d'augmenter. La stratégie de long terme d'évolution du réseau de transport doit donc faire l'objet d'une planification de long terme et d'arbitrages politiques tout autant qu'économiques.

Deux options extrêmes sont en effet possibles pour adapter le réseau de grand transport (notamment dans les scénarios M et N1, voire dans N2) :

- Accepter le renforcement des lignes aériennes de grand transport à 400 kV. **Dans cette option, il n'est plus possible, à l'exception du scénario N03, de maintenir le principe du SDDR excluant, sauf pour des cas ponctuels tels que des raccordements, la construction de nouvelles lignes 400 kV en site vierge.**
- À l'opposé, il est possible de ne construire aucune ligne aérienne en site vierge, à l'exception des ouvrages de raccordements ou d'adaptations ponctuelles sur des distances faibles (de l'ordre de 20 km), compensées en ce cas par des mises en souterrain d'ouvrages de plus basse tension aux alentours. Sous cette contrainte, **le principe du SDDR consistant à ne pas construire de liaisons HVDC souterraines, solution coûteuse et dont le bilan environnemental n'est pas par définition supérieur à celui d'une ligne aérienne, ne peut être conservé au-delà de 2035 dans aucun scénario à l'exception de N03.**

Dans les « Futurs énergétiques 2050 », les évaluations économiques ont été réalisées en retenant un cas de référence plus proche de la seconde option, mais il est possible de réduire le coût de l'adaptation en se rapprochant de la première option. Le bon développement de ce type de solutions soulève des enjeux techniques et suppose un important travail sur la normalisation et l'interopérabilité des équipements.

10.2.3.5 La gestion de la tension reste maîtrisée mais bénéficiera des capacités de réglage des producteurs

Les contraintes de tension basse sont susceptibles de poser des risques d'écroulement de tension si elles ne sont pas correctement gérées. Ce type de situation peut apparaître lors de périodes de fort transit sur les lignes 400 kV. La gestion de ces situations repose aujourd'hui sur les capacités de réglage des installations raccordées en 400 kV et leur bonne répartition sur le territoire. La réduction de ces capacités et le déplacement vers l'ouest de la production considérée dans les scénarios sans nouveau nucléaire nécessite de recourir à d'autres moyens de compensation.

Les analyses menées par RTE montrent que les contraintes de tension engendrées par les situations de forts transits sur le réseau de grand transport sont maîtrisables dans tous les scénarios avec des technologies conventionnelles (condensateurs, électronique de puissance). Le coût de ces solutions, qui peuvent impliquer la création ou l'extension de postes 400 kV, est estimé à un maximum de 3 Md€ sur la période 2020-2050 pour un scénario sans nouveau nucléaire. Le développement de liaisons à courant continu serait un facteur favorable, les stations de conversion pouvant apporter des capacités de réglages importantes et dans des zones pertinentes.

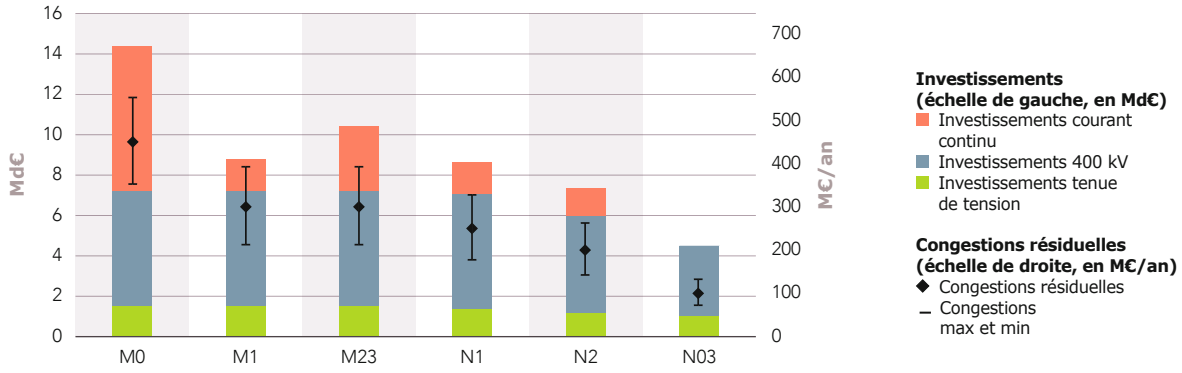
Le recours accru aux capacités de réglage des producteurs permettrait de réduire ce coût mais également de réduire l'impact environnemental lié à l'encombrement des solutions de réglages installées dans les postes. Ce principe concerne les groupes nucléaires mais également les renouvelables raccordées en haute tension (HTB) lorsqu'elles ne produisent pas (photovoltaïque la nuit) ou en moyenne tension (HTA). Il suppose un renforcement de la coordination entre producteurs, distributeurs et RTE à de multiples niveaux : techniques (solutions de pilotage), contractuels et réglementaires (modèles de marché).

10.2.3.6 Des besoins d'investissements importants sur la période 2035-2050, en nette hausse par rapport à la période 2020-2035

Il résulte de l'analyse technique que les investissements sur le réseau de grand transport seront, pour tous les scénarios envisagés, en forte croissance sur la période 2035-2050 par rapport à la période 2020-2035. Le scénario N03 nécessite des investissements moindres mais déjà légèrement supérieurs à ceux envisagés pour la période 2020-2035. À l'inverse, le scénario M0 se caractérise par des besoins de renforcement importants et un niveau de congestions résiduelles élevé malgré la construction de quatre liaisons à courant continu.

Le scénario M1 occupe une place à part. Il présente un niveau de contrainte moindre que les deux autres scénarios sans nouveau nucléaire, ce qui conduit à des besoins d'investissements plus faibles. Ce résultat s'explique essentiellement par des questions de localisation géographique. Les critères de développement de la production spécifiques à ce scénario conduisent à une répartition de la production sur le territoire plus proche de la situation actuelle que M0 et M23. Ce n'est donc pas, en soi, la recherche d'équilibres locaux, pas plus que le recours à une production plus fortement décentralisée, qui conduit à un moindre besoin d'investissements.

Figure 10.10 Coûts du réseau de grand transport entre 2035 et 2050 selon le scénario, avec les incertitudes sur les congestions



10.2.4 Les réseaux de répartition : un développement qui accompagne celui des énergies renouvelables terrestres

10.2.4.1 Le développement des énergies renouvelables terrestres est le principal déterminant de l'évolution des réseaux de répartition régionale

Initialement développés pour interconnecter des réseaux de distribution, les réseaux régionaux ont rapidement permis de répartir localement une production issue de sites centralisés (hydrauliques puis nucléaires) vers des centres de consommation. La transition énergétique a conduit à repenser cette logique de répartition descendante vers un modèle bidirectionnel où les réseaux régionaux peuvent tout autant contribuer à l'alimentation d'une zone de consommation qu'à l'évacuation et la mutualisation d'une part croissante de production répartie de manière plus diffuse sur le territoire.

À long terme, l'insertion des énergies renouvelables terrestres a un impact direct sur les réseaux régionaux pour permettre l'évacuation de l'énergie produite vers des lieux de consommation souvent éloignés. Les développements de réseau doivent comprendre à la fois le raccordement des installations au réseau (soit via des liaisons directes au réseau haute tension pour les parcs les plus importants, soit via de nouveaux postes sources pour les parcs de puissance intermédiaire qui transitent par le réseau de distribution), et le renforcement des lignes en amont pour assurer l'évacuation de la production vers le réseau de grand transport dans de bonnes conditions.

10.2.4.2 Le développement des usages électriques et la décarbonation de l'industrie peuvent conduire à des besoins d'adaptation du réseau

Si le développement des énergies renouvelables apparaît comme le principal déterminant des besoins de développement des réseaux régionaux, il peut demeurer des zones sur lesquelles les transferts d'usage vers l'électricité, combinés avec un faible développement de la production, conduisent à des besoins de renforcement de réseau pour satisfaire la demande.

C'est notamment le cas dans certaines zones industrielles où pourraient s'enclencher rapidement, à la suite des plans « France relance » et « France 2030 » et de manière générale du soutien apporté par l'État à la décarbonation de l'industrie, des investissements de la part de grands industriels. Les sites devront être raccordés, et dans certains cas des renforcements ponctuels du réseau seront nécessaires, notamment pour accompagner le développement d'électrolyseurs de grande puissance ou encore de parcs de *data centers*. **La problématique de l'électrification de l'industrie ne constitue pourtant pas, à court/moyen terme, une problématique économique. Elle soulève en revanche un enjeu de rapidité** dans le cas où des décisions d'investissements seraient prises à brève échéance par les industriels concernés. Même pour des travaux de faible envergure et peu coûteux comme la reconstruction de postes électriques, les procédures d'autorisation sont très longues. **L'objectif de décarbonation de l'industrie doit donc nécessairement s'accompagner d'une réflexion sur les délais d'adaptation du réseau et doit conduire à développer de manière anticipée des capacités d'accueil dans certaines zones industrielles ciblées.**

10.2.4.3 Une croissance de 10 à 40 % des réseaux régionaux, plus forte dans les scénarios allant vers 100 % d'énergies renouvelables

L'extension et l'adaptation des réseaux régionaux seront d'autant plus rapides que le rythme de développement des énergies renouvelables terrestres sera élevé. À ce titre, les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » font apparaître des rythmes très contrastés, passant

Figure 10.11 Puissance raccordée des EnR terrestres selon le scénario

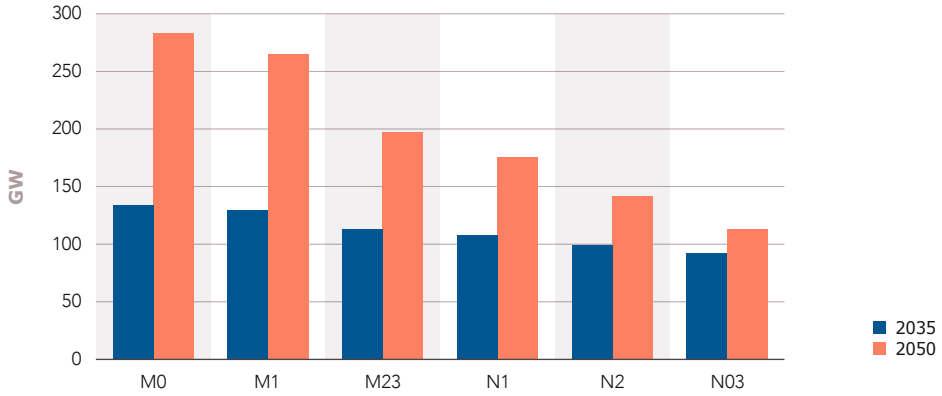
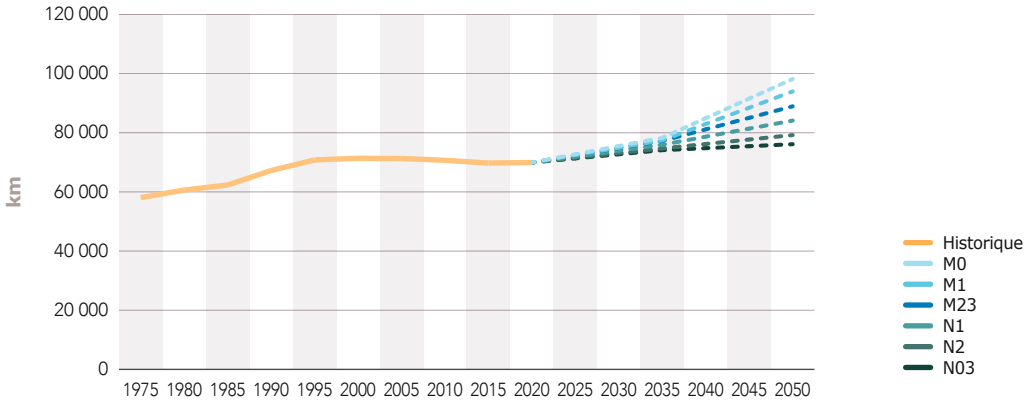


Figure 10.12 Évolution de la longueur du réseau régional de transport (km de circuits)



selon les cas par une accélération ou un ralentissement par rapport aux hypothèses de la PPE ayant servi de base au SDDR de 2019.

Malgré l'expansion récente des énergies renouvelables, les réseaux de répartition régionaux n'ont pas connu d'évolution majeure depuis la mise en œuvre – entre 1985 et 1995 – d'une politique visant à améliorer la qualité d'alimentation des consommateurs raccordés en moyenne (HTA) et basse tension (BT) en zone rurale. Cette politique avait conduit à la création et au raccordement de 500 postes sources en 10 ans.

Le développement des énergies renouvelables terrestre projeté à l'horizon 2050 implique un effort qui, dans certains scénarios, dépassera celui réalisé dans la période 1985-1995. Les investissements dans les énergies renouvelables vont en effet entraîner une évolution conséquente des réseaux régionaux, dont la longueur va progresser de 10 à 40 % selon les scénarios entre 2020 et 2050.

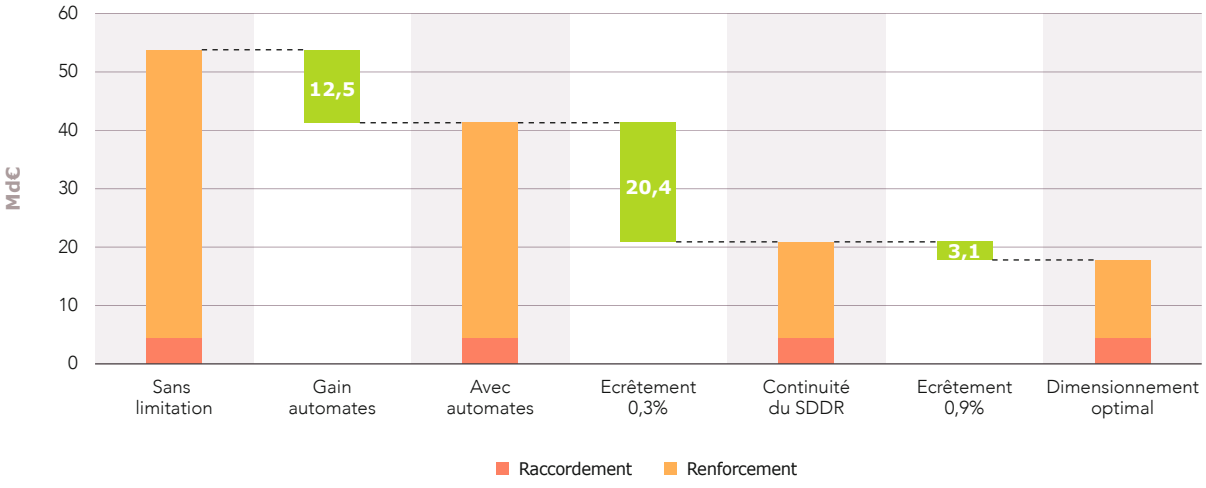
10.2.4.4 Le principe du « dimensionnement optimal » reste un facteur important d'économies de développement de réseau et pourrait être poussé encore plus loin

RTE a fondé son SDDR de 2019 sur le principe du « dimensionnement optimal » du réseau, c'est-à-dire sur un dimensionnement économique de l'infrastructure. À ce titre, le réseau est prévu pour permettre la collecte de toute la production variable à l'exception d'un volume limité : la production peut être écrêtée de manière ponctuelle, par automates, afin de ne pas surcharger le réseau. Ceci permet de réduire fortement les besoins de développement de l'infrastructure : RTE a chiffré les économies associées à 7 milliards d'euros sur le réseau de transport entre 2020 et 2035.

Le principe du dimensionnement optimal est également utilisé dans les « Futurs énergétiques 2050 ». La cible de long terme pour le réseau de transport comprend donc, en plus des ouvrages physiques, le déploiement d'automates permettant d'exploiter les lignes au plus proche de leur capacité et donc de réaliser des économies. Les premières analyses technico-économiques montrent, pour le scénario M23, qu'il permettrait une réduction des investissements sur le réseau de l'ordre de vingt milliards d'euros sur la période 2020-2050 en contrepartie d'un taux d'écrêtement de la production renouvelable qui serait alors porté à près de 1 %. Ces écrêtements concerneraient principalement la production photovoltaïque et notamment à des moments où cette dernière est importante face à une consommation faible : le coût collectif d'écrêtement de cette production est donc très faible, et largement inférieur aux gains économiques qu'il induit sur le dimensionnement du réseau.

Les analyses restituées dans les « Futurs énergétiques 2050 » reposent sur l'hypothèse que le taux d'écrêtement peut être porté au niveau que suggère l'analyse économique. Ceci n'est possible que dans un contexte où ce principe est bien accepté au niveau politique et traduit dans la réglementation. Des études plus approfondies, menées en concertation avec les acteurs, seront conduites dans le cadre de la préparation du prochain SDDR.

Figure 10.13 Impact du dimensionnement optimal sur les investissements sur les réseaux régionaux, scénario M23 (2020-2050)



10.2.4.5 Le développement de l'autoconsommation dans le scénario M1 conduit à des économies sur les réseaux de répartition, mais limitées

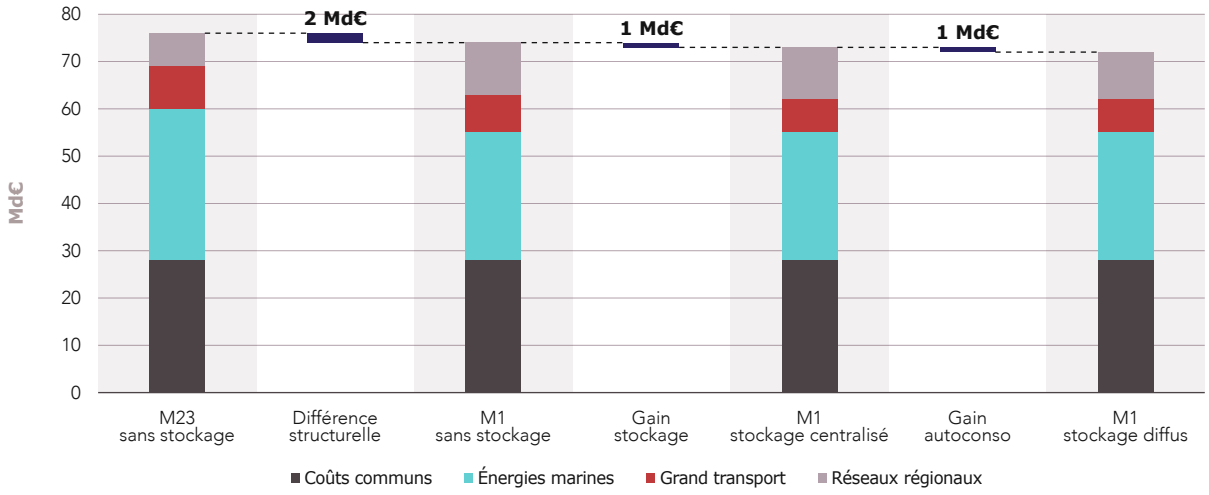
Le scénario M1 se distingue des autres scénarios à plusieurs titres.

D'une part, ce scénario est fondé sur un développement important de la production photovoltaïque et comporte une forte part d'installations en toiture. Ces installations ont un impact limité en termes de raccordement au réseau haute tension, contrairement aux grands parcs éoliens à terre et en mer par exemple. En revanche, le volume plus important de production photovoltaïque nécessite une quantité de renforcements supérieure à celle qui est projetée dans M23.

D'autre part, le scénario M1 intègre un développement poussé de l'autoconsommation et un possible déploiement de stockage diffus (petites batteries) directement chez les consommateurs. Cette perspective pourrait ainsi présenter un intérêt en matière de dimensionnement du réseau : si les batteries diffuses, réparties sur le territoire, sont activées lors des moments où les congestions sur le réseau sont les plus élevées (notamment lors des pics de production solaire), alors des économies sur l'adaptation du réseau peuvent être dégagées.

Une optimisation locale parfaite du positionnement des installations de stockage par batteries dans M1, par rapport à une logique purement centralisée, conduirait ainsi à une réduction modérée des besoins de renforcement (réseaux de grand transport et de répartition), de l'ordre de 10 %, soit environ 2 Md€ sur la période 2020-2050. Cette valeur correspond à l'écart de coût entre deux hypothèses extrêmes de localisation du stockage et constitue donc un majorant du bénéfice de l'autoconsommation avec stockage.

Figure 10.14 Impact du stockage sur les coûts de réseau – différence entre M1 et M23

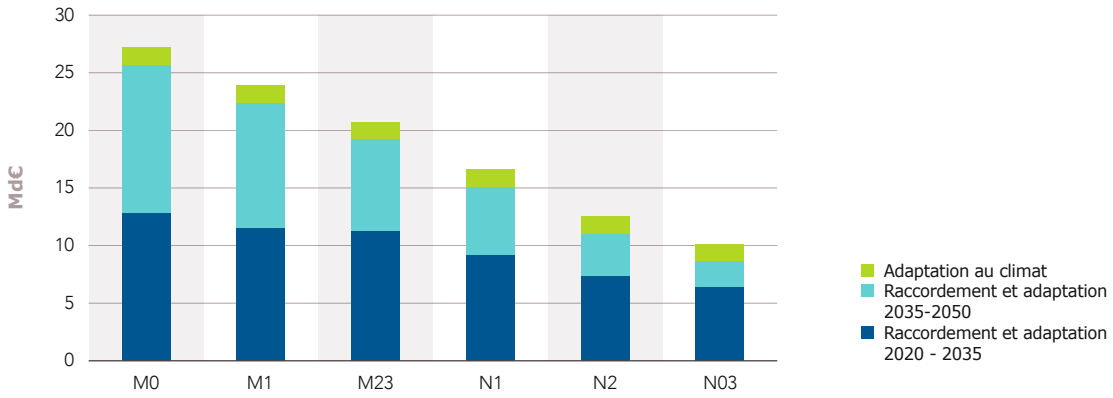


10.2.4.6 Des investissements très contrastés au-delà de 2035

Les investissements attendus sur les réseaux de répartition sont assez proches entre les divers scénarios à court-moyen terme (horizon 2030), les trajectoires d'évolution étant conformes ou proches de la PPE. Au-delà, les scénarios divergent fortement et entraînent une importante disparité de coûts d'un scénario à l'autre. **Les investissements nécessaires au raccordement des renouvelables et à l'adaptation du réseau varient d'un rapport 5 à 10 entre N03 et M0 sur la période 2035-2050.**

À ces coûts très contrastés s'ajoutent des termes supposés indépendants des scénarios, concernant le raccordement de consommateurs industriels et l'adaptation de certains ouvrages aériens au changement climatique *(voir partie 10.4.4)*.

Figure 10.15 Investissements sur le réseau régional de transport entre 2020 et 2050.



10.2.5 Les réseaux en mer : le raccordement des parcs éoliens en mer devient le premier poste d'investissements sur le réseau de transport dans tous les scénarios à l'exception de N03

10.2.5.1 Des parcs progressivement plus puissants et plus éloignés des côtes qui conduisent à déployer de nouvelles solutions de raccordement, mutualisées et à courant continu

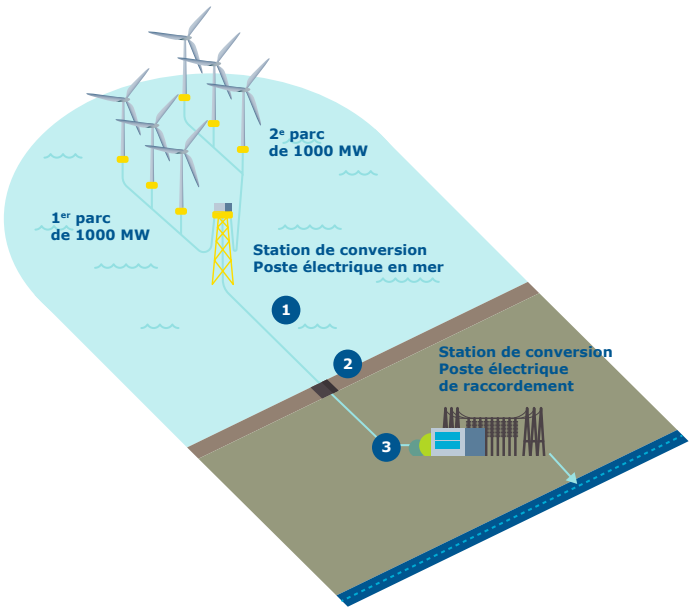
Tous les scénarios prévoient le développement de la production éolienne en mer. Ils nécessitent donc le raccordement de parcs de puissances importantes, à une distance des côtes qui tend à s'accroître par rapport aux premiers projets en vue de faciliter leur acceptabilité.

Les débats publics menés sur les différentes façades depuis 2019 pour les prochains appels d'offres mettent ainsi en évidence des demandes récurrentes d'éloigner les parcs des côtes, à des distances de plusieurs dizaines de kilomètres, afin de limiter les impacts sur l'environnement, la concurrence d'usages pour la pêche ou encore le tourisme et pour tenir compte des enjeux paysagers. Cet éloignement permet également de bénéficier de vents plus forts et stables.

Dans ce contexte, le recours à des solutions de raccordement en courant continu (HVDC) se justifie sur le plan économique et devrait donc s'imposer comme le standard en France à terme. Ce type de solution a déjà été utilisé pour les interconnexions et constitue la solution de raccordement envisagée par RTE pour le développement des parcs d'éoliennes en mer sur la façade normande à compter de l'AO 4 et de l'AO 8, qui prévoient des parcs d'une puissance importante situés loin des côtes. Il présente des caractéristiques technico-économiques différentes de celles mises en œuvre pour les premiers parcs à venir (raccordement en courant alternatif à 225 kV). À chaque extrémité de la liaison à courant continu, les stations de conversion représentent un coût fixe important. *A contrario,* les câbles sont moins chers et génèrent moins de pertes que ceux en courant alternatif. En outre, le recours à des liaisons à courant continu permet de réduire l'empreinte environnementale en mer, à l'atterrage et à terre du fait notamment de la réduction du nombre de câbles. À terre, ils évitent la construction de stations de compensation intermédiaire de l'énergie réactive, souvent nécessaires à proximité du littoral pour des câbles en courant alternatif (HVAC) de grande longueur.

Dans les scénarios considérés, la massification du développement de l'éolien en mer et les perspectives d'accroissement de la distance des parcs aux côtes conduisent donc à retenir comme hypothèse d'étude la généralisation d'un schéma de raccordement en HVDC de 525 kV, mutualisé à l'échelle de

Figure 10.16 Raccordement mutualisé 525 kV HVDC



plusieurs parcs (typiquement deux parcs d'environ 1 GW situés dans une même zone). Cette solution s'appliquerait pour les parcs éoliens en mer posés et flottants pour lesquels les distances aux côtes envisagées et les principales caractéristiques sont similaires.

Cette technologie émergente est aujourd'hui envisagée ailleurs en Europe, pour le raccordement de plusieurs projets de parcs en mer du Nord et en mer Baltique d'ici 2030. Elle semble, vu d'aujourd'hui, appelée à devenir un standard pour le raccordement de parcs éoliens en mer en Europe.

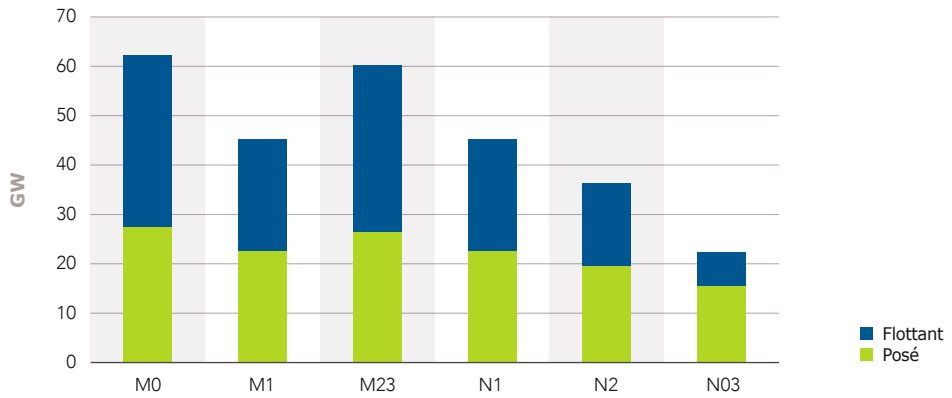
10.2.5.2 Les technologies de postes flottants faciliteraient le raccordement des parcs éoliens en mer flottants, même si elles n'apparaissent *a priori* pas indispensables dans les scénarios étudiés

Le développement de l'éolien en mer en France ne pourra pas suivre le même chemin que celui des pays riverains de la mer du Nord. En effet, les caractéristiques de profondeur au large de certaines côtes françaises conduisent à privilégier l'éolien flottant notamment sur les façades maritimes bretonnes et méditerranéennes (caractérisées par des profondeurs chutant rapidement au large des côtes).

À ce stade, la technologie des postes flottants n'est pas maîtrisée sur le plan industriel. Dans les «Futurs énergétiques 2050», tous les parcs envisagés à 2050, y compris les parcs flottants en Méditerranée ou en Bretagne, sont donc raccordés avec des postes électriques en mer qui seraient posés sur des fondations ancrées au fond marin par des pieux («Jacket»).

S'ils atteignent la maturité technologique, les postes flottants peuvent présenter plusieurs avantages : possibilité d'accéder à des profondeurs accrues, notamment pour s'éloigner des côtes sur les façades bretonne et atlantique (zones dont la profondeur dépasse 100 mètres), réduction potentielle du coût et de l'empreinte environnementale. Pour y parvenir, l'effort de R&D porte notamment sur le développement de câbles HVDC «dynamiques» capables d'accompagner les mouvements entre la plateforme par rapport au sol marin où ils sont posés.

Figure 10.17 Énergies marines – puissances raccordées par technologie (posé/flottant) en 2050 selon le scénario



2. La répartition proposée sur cette figure est indicative et basée sur un seuil de basculement posé/flottant à 50 mètres de profondeur. Une analyse de sensibilité a été menée considérant une évolution de ce seuil allant de 40 mètres (cas où l'éolien flottant deviendrait plus économique et/ou plus acceptable car avec un moindre impact environnemental) à 60 mètres (cas où l'éolien posé pourrait être installé jusqu'à 60 mètres sans remettre en cause l'équilibre technico-économique). La part de l'éolien flottant peut ainsi varier de 35 à 70 % selon les scénarios considérés.

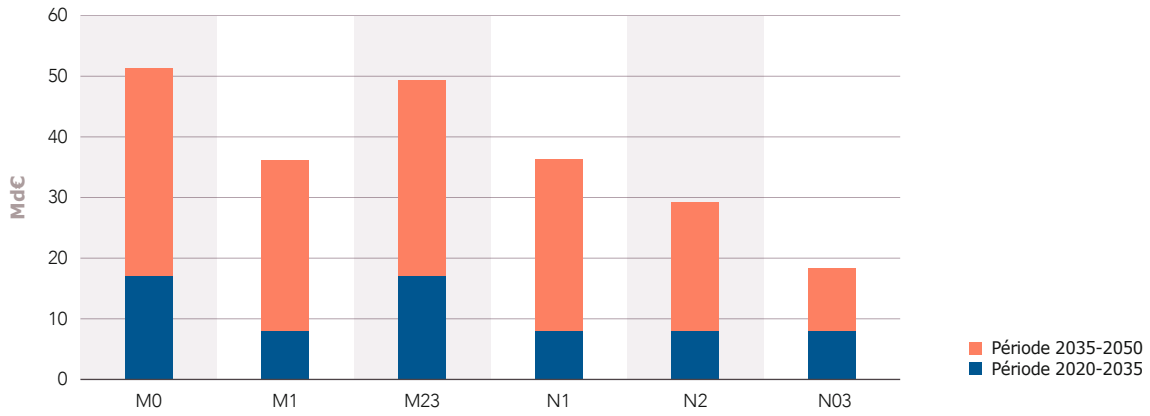
10.2.5.3 Des besoins d'investissements en forte hausse pour assurer le raccordement des parcs éoliens en mer

Les scénarios M nécessitent une accélération extrêmement forte du rythme de raccordement (entre 2 GW/an et 3 GW/an sur la période 2035-2050 contre moins d'un GW par an au rythme actuel). Cette accélération se traduit directement dans les dépenses d'investissement pour le raccordement : celles-ci atteignent ainsi de l'ordre de 2 Md€/an dans les scénarios M sur la période 2035-2050.

D'une façon générale, **les coûts de raccordement des énergies marines sont soumis à de fortes incertitudes, supérieures à celles rencontrées pour des types de réseaux plus conventionnels.** S'agissant de technologies émergentes, on ne peut exclure en particulier l'impact d'effets d'apprentissage ou d'améliorations technologiques (telles que les postes flottants) qui permettraient une baisse sensible des coûts. Inversement, les estimations réalisées dans le cadre actuel d'appels d'offres intègrent une provision pour risque qui n'a pas été prise en compte ici.

Globalement, les coûts de raccordement de l'éolien en mer apparaissent largement proportionnels à la puissance installée dans les différents scénarios – la distance aux côtes joue moins que pour un raccordement à courant alternatif (HVAC) car le principal poste de dépense concerne les stations de conversion en mer et à terre. Ils varient ainsi d'un facteur 3 entre le scénario N03 et le scénario M0.

Figure 10.18 Coût de raccordement des énergies marines

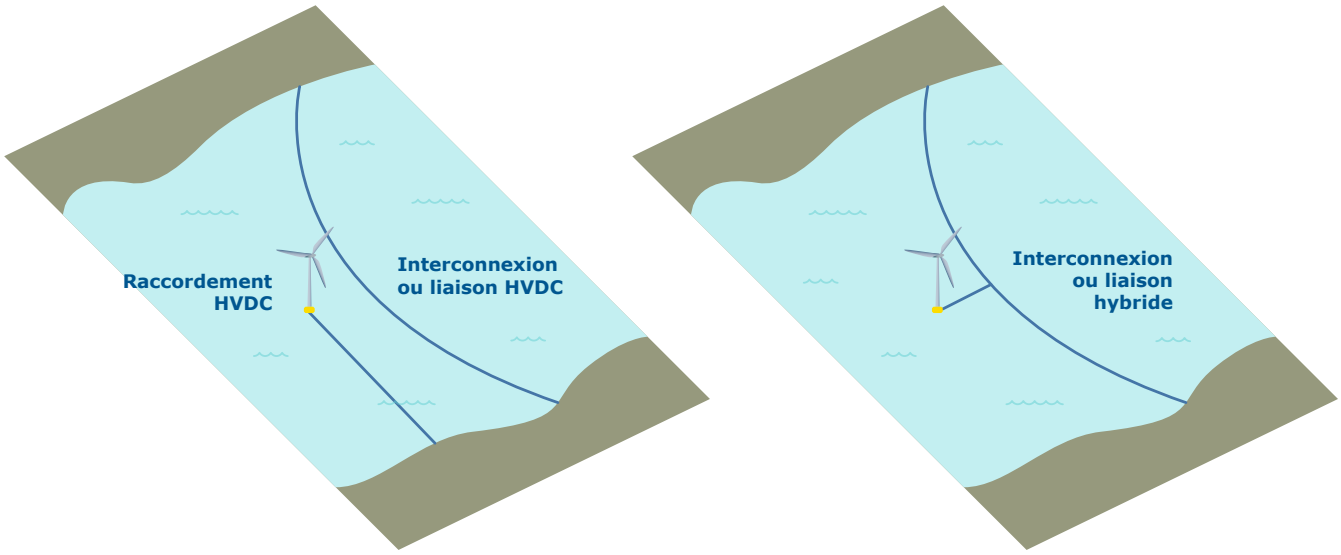


10.2.5.4 Des perspectives de mutualisation accrue avec d'autres infrastructures du réseau de transport comme les interconnexions (réseaux hybrides) pourraient permettre une optimisation plus large des coûts de réseau à long terme

Un projet hybride vise à mutualiser certaines infrastructures de réseau entre une liaison d'interconnexion ou de grand transport et le raccordement d'un parc éolien en mer. Ce type de projet peut se développer de façon optimale lorsque les besoins de raccordement et de liaison sous-marine sont simultanés. Il est toutefois possible de réaliser l'opération en plusieurs étapes sous réserve d'avoir au préalable opté pour des architectures de raccordement modulaires, anticipé certains coûts de matériels et de s'assurer de l'interopérabilité des équipements HVDC.

Au sein d'une liaison hybride, l'énergie évacuée d'un parc en mer peut entrer en compétition avec les besoins de transits internationaux ou interrégionaux et, dans certains cas, en réduire la valeur. La pertinence de la réalisation d'un tel projet nécessite donc une analyse au cas par cas pour apprécier le bilan entre les gains apportés par la mutualisation des infrastructures et l'impact sur les transits. Ce type d'analyse pourra être mené sur les futurs parcs lorsque la configuration géographique s'y prêtera.

Figure 10.19 Raccordement hybride d'un parc éolien sur une liaison sous-marine



10.2.6 Le renouvellement : un accroissement des besoins d'investissements pour remplacer les infrastructures les plus anciennes dans tous les scénarios

10.2.6.1 La pyramide des âges détermine au premier ordre les besoins de renouvellement du réseau

L'âge moyen du réseau de RTE est de l'ordre de 50 ans : les investissements de développement du réseau ont connu une forte croissance après-guerre et particulièrement dans les années 1970 et 1980. La problématique du vieillissement des ouvrages et de leur fin de vie, qui n'était pas une préoccupation centrale en matière de gestion d'actifs au début des années 2000, est donc devenue aujourd'hui une priorité, conduisant à un réexamen des pratiques et des trajectoires formalisé dans le SDDR de 2019.

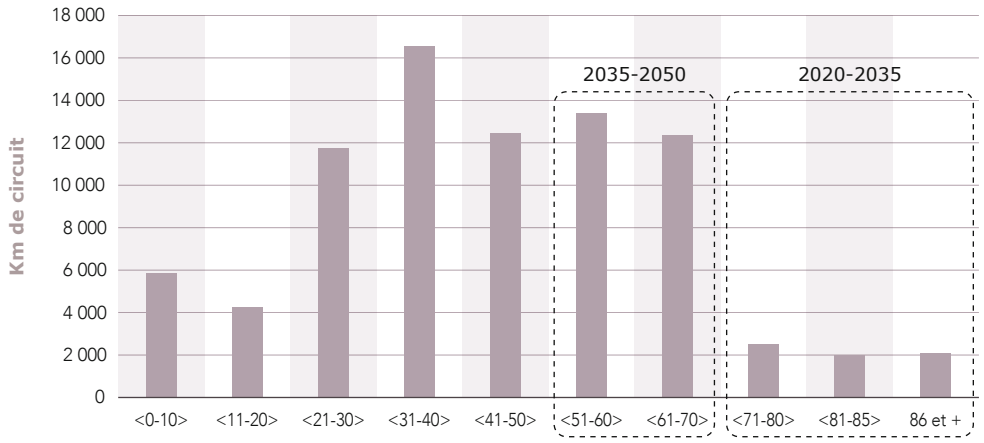
Plusieurs illustrations des enjeux du vieillissement peuvent être données en fonction des catégories d'équipements qui se retrouvent sur le réseau.

10.2.6.2 L'effort de renouvellement à partir de 2035 de lignes aériennes développées après la guerre nécessitera d'avoir traité certaines technologies critiques

L'âge moyen des ouvrages aériens est élevé. Les problématiques de vétusté se concentrent en particulier sur les supports treillis en acier noir qui affichent aujourd'hui un âge moyen de 65 ans et sur les câbles en aluminium-acier dont l'âge moyen est de 67 ans :

- Les dégradations importantes constatées sur les supports en acier noir en zone littorale ont conduit à des évolutions des méthodes de gestion des actifs : jusque-là concentré sur les conducteurs, le renouvellement intègre désormais un programme volontariste de remplacement et de maintenance des supports en zone de corrosivité forte.
- Les câbles Aluminium-Acier ont été installés massivement jusque dans les années 1970 : ils posent des problèmes de tenue mécanique et de résistance de l'acier au fur et à mesure de leur vieillissement.

Figure 10.20 Distribution des conducteurs par tranche d'âge en 2021 et période de renouvellement



La stratégie présentée dans le SDDR consiste à renouveler sur la période 2020-2035 les ouvrages du réseau ayant aujourd'hui plus de 70 ans. L'objectif pour RTE est de ne pas prendre de retard sur ce premier palier de renouvellement du réseau (qui correspond à peu près aux ouvrages construits avant 1950), de façon à pouvoir ensuite faire face à un second palier de renouvellement qui débutera à l'échéance 2035 et qui correspondra aux ouvrages aériens construits entre 1950 et 1970.

Il s'agira, sur ce second palier, de pouvoir renouveler le réseau aérien à un rythme annuel moyen de l'ordre de 1 200 km/an, soit le double du rythme prévu à l'horizon 2024 (600 km/an) et le quadruple du rythme historiquement réalisé par RTE (300 km/an).

10.2.6.3 Une forte inflexion sur les postes électriques, qui nécessitera une accélération progressive

Les besoins de renouvellement des postes électriques et de leurs équipements présentent une forte augmentation à l'horizon 2035, pour des raisons différentes des lignes aériennes. Deux exemples illustrent ce phénomène.

- **Les postes sous enveloppe métallique** (PSEM) sont des postes sources compacts isolés historiquement par du SF6. Leur durée de vie maximale est de l'ordre de 60 ans, voire moins dans des cas d'obsolescence des matériels. RTE a déployé un programme de renouvellement à l'horizon 2035 des équipements les plus critiques, combiné à un accroissement des actions de maintenance. Au-delà de cette échéance, un second palier de renouvellement apparaît, avec un doublement du rythme de renouvellement.

- La pyramide des âges des **transformateurs,** d'une durée de vie de l'ordre de 70 ans, montre également un accroissement des contraintes sur les années à venir, avec un pic de renouvellement qui arrive plus tôt, dès 2025.

Ces trajectoires de renouvellement seront réexaminées dans le cadre du prochain SDDR.

Figure 10.21 Échéance du besoin de reconstruction des PSEM en visant une durée de vie maximum de 60 ans

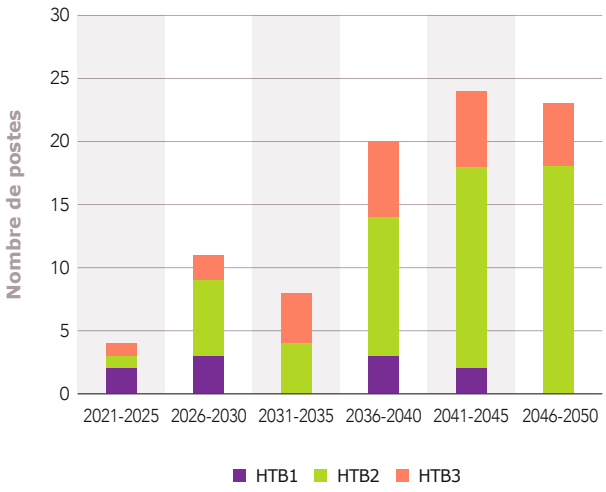
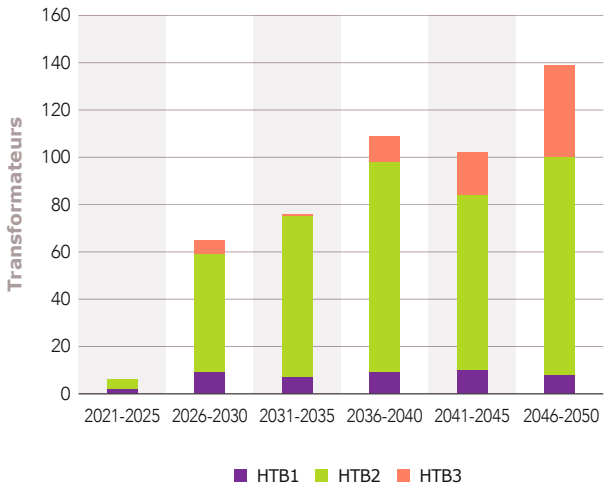


Figure 10.22 Projection du besoin de renouvellement des transformateurs



10.2.6.4 Des actions ont été engagées pour lisser au mieux les dépenses de renouvellement du réseau

Accroître les actions de maintenance des ouvrages permet de prolonger leur durée de vie. À court terme, il s'agit donc d'une des actions prioritaires pour éviter un pic de renouvellement dans les années à venir. Elle passe par des opérations ciblées selon les types d'ouvrages et leur environnement : peinture des supports de lignes et infrastructures de postes, réhabilitation à mi-vie des transformateurs etc.

Les méthodes de gestion des actifs permettent d'identifier les synergies avec les besoins d'adaptation et de limiter le renouvellement au strict nécessaire. Dans le cadre de ses processus industriels, RTE approche systématiquement les besoins de renouvellement à un périmètre régional, en les confrontant aux besoins prospectifs de raccordement et d'adaptation du réseau. Cette approche permet de mutualiser les investissements et conduit parfois à restructurer les schémas de desserte sur une zone géographique. L'accroissement conjoint des besoins de renouvellement et de renforcement dans certains scénarios permet d'envisager une plus grande synergie entre les deux types d'investissements à l'horizon 2050.

Enfin, le développement de la supervision des actifs permet d'optimiser leur durée de vie en ciblant les actions sur les matériels qui le nécessitent le plus. La collecte d'informations, via des capteurs ou des drones améliore la connaissance de l'état de santé des infrastructures. Le traitement automatisé de ces données par un système de supervision des actifs vise à anticiper les avaries et améliorer la performance de l'exploitation du réseau, connaître l'« âge réel » des composants, optimiser leur durée d'exploitation et rationaliser les actions d'entretien par un meilleur suivi de l'état de santé des actifs.

10.2.6.5 Un besoin industriel d'adopter des trajectoires de renouvellement anticipées pour 2020-2035 et 2035-2050

Les trajectoires de renouvellement sont en cours d'ajustement en vue de la révision prochaine du SDDR. À ce stade et dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 », une première évaluation a été réalisée sur la base des pyramides des âges présentées précédemment.

Les besoins d'investissements sont bien organisés autour de deux paliers distincts.

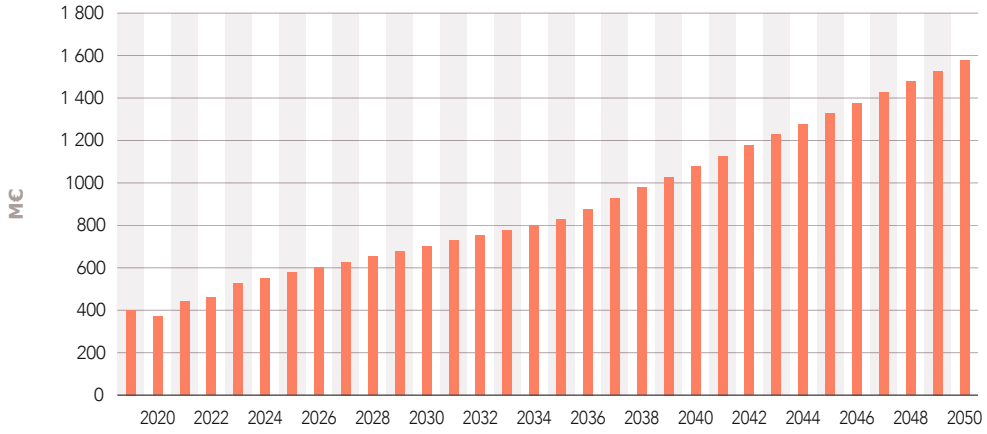
Le premier palier d'investissements, caractéristique de la période 2020-2035, doit être atteint dès les prochaines années. Il conduit à un montant d'investissements de renouvellement estimé dans une fourchette de l'ordre de 8 à 11 Mds€ (soit une moyenne de 650 M€ par an contre 400 M€ par an avant 2020). Ce montant est en légère augmentation par rapport aux prévisions du SDDR pour tenir compte d'une révision à la hausse des besoins dans les équipes opérationnelles et pour mieux lisser les investissements prévus dans le domaine des liaisons.

Un second palier d'investissements se profile à partir de 2035, avec un doublement des montants de renouvellement. Ceux-ci devraient totaliser 20 Mds€, soit une moyenne de l'ordre de 1,3 Mds€/an.

Les incertitudes sur ces montants demeurent à ce stade élevées et comprises dans une fourchette de l'ordre de 20 %. Selon l'ampleur des restructurations du réseau, les besoins de renouvellement pourraient être revus à la baisse. Des travaux sur l'optimisation entre politiques techniques, notamment sur le domaine poste, pourraient également apporter des gains. À l'inverse, des incertitudes à la hausse pourraient intervenir sur les coûts, l'hypothèse sous-jacente étant celle d'un renouvellement à l'identique en aérien.

Quelle que soit l'ampleur *in fine* de cette incertitude, il n'en demeure pas moins qu'un accroissement conséquent des investissements de renouvellement apparaît indispensable. Ses conséquences

Figure 10.23 Projection des dépenses de renouvellement 2019-2050



devront être appréciées, en matière d'adaptation de l'outil industriel chez RTE et ses prestataires, à la fois dans le domaine des travaux et de la fabrication de composants.

Cet enjeu industriel conduira RTE à proposer de lisser le plus possible les montants annuels d'investissements. Une des trajectoires possibles est esquissée pour la première fois dans les «Futurs énergétiques 2050», intégrant une évolution annuelle à la hausse des investissements de l'ordre de +25 M€/an sur 2020-2035 et de +50 M€/an sur la période 2035-2050.

10.2.7 Dans l'ensemble, une augmentation significative des investissements et des coûts du réseau de transport

10.2.7.1 Dans tous les scénarios, les besoins d'investissements s'accroissent au-delà de 2035

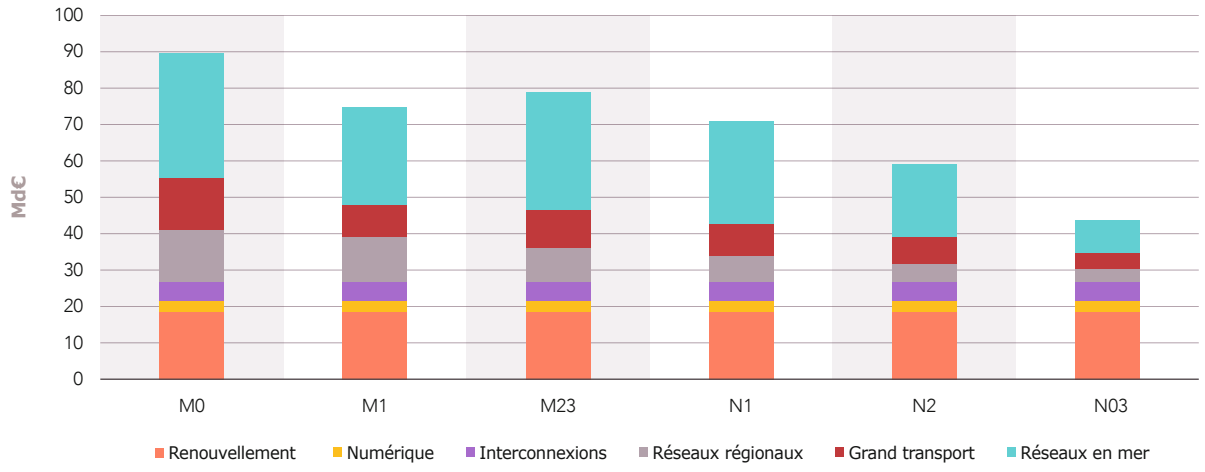
L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 suppose, quel que soit le scénario envisagé, une augmentation des investissements sur le réseau de transport à partir de 2035 par rapport à la période 2020-2035.

Le montant des investissements est d'autant plus élevé que la part d'énergies renouvelables est importante. Ce résultat découle de la combinaison de plusieurs facteurs : le déplacement de la production (notamment vers l'ouest), les besoins de raccordement et de renforcement sur les réseaux régionaux, et l'importance des dépenses prévisionnelles pour raccorder l'éolien en mer.

À l'inverse, les scénarios reposant sur une relance de la production nucléaire présentent un coût de réseau d'autant plus réduit que la localisation et le type de production sont proches de la situation actuelle.

Dans tous les cas de figure, les besoins à 2050 intègrent un socle d'investissements important pour le renouvellement. Ceux-ci représentent près de la moitié des investissements dans le cas du scénario N03 et, d'une façon générale, un volume d'investissement supérieur à celui nécessaire pour l'adaptation des réseaux régionaux ou du réseau de grand transport.

Figure 10.24 Besoins d'investissements totaux sur le réseau de transport d'électricité, sur la période 2035-2050



10.2.7.2 Le coût de réalisation des ouvrages de transport dépend de leur acceptation par les parties prenantes

L'importance que revêt le développement des infrastructures de réseau pour réaliser les scénarios de neutralité carbone a été soulignée à plusieurs reprises dans ce rapport. Or le coût des réseaux dépend de l'acceptation collective des infrastructures de réseau, notamment pour ce qui concerne les réseaux aériens.

Les évaluations présentées plus haut reposent sur l'hypothèse d'une bonne acceptation par la société d'infrastructures tant de production que de réseau. Elles se situent dans le prolongement du SDDR de 2019 sur plusieurs points, en faisant l'hypothèse que les réseaux HTB1 sont réalisés en totalité en souterrain, que les réseaux HTB2 sont réalisés pour l'essentiel en aérien et que le réseau de grand transport est pour l'essentiel constitué de lignes aériennes 400kV, à concurrence du doublement d'une ligne existante.

Une moindre acceptation des ouvrages par les riverains conduirait à un recours accru aux technologies souterraines en 225 kV et à une moindre utilisation du 400 kV au profit de liaisons HVDC supplémentaires. À titre d'illustration, le recours systématique au souterrain en 225 kV et l'ajout de 3 liaisons HVDC permettant d'éviter de doubler des lignes 400 kV augmenteraient les investissements du scénario M23 d'environ 8 Md€.

10.3 Réseau de distribution : des coûts d'adaptation qui pourraient aller du simple au double suivant les scénarios

10.3.1 Des projections sur le coût d'adaptation du réseau de distribution à l'horizon 2050 intégrées à l'étude, sur la base d'évaluations réalisées par Enedis

Cette partie est consacrée aux coûts relatifs au réseau public de distribution des six scénarios de référence M0, M1, M23, N1, N2, N03. Elle a été établie par Enedis qui gère le réseau public de distribution (RPD) sur 95 % du territoire français métropolitain. Elle s'inscrit dans la continuité du rapport Enedis *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050* paru en avril 2021.

Il ne s'agit pas d'une prévision des coûts futurs d'Enedis, encore moins d'une trajectoire d'investissements mais bien d'une contribution aux travaux de prospective pilotés par RTE pour éclairer les décisions de politique énergétique de long terme. Il ne s'agit pas non plus du « plan de développement de réseau », requis par le code de l'énergie (article L322-11 ajouté au code de l'énergie par l'ordonnance du 3 mars 2021 dans le cadre de la transposition du Clean Energy Package).

Enfin, cette partie concerne la part du RPD gérée par Enedis, et non pas le RPD dans son ensemble (avec les entreprises locales de distribution). Elle donne les ordres de grandeur recherchés pour caractériser et comparer les différents scénarios.

En 2020, la part du RPD gérée par Enedis achemine vers les clients 72 % de l'électricité consommée en France[3], et collecte 87 %[4] de l'électricité produite à partir des installations éoliennes et solaires. De même en 2050, suivant les scénarios étudiés, le réseau de distribution sera mis à contribution de manière importante, et les coûts d'adaptation sont calculés en conséquence.

10.3.2 Une méthodologie spécifique pour évaluer les coûts du réseau de distribution dans les différents scénarios

10.3.2.1 Une déclinaison territoriale précise des scénarios de mix électrique, partagée entre RTE et Enedis

Une partie importante des nouvelles installations de consommation et de production attendues d'ici 2050, décrites au chapitre 5.2, seront raccordées au RPD. RTE et Enedis ont fixé ensemble les hypothèses permettant de les répartir sur les réseaux de transport et de distribution.

En matière de consommation, la valeur de la consommation retenue pour le RPD géré par Enedis pour chacun des six scénarios est de 420 TWh à l'horizon 2050. Cette valeur est cohérente avec les 645 TWh à l'échelle nationale, hypothèse étant faite dans ce rapport qu'une partie de la croissance de la consommation porte sur l'industrie raccordée au réseau de transport et que les moyens de production d'hydrogène en partie destinés à décarboner l'industrie (environ 50 TWh) seraient essentiellement connectés sur le RPT.

3. Comparaison des bilans de consommation d'électricité en 2019 tirés des bilans électriques 2020 respectifs d'Enedis (331 TWh) et de RTE (460 TWh)
4. Comparaison des bilans de production d'électricité éolienne et photovoltaïque en 2019 tirés des bilans électriques 2020 respectifs d'Enedis (45 TWh) et de RTE (52 TWh)

La répartition de cette consommation entre les usages et dans les territoires est modélisée grâce à une multitude de déterminants locaux (démographie, consommation historique locale, logement, activité économique, météorologie, développement de la mobilité électrique, présence de réseau de gaz naturel, etc.) et nationaux (dynamique des rénovations dans le parc résidentiel, efficacité énergétique des équipements, sobriété, évolution des profils de consommation, modes de chauffage, etc.). Elle permet de prendre en compte les spécificités locales, de la répartir sur le réseau de distribution, et de simuler des courbes de charge horaire.

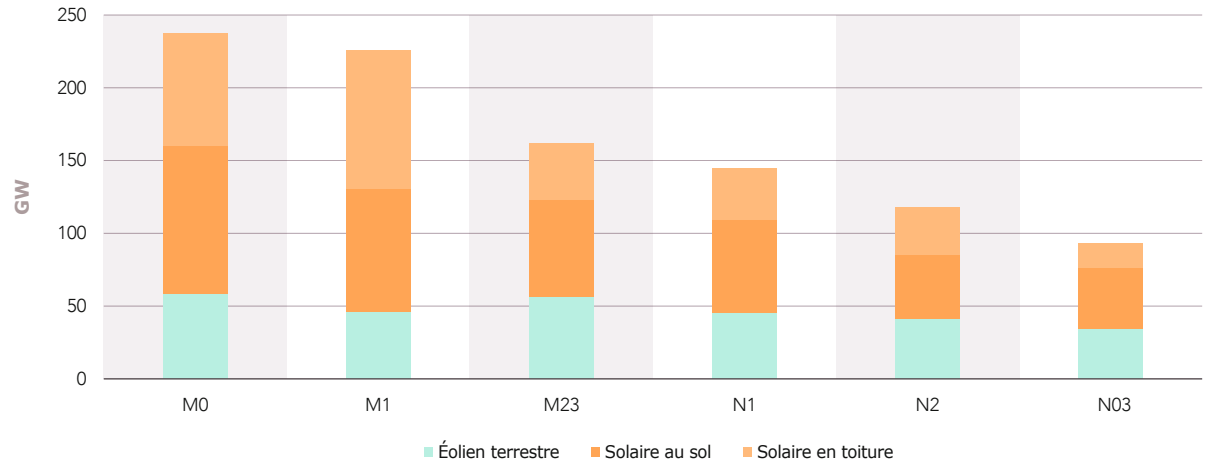
Quant à la part de la production raccordée au réseau de distribution géré par Enedis, elle est variable suivant les types de filière, les territoires et les scénarios.

Compte tenu des puissances en jeu, la répartition de la production renouvelable selon les différents niveaux de tension suppose que l'éolien en mer est entièrement connecté au réseau de transport, et que le photovoltaïque sur toitures est entièrement connecté au réseau de distribution.

Pour les installations éoliennes et photovoltaïques au sol, la répartition entre RPT et RPD se fait à l'échelle départementale et tient compte de l'historique de développement. En moyenne à l'échelle nationale, la proportion des capacités de production raccordées au réseau public de distribution géré par Enedis en 2050 est de 78 % pour l'éolien terrestre et 85 % pour le photovoltaïque. Ces valeurs sont un peu inférieures à la proportion constatée actuellement : 86 % pour l'éolien et 88 % pour le photovoltaïque. On suppose en effet que la croissance continue du secteur pourrait entrainer la multiplication d'installations de grande taille directement connectées au réseau de transport.

À l'échelle nationale, il en résulte que la totalité des capacités de production raccordées au périmètre Enedis varie entre 93 et 237 GW selon les scénarios.

Figure 10.25 Production renouvelable raccordée au RPD géré par Enedis en 2050



5. Comparaison des capacités de production éolienne et photovoltaïque en 2019 tirés des *Bilans Électriques 2020* respectifs d'Enedis (9 GW de photovoltaïque et 15 GW d'éolien) et de RTE (10 GW de photovoltaïque et 18 GW d'éolien)

10.3.2.2 Des raccordements de nouveaux clients et des renforcements associés qui seront nécessaires dans les différents scénarios

Éléments descriptifs du RPD

Le RPD géré par Enedis est constitué de 2 325 postes de transformation[6] («postes sources»), connectés au réseau de transport, et du réseau électrique situé entre ces postes sources et les points de consommation (logements, magasins, usines, bureaux, bornes de charge de véhicule électrique, etc.) ou de production (éoliennes, photovoltaïque, etc.).

En sortie des postes sources, le réseau public de distribution est au niveau de tension HTA (moyenne tension), compris entre 10 000 et 20 000 Volts ce qui permet d'acheminer de grandes quantités d'énergie vers les utilisateurs. Des postes de transformation intermédiaires permettent d'abaisser le voltage à 230 ou 400 Volts. C'est la basse tension (BT), qui est la tension d'utilisation des appareils les plus courants (éclairage, électroménager…), de façon à satisfaire tous les besoins des utilisateurs.

Suivant leurs caractéristiques, les points de consommation ou production sont connectés sur la

Figure 10.26 Exemples schématiques de configurations de réseau de distribution : urbain dense et rural

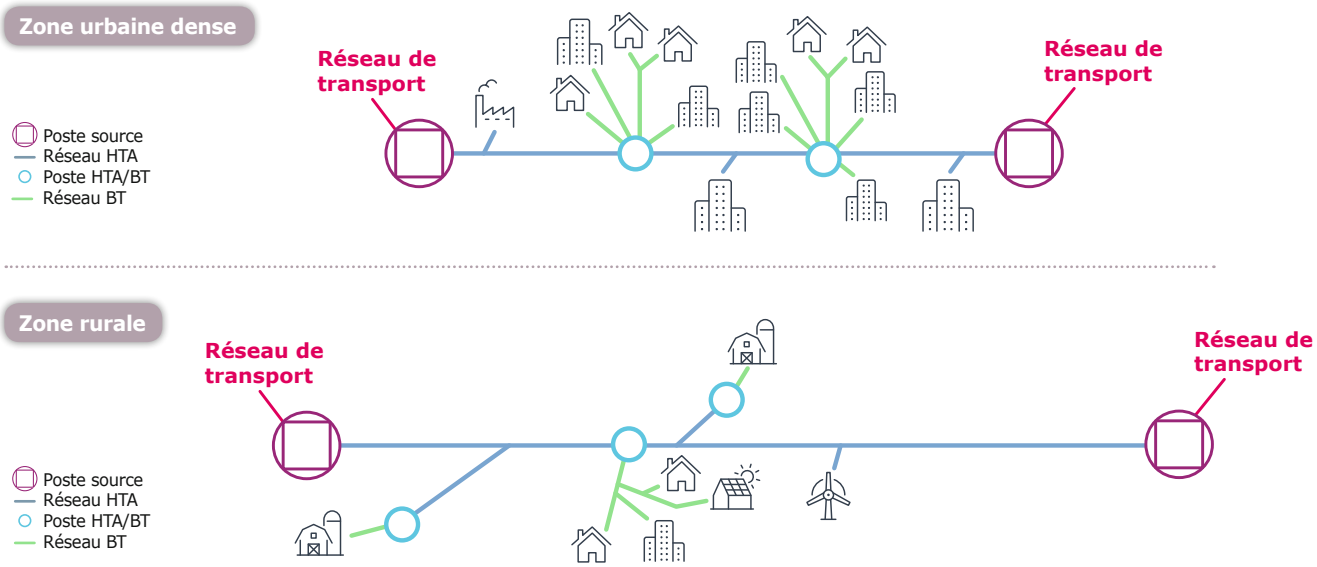
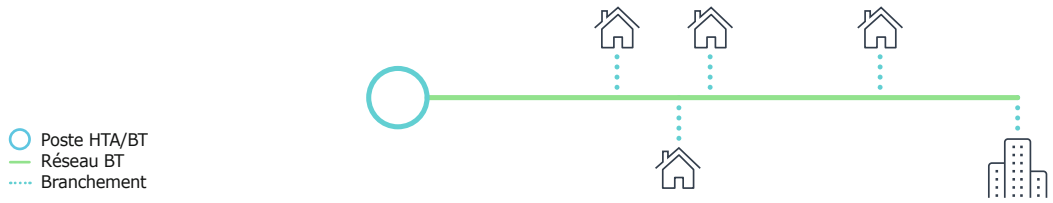


Figure 10.27 Exemple schématique de configuration d'un réseau basse tension



6. Chiffre à fin 2020.

partie HTA ou BT du réseau. En basse tension, une installation est raccordée au RPD via un branchement individuel ou collectif, comme illustré sur le schéma ci-dessous.

Pour des installations avec des puissances plus conséquentes, un raccordement directement sur le réseau en moyenne tension (HTA) est nécessaire sous la forme d'un poste de transformation dédié au client.

Adaptation du réseau

Suivant la puissance demandée par le client ou le producteur, des travaux de renforcement ou de création de réseau peuvent s'avérer nécessaires pour alimenter la nouvelle installation et maintenir le niveau de fiabilité du réseau assuré par Enedis.

Exemple illustratif sur le réseau BT (un raisonnement analogue peut être appliqué pour le réseau HTA):

Suivant le volume supplémentaire (augmentation de puissance, nouvelles installations, …), des travaux seront nécessaires sur le réseau. Dans le cas n°1 illustré sur la figure ci-dessous, le réseau BT (en vert) nécessite un renforcement. Dans le cas n°2, le volume supplémentaire ne peut être accueilli sur la ligne BT existante, un départ BT supplémentaire est donc nécessaire. Dans le cas n°3, le volume à raccorder est tel que le transformateur HTA/BT existant n'est pas en mesure de l'accueillir, un nouveau transformateur HTA/BT est donc nécessaire.

De manière générale, l'impact de la croissance de la consommation et celle de la production connectée au RPD conduit à des efforts d'investissements différents suivant la densité d'équipement des territoires. À titre d'illustration, en zone urbaine dense, la croissance de la consommation sera le plus souvent prépondérante par rapport à celle de la production décentralisée, et donc souvent à l'origine des renforcements de réseau. À l'inverse, en zone peu dense, le potentiel d'installation de production est en général plus fort et se révèle souvent déterminant dans le besoin de renforcement. De plus, pour une même nouvelle installation connectée, les équipements nécessaires sont différents dans des zones ou le réseau est peu dense, et dans celles ou le réseau est plus dense.

Ainsi, la localisation géographique des installations (en consommation ou en production) a un impact dans le dimensionnement du réseau.

Figure 10.28 Impact sur le réseau basse tension suivant la demande des clients en injection ou/et soutirage

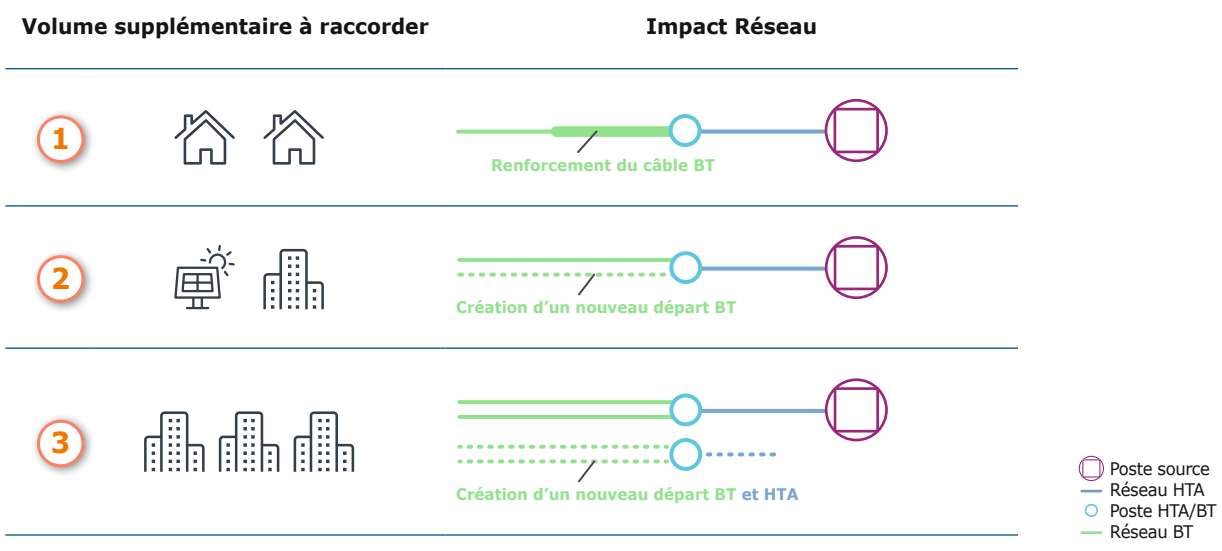
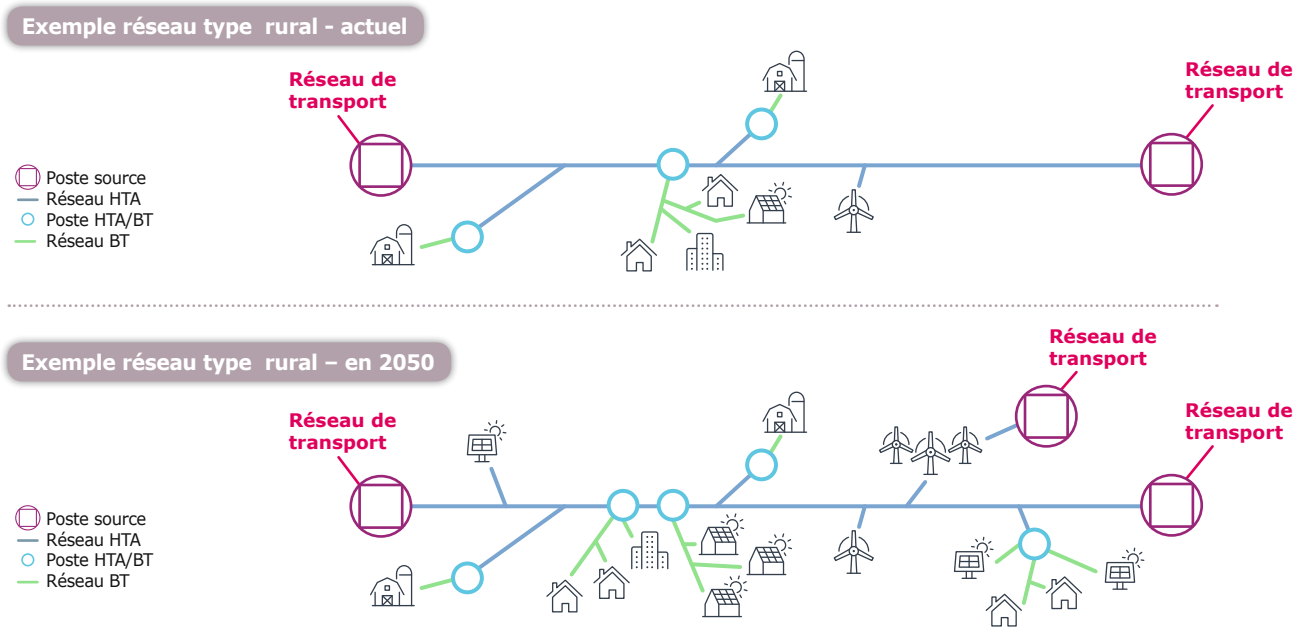


Figure 10.29 Exemples schématiques de réseaux de distribution en 2050



Par ailleurs, outre la configuration initiale du réseau, la création de nouveaux ouvrages réseaux (ou le renforcement d'ouvrages existants) va varier suivant la puissance unitaire des projets et leur concentration locale, comme le montre l'exemple illustratif ci-après.

Si la production est très concentrée localement, elle va nécessiter des travaux conséquents au niveau du réseau sur la zone concernée. *A contrario*, si la production est répartie de façon homogène avec des puissances unitaires faibles, l'impact réseau sera plus mesuré.

Exemple illustratif (en basse tension) :

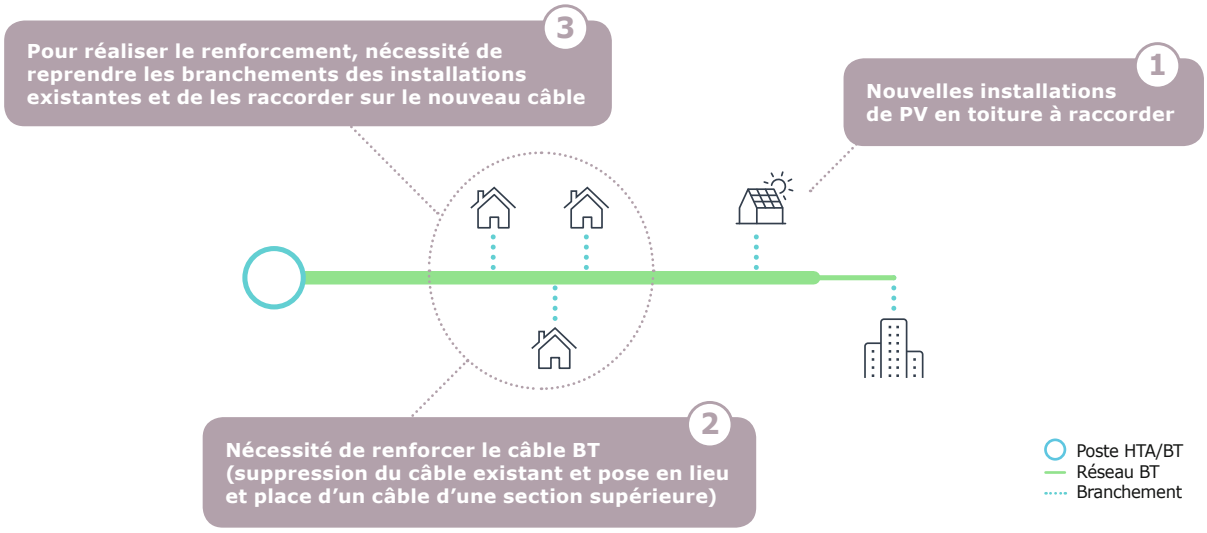
1. Un client souhaite recouvrir l'ensemble de sa toiture de panneaux photovoltaïques. Dans l'exemple, la production des panneaux est supérieure à la consommation de l'installation existante qui a servi initialement à dimensionner le réseau.
2. Le réseau BT desservant l'installation n'est pas en capacité d'accueillir ce supplément de production, le réseau BT doit être renforcé (il est également possible suivant les configurations de créer un nouveau départ BT).
3. Des maisons sont déjà raccordées sur ce réseau BT : lors du changement du câble, il est donc nécessaire de reprendre les branchements des maisons existantes pour les raccorder sur le nouveau câble.

Le coût des travaux réseaux (et l'impact auprès des clients desservis) ne se limite ainsi pas au simple branchement de l'habitation installant des panneaux photovoltaïques.

Si sur le même principe, des panneaux photovoltaïques sont rajoutés sur l'ensemble des toitures des installations raccordées sur ce câble BT, il sera non seulement nécessaire de créer de nouveaux réseaux BT mais également de nouveaux ouvrages HTA. Dans certaines zones du sud de la France, ces cas de figure sont déjà actuellement rencontrés et des travaux sont nécessaires au niveau des postes sources et même du réseau de transport.

Des optimisations sont mises en place par Enedis avec les clients producteurs pour limiter les besoins de renforcement du réseau à l'occasion

Figure 10.30 Exemple d'impact sur le réseau d'un raccordement photovoltaïque en basse tension



d'une nouvelle installation de production, par le biais notamment d'écrêtements ciblés de la production. Elles portent sur les offres de raccordement pour un client donné, ou sur l'évolution d'un poste source. Le recours à ces leviers de flexibilité devrait permettre d'éviter quelques centaines de millions d'euros d'investissements sur le RPD pour les 15 ans qui viennent, ce qui est une valeur modérée au regard des investissements sur la période (cf. 10.2.4), ceci sans préjuger des gains sur le réseau de transport . De plus, dans les scénarios à 2050 étudiés, pour lesquels la croissance des EnR est continue, une optimisation d'investissements de cette nature se traduit par un décalage du renforcement dans le temps. Aussi, sans remettre en cause l'intérêt de ces optimisations qui vont encore se développer, elles ne changent pas les ordres de grandeur des coûts estimés au périmètre d'Enedis.

Dans la suite du document, les coûts qualifiés de « coûts d'adaptation du RPD » sont constitués des coûts des branchements et extensions de réseau sur la BT d'une part, et des coûts de raccordement sur la HTA et l'ensemble des renforcements nécessaires sur la BT et la HTA.

10.3.2.3 Une évaluation des coûts d'adaptation du réseau de distribution

Coûts d'adaptation du RPD hors branchements BT

Comme indiqué précédemment, la croissance des usages et de la production d'électricité conduit le RPD à se renforcer progressivement pour continuer d'offrir une qualité de service au meilleur prix.

Aussi, la quantité des ouvrages qui constituent le RPD est directement liée aux nombres et aux types de clients connectés sur le réseau, et aux spécificités du territoire (topographie, densité d'habitations, types d'activités…). Par une approche économétrique, s'appuyant notamment sur l'estimation du nombre de points raccordés et aux courbes de charge de ceux-ci, cette relation peut se traduire sous forme de fonction mathématique.

Les coûts d'adaptation du RPD entre 2050 et 2020 sont calculés comme la différence entre la valeur des ouvrages du réseau en 2050 et celle en 2020.

En estimant en 2050 des variables clés observables que sont le nombre de clients, le niveau et le profil de consommation nette, la puissance souscrite ou encore la densité de réseau, et en utilisant la fonction mathématique donnant la valeur du réseau correspondante, il est possible d'estimer la valeur du réseau en 2050.

Cette approche est aussi celle utilisée dans le rapport Enedis *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050* paru en avril 2021. Depuis lors, des approfondissements ont permis d'affiner la modélisation pour appréhender les évolutions à l'échelle de chacun des postes sources du réseau.

Bien qu'une estimation prospective de la quantité d'ouvrages du réseau alimenté par chaque poste source puisse être mathématiquement déterminée, l'approche économétrique employée ne nous permet pas une interprétation individuelle. Seule une analyse globale permet d'obtenir une estimation interprétable de la variation de la quantité d'ouvrages. Pour cette raison, les coûts d'adaptation du RPD sont présentés pour chaque scénario à l'échelle nationale.

Par ailleurs, comme cela a été développé au chapitre 7, des besoins additionnels d'installations pour satisfaire l'équilibre offre-demande national sont nécessaires dans l'ensemble des scénarios et d'autant plus dans les scénarios atteignant 100 % d'énergies renouvelables. Les analyses menées ici supposent une contribution du réseau public de distribution réputée nulle l'ensemble (stockage, électrolyseurs, thermique décarboné…) étant supposé raccordé au RPT, dans les modélisations présentées plus haut dans ce chapitre

Enfin le modèle génère de l'incertitude lorsqu'il est utilisé à des horizons lointains à 2050. En effet, il établit des corrélations fondées sur le réseau dans son état actuel et en prenant en compte les tendances récentes de la consommation et de la production. Il n'intègre pas des adaptations notables de la structure du réseau et du rapport local entre consommation et production qui pourraient apparaître à long terme (comme illustré dans l'exemple ci-dessus).

Il donne une valeur à une date donnée et ne délivre pas de trajectoire (il atténue les effets de l'incrémentation des nouvelles installations raccordées sur le réseau).

Cas spécifique des branchements sur le réseau BT

Branchements consommateurs

Le rythme annuel de raccordement des branchements « consommateurs » est lié à la fois à la dynamique d'urbanisme en France (raccordement de constructions neuves) et aux rénovations d'habitats existants (toutes les rénovations n'impliquant pas une reprise de l'installation électrique). Ce rythme est globalement constant, voire en légère augmentation depuis quelques années.

Pour cette raison, le coût annuel des branchements « consommateurs » a été maintenu constant d'ici à 2050.

Branchements producteurs

Le rythme des branchements producteurs dépend des scénarios.

Pour en chiffrer le montant, il est pris en compte que dans certains des cas où l'installation de production s'intègre à une installation déjà branchée sur le réseau (comme des panneaux solaires sur un toit), il n'y a pas de travaux à engager sur le réseau. Par exemple, dans le cas d'une maison qui dispose d'une puissance souscrite de 9kW, l'installation de panneaux solaires d'une puissance de 4 kW ne devrait pas nécessiter de travaux réseaux. L'évacuation de la production pourra se faire avec le branchement existant.

Sur ce point, l'hypothèse conventionnelle retenue est qu'une reprise de branchement est nécessaire dans 30 % des cas où est raccordée une installation de production de moins de 36 kVA[7]. Ce ratio correspond à une tendance observée actuellement.

7. Le nombre d'installations considéré est quant à lui est déterminé sur la base des capacités de production (inf. 36 kVA) en considérant une taille moyenne d'installation d'environ 4 kWc.

10.3.2.4 D'autres coûts relatifs au RPD pris en compte dans l'analyse

Investissements hors adaptation

Outre les investissements nécessaires pour le raccordement de nouvelles installations, le distributeur investit également afin de renouveler certains composants du réseau, afin de moderniser les équipements le nécessitant, ou encore afin d'adapter le réseau aux conditions climatiques évolutives (enfouissement des lignes aériennes…). **Dans la suite de cette partie, ces investissements seront désignés par investissements hors adaptation.**

Sur la période de temps considérée, un socle d'investissements hors adaptation sera commun aux six scénarios. C'est le cas par exemple des investissements associés au renouvellement de réseaux qui arriveront en fin de vie dans quelques années.

En plus de ce socle, des différences pourront également être observées suivant l'intensité et la répartition des flux transitant sur le réseau, et leur optimisation en exploitation. Une infrastructure très sollicitée nécessitera potentiellement un renouvellement plus rapproché qu'une infrastructure moins contrainte. La politique de maintenance joue également suivant qu'elle est plus ou moins préventive et curative.

Dans ce rapport prospectif qui vise à la comparaison entre les scénarios, une valeur commune aux six scénarios est retenue pour les investissements de modernisation et de renouvellement du réseau sur la période de 2020 à 2050. De 2020 à 2035, les investissements hors adaptation seront basés sur la trajectoire prévue actuellement par Enedis (montants compris entre 1,9 Md€/an et 2,1 Md€/an). Dans le calcul, la valeur d'investissements hors adaptation en 2035 est ensuite conservée identique par convention jusqu'en 2050. **Cette valeur n'est toutefois pas représentative d'une étude de l'évolution de ces coûts sur la période.**

Coûts d'exploitation (OPEX)

Les OPEX sont les dépenses de fonctionnement et d'entretien comme les achats de fourniture, l'élagage, le dépannage, les redevances, les remises d'ouvrages … Ces dépenses sont pour partie dépendantes des scénarios. En effet, les scénarios conduisant à une sollicitation accrue du réseau auront logiquement un impact plus conséquent sur l'évolution de ces OPEX (achat accru de matériels, davantage de zones à élaguer/entretenir, augmentation du volume d'automates nécessaires pour piloter le réseau à distance…). Les OPEX évoluent en fonction des actifs construits.

L'hypothèse retenue, commune aux six scénarios, est de faire évoluer les OPEX de façon proportionnelle aux investissements liés aux coûts d'adaptation.

10.3.2.5 Deux types d'indicateurs économiques présentés en vue d'alimenter l'analyse économique des scénarios

Les coûts complets à horizon 2050 sont représentés sous deux angles :

- **Besoins d'investissements moyen annuel sur la période 2020-2050 (en Md€/an en moyenne sur la période) :** cette représentation traduit la moyenne des investissements réseaux sur la période 2020-2050. Ces investissements réseaux incluent les investissements hors adaptation, conservés identiques aux six scénarios par choix méthodologique et les investissements adaptation. Les montants sont exprimés en euros constants 2020.
- **Charges totales annualisées (en Md€/an à un horizon donné) :** cette représentation retranscrit les différentes charges de capital (adaptation, hors adaptation…) et d'exploitation en 2050. En reprenant les hypothèses conventionnelles centrales retenues pour le système électrique, le taux d'annuité retenu est un taux réel de 4% par an sur 40 ans. Par choix méthodologique en cohérence avec les besoins de l'exercice, l'évolution des charges de capital de l'existant est conservée identique pour les 6 scénarios. Les charges de capital de l'existant sont calculées en reprenant le taux réel (4%) et la durée (40 ans) utilisés pour l'étude.

10.3.3 Estimations des coûts d'adaptation nécessaires par scénario pour Enedis

En s'appuyant sur les principes présentés précédemment, les investissements cumulés sur la période 2020-2050 sont estimés entre 4,1 et 6,3 milliards d'euros par an (hors programme Linky) selon les scénarios (et en tenant compte d'incertitudes). Ils sont globalement plus importants dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables et notamment dans les scénarios M0 et M1 qui concentrent des capacités photovoltaïques importantes.

Ces évaluations appellent plusieurs commentaires :

- Sur la comparaison des scénarios M0 et M1 : à l'horizon 2050, les capacités photovoltaïques installées sur le RPD géré par Enedis pour les scénarios M1 et M0 sont semblables, mais elles sont plus concentrées sur la basse tension dans le scénario M1, ce qui augmente les coûts correspondants. En revanche, les capacités éoliennes raccordées sont plus importantes dans le scénario M0 relativement à M1. Ces deux effets se compensent et conduisent à des montants proches pour les deux scénarios.
- Sur les projections à l'horizon 2060 : dans les six scénarios, la consommation est supposée identique à celle de 2050.

  Les capacités de production raccordées au RPD des scénarios M0, N2 et N03 n'évoluent que marginalement entre 2050 et 2060. Avec ces hypothèses, les coûts d'adaptation additionnels entre 2050 et 2060 sont négligeables.
  Pour les autres scénarios, les capacités de productions raccordées au RPD évoluent davantage, notamment dans le scénario M1. Les coûts d'adaptation additionnels, hors branchements, seraient d'environ 11 milliards pour le scénario M1, de 5,5 milliards pour le scénario M23 et de 4,5 milliards pour le scénario N1.
- Sur les hypothèses de coûts : les références de coûts utilisées (pour les matériaux, les travaux…) sont cohérents avec les pratiques actuelles. Ils n'intègrent pas de rupture technologique ou normative. Il en est de même pour les investissements associés aux systèmes d'informations.

Traduits en coûts annualisés (en utilisant les besoins d'investissements hors incertitudes), ces évaluations mettent en évidence une enveloppe pour Enedis de l'ordre de 15 à 18 Md€/an en 2050 dans les différents scénarios (hors pertes réseau

Figure 10.31 Besoins d'investissements moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky)

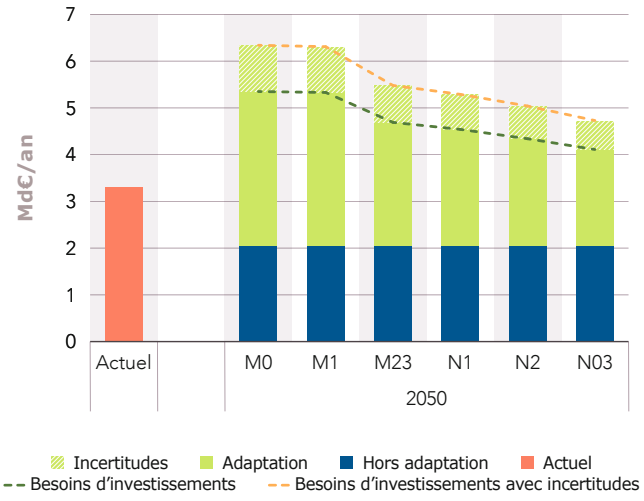
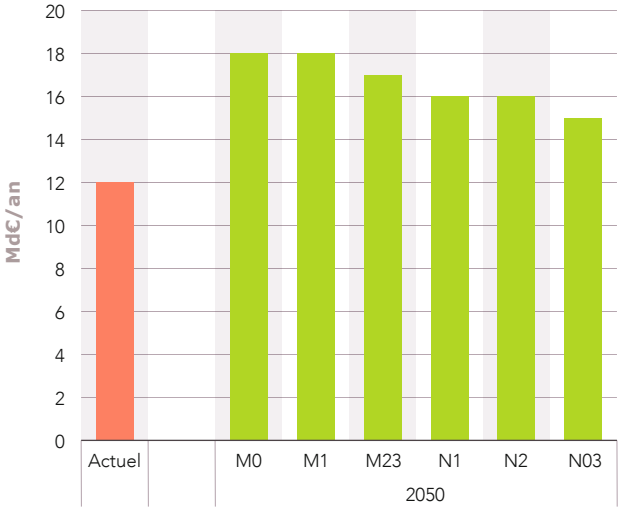


Figure 10.32 Coût total annualisé Enedis en 2050 hors pertes et TURPE HTB



et TURPE HTB, comptabilisés par ailleurs dans les coûts de production ou du réseau de transport).

Dans l'analyse économique des scénarios, ces coûts sont augmentés de 6% pour tenir compte des coûts d'adaptation nécessaires sur le réseau de distribution géré par les autres gestionnaires de réseau de distribution (entreprises locales de distribution).

10.3.4 Principaux enseignements de l'analyse sur les besoins d'adaptation et les coûts du réseau de distribution

Les évaluations prospectives réalisées par Enedis sur les coûts d'adaptation du réseau de distribution dans les scénarios de neutralité carbone permettent de tirer plusieurs enseignements :

1) Les coûts d'adaptation du réseau de distribution au périmètre d'Enedis sont contrastés selon les scénarios. Ils pourraient varier du simple au double, d'environ 2 Md€ par an en moyenne sur 30 ans pour N03 à environ 4 Md€ par an pour M0.

2) Des besoins additionnels d'installations pour satisfaire l'équilibre offre-demande national sont nécessaires dans l'ensemble des scénarios (voir 7.6.1) et d'autant plus dans les scénarios atteignant 100 % d'énergies renouvelables. Les analyses menées ici reposent sur l'hypothèse que ces moyens (notamment thermique décarboné et stockage stationnaire) sont raccordés au réseau de transport et n'ont donc pas d'impact sur le RPD. Cependant, des installations telles que des cogénérations biogaz, du stockage par batteries ou des électrolyseurs peuvent se développer sur le RPD et nécessiteraient des investissements supplémentaires sur celui-ci. Les chiffres relatifs à ces scénarios sont donc des fourchettes basses pour ce qui relève du RPD.

3) Dans tous les scénarios, le développement des installations solaires et éoliennes est soutenu dans la durée. Il se fait au rythme de 2 à 3 GW en moyenne sur les 30 prochaines années dans les scénarios N03 et N2, ce qui est un peu supérieur au rythme constaté ces derniers mois. Il se fait à un rythme de 4 à 5 GW en moyenne par an dans N1 et M23, et se fait à un rythme de plus de 6 et de 7 GW en moyenne par an dans les scénarios M1 et M0.

   Ces rythmes de croissance constituent un défi : ils nécessiteraient une mobilisation générale du tissu industriel, des lieux de formation, des filières d'approvisionnement des matériels dans la durée et dans une période ou la tension sur ces ressources sera forte à l'échelle européenne. Les éventuels effets sur les prix ne sont pas pris en compte dans les évaluations ci-dessus.

10.4 Au total, des coûts d'évolution du réseau en nette hausse à la fois sur les réseaux de transport et de distribution

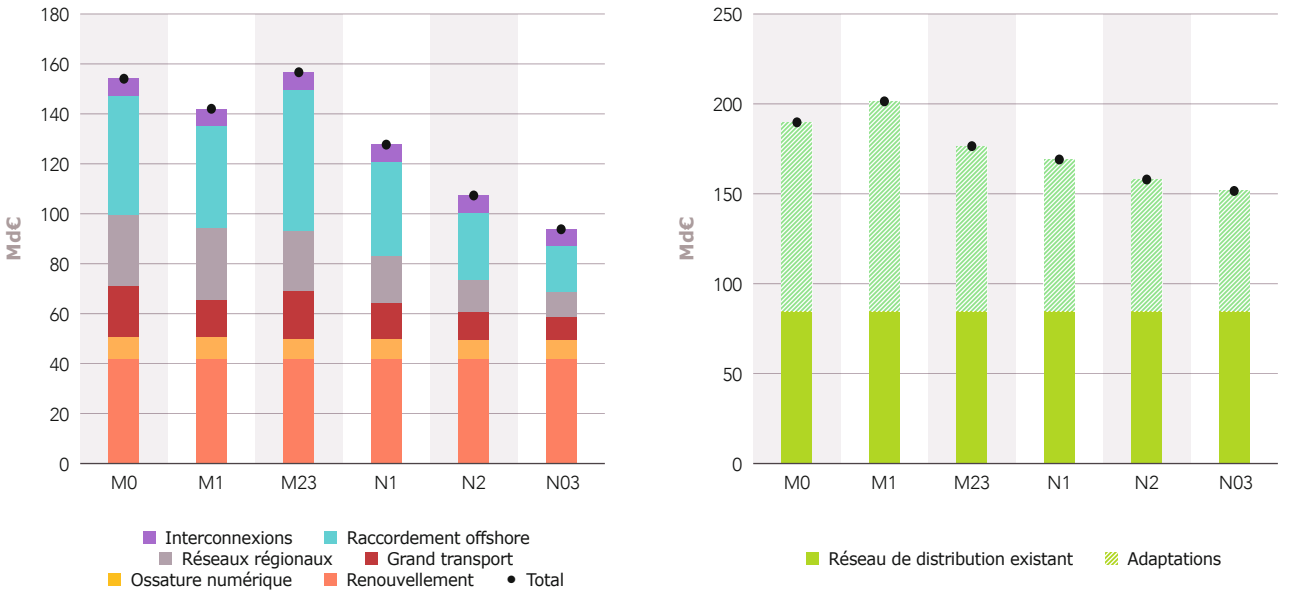
10.4.1 L'ensemble des scénarios conduisant à une décarbonation de l'économie a un impact profond sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Les besoins d'investissements sur les réseaux sont en nette augmentation sur l'ensemble des composantes, de la basse tension au grand transport.

Les évaluations de besoins d'investissements menées sur la période 2020-2060 montrent un impact différencié entre les divers scénarios. Dans tous les cas, les scénarios reposant sur une relance plus ou moins marquée de la filière nucléaire nécessitent un effort moindre en matière de réseau. Ce constat est similaire sur les réseaux de transport et de distribution, quoique de façon moins marquée concernant ces derniers.

Au-delà de l'aspect purement économique de cette évolution, les besoins de développement de nouveaux réseaux supposent une mobilisation importante de l'ensemble des filières concernées : équipementiers et prestataires seront tout autant concernés par la mutation des réseaux que par la transformation du parc de production et le développement de nouveaux moyens d'équilibrage. Il s'agit là d'un phénomène *a minima* européen qui s'inscrit dans la durée.

Figure 10.33 Investissements sur les réseaux de transport et distribution entre 2020 et 2060 pour les 6 scénarios.



10.4.2 Le développement d'une production plus locale fondée sur des installations de petite taille implique un besoin accru de réseau

L'analyse des scénarios M1 et M23 permet de comparer deux mondes dans lesquels la production renouvelable repose sur une logique industrielle de grands parcs ou sur une forte décentralisation.

Le scénario M1 présente un profil particulier en ce que son impact sur les coûts de réseau de transport est moindre que celui de M23 alors qu'il repose sur une puissance installée de production renouvelable supérieure. Ce résultat n'est pas la conséquence d'une volonté de satisfaire les besoins localement mais découle avant tout d'une réduction des coûts de raccordement de la production en mer et d'une répartition plus homogène sur le territoire, conduisant à de moindres renforcements sur le réseau de grand transport. Le coût des réseaux régionaux dans le cas de M1 est supérieur à celui de M23 en raison du plus grand volume de production photovoltaïque. Le fait que cette production réduise les besoins de raccordement en HTB contribue à modérer le surcoût de M1.

Le coût de réseau de transport correspondant au scénario M1 est finalement légèrement inférieur à celui de M23, avec une répartition différente entre les différents niveaux de tension. Vu du réseau de distribution, la part importante de production diffuse raccordée en basse tension tend à accroître le coût de ce scénario.

Il résulte de ces analyses que le coût de réseau total du scénario M1, tenant compte à la fois du réseau de transport et du réseau de distribution, est sensiblement supérieur à celui de M23. **Le recours à une couverture locale de la demande conduit à une structure de parc différente et à des coûts de réseau plus élevés que lorsque le développement de la production renouvelable est guidé par une logique de grands parcs avec un meilleur productible.**

10.4.3 Les dispositifs de planification contribuent à limiter les coûts

Les évaluations réalisées dans le cadre de l'étude «Futurs énergétiques 2050» supposent un développement du réseau adapté à un besoin cible parfaitement déterminé : raccordements mutualisés de l'éolien en mer et des énergies marines, renouvellement des ouvrages bien adapté aux besoins futurs, développement des réseaux régionaux et de grand transport adossé à l'évolution de la structure et localisation de la production. Le développement des infrastructures de transport est un processus long et d'autant plus exposé aux risques de coûts échoués que les besoins seront incertains.

La capacité des gestionnaires de réseaux à anticiper l'évolution des besoins, tant en matière de production que de consommation, est donc un facteur essentiel d'efficacité économique qui influe sur la totalité des composantes considérées dans la présente étude. **Des dispositifs de planification, incluant les gestionnaires de réseau, sont donc un facteur d'efficacité en permettant à la fois des mutualisations et des développements anticipés tout en limitant les risques de coûts échoués. Ce type de dispositifs s'étend à diverses mailles :**

- nationale : positionnement des grands sites de production centralisée, notamment au travers de documents stratégiques de façade pour les énergies marines ou les choix de localisation et de déclassement des réacteurs nucléaires ;
- régionale : localisation et rythme de développement des énergies renouvelables, rôle aujourd'hui rempli par les SRADDET et S3REnR ;
- plus locale : développement de la recharge rapide de mobilité électrique par exemple.

10.4.4 Une nécessaire prise en compte de l'impact du réchauffement climatique sur les infrastructures de réseau

Outre le fait qu'il nécessite la mise en œuvre de la transition énergétique, le changement climatique a un impact direct sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Il occasionne d'une part une modification de la demande et de la production. La demande, pour sa part thermosensible, répondra à des vagues de chaleur plus fortes et longues dans des scénarios de fort réchauffement que dans le climat actuel. La production sera également modifiée, comme cela est décrit au chapitre 8. Les analyses menées sur le réseau dans la présente étude intègrent l'impact d'un scénario de réchauffement de type RCP 4.5.

D'autre part, les conditions climatiques affectent les ouvrages de réseau de différentes façons.

Les liaisons de transport souterraines n'apparaissent pas, aujourd'hui, susceptibles d'être affectées par de futures vagues de chaleur, y compris en zone urbaine. De même, les travaux menés par RTE ne montrent pas de fragilité structurelle des postes électriques à des vagues de chaleur. En revanche, la capacité de transit des lignes aériennes dépend de la température extérieure : plus celle-ci est élevée, moins la marge d'élévation en température causée par les transits d'électricité est importante. Lors d'une vague de chaleur, la capacité des lignes aériennes est réduite et peut, dans le cas de certaines liaisons, devenir nulle. S'il est difficile d'estimer, aujourd'hui, dans quelle proportion la capacité de transit des lignes devra être révisée, les investissements envisagés pour le réseau de transport intègrent une mise à niveau de la tenue en température des lignes et des travaux doivent être poursuivis sur ce sujet.

Par ailleurs, les travaux sur l'évolution du climat montrent des évolutions de nature hydrologique. Les fondations des supports de lignes aériennes situées à proximité de cours d'eau devront faire l'objet d'un suivi et être adaptées en conséquence en fonction des besoins.

11

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

11

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE : UN CHIFFRAGE DES COÛTS DES SCÉNARIOS POUR COMPARER LES DIFFÉRENTES OPTIONS DE TRANSITION

11.1 Pour dépasser les controverses sur le coût de chaque filière, la méthode d'analyse économique vise à appréhender tous les coûts de chaque option de transition

11.1.1 Les méthodes d'évaluation du coût par filière présentent des limites intrinsèques

Afin d'éclairer le débat et les décisions publiques à venir, l'étude des options de transition du système énergétique comprend nécessairement une analyse de l'économie des scénarios. C'est ce à quoi s'attache l'étude « Futurs énergétiques 2050 », dont le volet économique ressort comme l'une des priorités.

Les attentes autour de l'analyse économique des scénarios de mix électrique apparaissent d'autant plus fortes que la controverse sur les « vrais coûts » du nucléaire et des énergies renouvelables agite régulièrement le débat public sur l'énergie en France, tout en étant accompagné de beaucoup d'imprécisions. Celles-ci n'ont pas été dissipées par la parution récente de plusieurs études visant à chiffrer le coût comparé des options « 100 % renouvelables » et « renouvelables + nouveau nucléaire », aboutissant à des conclusions très différentes du fait de méthodes et périmètres hétérogènes.

Pour fournir un éclairage pertinent, l'analyse économique pose en premier lieu une question de méthode. Plusieurs types d'indicateurs économiques sont régulièrement comparés dans le cadre du débat public (dépenses d'investissement, prix de l'électricité pour les consommateurs, coût du mégawattheure par technologie, coût complet annualisé, besoin de soutien public…), avec des conclusions pouvant être variables selon la méthode employée.

L'approche la plus répandue dans la littérature économique consiste à évaluer le « coût actualisé de l'énergie produite » par chaque technologie *(Levelized Cost of Energy* en anglais, abrégé en LCOE). Celle-ci consiste à évaluer l'ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX…) des installations de production considérées et à les rapporter à l'énergie produite actualisée sur leur durée de vie. Elle fournit ainsi un indicateur économique visant à comparer le coût de production de technologies variées possédant des structures de coût (répartition CAPEX/OPEX), des durées de vie ou encore des facteurs de charge différents.

En d'autres termes, le LCOE correspond au prix de vente moyen auquel une installation doit valoriser sa production d'électricité pour rentabiliser l'investissement. Pour cette raison, il est souvent rapproché des résultats des appels d'offres spécifiques à chaque technologie menés par les pouvoirs publics dans différents pays à travers le monde.

Toutefois, ce type d'indicateur présente de réels inconvénients qui le rendent inapproprié à la comparaison économique des scénarios de mix électrique, notamment :

- le LCOE ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le système électrique, en particulier s'agissant des besoins de flexibilité et de réseau. Or, en pratique, l'insertion d'un parc éolien, d'un parc solaire, d'une centrale hydraulique ou d'un réacteur nucléaire n'entraîne pas les mêmes conséquences sur le système et occasionne, à des degrés divers, des coûts spécifiques (besoins de flexibilité et de stockage pour assurer la sécurité d'approvisionnement, raccordement, renforcement du réseau) qu'il convient d'intégrer à l'analyse ;
- il est calculé en retenant des hypothèses normatives sur le facteur de charge[1], alors que cette valeur devrait être endogène à chaque scénario. Par exemple, pour un profil de consommation donné, la production d'un réacteur nucléaire peut être contrainte dans un scénario de fort développement de l'éolien et du solaire et résulter en un facteur de charge effectif plus faible que le facteur de charge théorique, de la même façon que de grandes centrales photovoltaïques peuvent voir leur production régulièrement écrêtée durant la période méridienne dans ce même type de scénario.

Par conséquent, une comparaison des indicateurs de LCOE par technologie de production ne suffit pas à déterminer les options d'évolution du mix électrique qui seraient les moins coûteuses. Il est donc nécessaire d'intégrer l'ensemble des « coûts système » dans l'évaluation économique, en se basant sur une modélisation complète du système.

Des approches dérivées du LCOE ont été proposées au cours des dernières années pour dépasser ces limites. En particulier, l'indicateur de VALCOE (« *value-adjusted* LCOE »), élaboré et utilisé par l'Agence internationale de l'énergie dans le cadre de plusieurs publications récentes[2], en constitue un exemple : celui-ci vise à compléter l'indicateur de LCOE en ajoutant des composantes supplémentaires reflétant la différence de valeur pour le système associée à chaque technologie (valeur capacitaire et valeur flexibilité concernant l'équilibrage). Si une telle approche permet effectivement de déterminer un indicateur économique intégrant de manière plus complète les différents postes de coût associés au développement de chaque technologie, elle reste déterminée par le contexte spécifique de chaque système énergétique (notamment, les coûts relatifs aux réseaux ne sont pas représentés). Dès lors, cette approche permet de comparer l'intérêt économique de projets à la marge d'un scénario donné mais demeure insuffisante pour comparer des scénarios d'ensemble.

1. Rapport entre l'énergie produite effectivement par une installation de production sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produit si elle avait fonctionné tout le temps à la puissance nominale.
2. Cet indicateur a été introduit dans le « *World Energy Outlook 2018* », AIE (2018). Celui-ci a ensuite été repris dans le rapport « *Projected costs of generating electricity* », AIE-AEN (2020)

11.1.2 La méthode d'analyse des coûts complets à l'échelle du système dans les « Futurs énergétiques 2050 »

La méthode utilisée par RTE consiste à comparer les coûts complets des scénarios de transition énergétique. Elle a été largement confortée dans le cadre de la concertation. La nécessité d'y recourir est mise en avant dans le rapport présenté par RTE et l'Agence internationale de l'énergie le 27 janvier 2021[3].

La méthode utilisée dans les « Futurs énergétiques 2050 » permet de dépasser les limites d'une analyse fondée sur la seule comparaison des coûts actualisés de chaque filière (tels le LCOE ou le VALCOE), en comparant le coût complet des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau à l'échelle de la collectivité et en tenant compte des taux de charge des actifs tels qu'ils résultent de la modélisation du système électrique. L'analyse prend en compte l'ensemble des coûts du système électrique, quels que soient les acteurs qui les portent et indépendamment des mécanismes de marché mis en œuvre ou des effets redistributifs qui peuvent être associés.

Figure 11.1 Les principales méthodes de chiffrage économique

	LCOE ***Levelized-cost of energy***	**VALCOE** ***value-adjusted LCOE***	**Coût complet du système électrique**
Description	Ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX…), rapportés à l'énergie produite actualisée sur la durée de vie de l'installation	Ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX…), rapportés à l'énergie produite actualisée sur la durée de vie de l'installation, ajustés selon le service rendu au système dans lequel elle est intégrée	Approche holistique du système électrique en comptabilisant les coûts complets annualisés de l'ensemble des filières de production mais également des besoins de flexibilité et de réseau
Périmètre	À l'échelle de l'installation de production	À l'échelle du système de production d'électricité (équilibre offre-demande)	À l'échelle du système électrique complet (équilibre offre-demande et réseau)
Avantages	Rend comparable des technologies de production ayant des caractéristiques variées (répartition CAPEX/OPEX, durées de vie, facteurs de charge)	Rend comparable des technologies de production rendant différents services au système électrique (flexibilité, capacité et réserves)	Rend comparable des mix de production selon leurs besoins de flexibilité et de réseau
Inconvénients	Ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le système électrique, en particulier s'agissant des besoins de flexibilité et de réseau Déterminé à partir d'hypothèses normatives sur le facteur de charge	Ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le réseau Déterminé à partir d'hypothèses normatives sur le facteur de charge	Complexe à restituer par rapport à des indicateurs par technologie

3. *« Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 »*, RTE et AIE (janvier 2021)

Cette approche permet d'apporter des éléments de réponse à la question « Combien coûte le système électrique français dans son ensemble ? », qui intéresse le décideur public dans le cadre des décisions de planification du mix.

Plus précisément, l'approche conduit à calculer deux indicateurs principaux : (i) les dépenses d'investissement dans le système électrique sur la période considérée et (ii) le coût complet annualisé du système électrique dans les différents scénarios. C'est bien ce dernier qui constitue l'indicateur le plus pertinent pour la prise de décision publique, dans la mesure où il comptabilise l'ensemble des coûts du système (pas uniquement les investissements mais également les coûts d'exploitation et de maintenance) et les rapporte à une année en tenant compte de la durée de vie des actifs (via un amortissement économique).

Le coût complet annualisé intègre les implications de la trajectoire d'investissement en tenant compte de l'évolution au cours du temps du coût des technologies. Les coûts sont en effet comptabilisés en tenant compte des dates auxquelles les investissements seront réalisés dans chaque scénario de mix. L'approche se différencie ainsi d'une analyse consistant à déterminer un mix optimal à une année donnée en se fondant uniquement sur le coût des technologies à l'horizon considéré. Par exemple, le coût complet annualisé du système en 2050 intègre le fait qu'une partie des moyens de production auront été construits plusieurs années avant, à un coût plus élevé que celui qui correspondrait aux nouvelles installations de 2050. Cet indicateur traduit ainsi le coût complet collectif d'utilisation du système électrique en 2050 ou en 2060, et non le coût des nouvelles installations à cette échéance.

Pour toutes les infrastructures, le périmètre des dépenses prises en compte recouvre l'ensemble du cycle de vie : développement, construction, exploitation, maintenance, combustible, démantèlement et gestion des déchets à long terme. Les coûts de déconstruction sont en particulier bien intégrés à l'analyse sous forme de provisions à constituer, à la fois pour les énergies renouvelables et pour le nucléaire, de même que les coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires.

Cette approche se différencie d'une évaluation socio-économique à la fois par le périmètre d'analyse et par l'objectif. Le périmètre considéré comprend l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique, qui n'inclut pas la valorisation des externalités positives ou négatives des différentes options comme il y serait procédé dans une pure analyse socio-économique. L'analyse socio-économique répond à la question « Faut-il réaliser l'investissement ? » et permet un interclassement de plusieurs options sur la base d'un critère unique. L'objectif de l'évaluation du coût du système est en revanche celui de restituer un indicateur de coût complet qui puisse alimenter le débat, accompagné d'indicateurs sur les aspects techniques, environnementaux et sociétaux.

Cette méthode est utilisée par RTE depuis plusieurs années pour chiffrer le coût des scénarios de transformation du système électrique et a été documentée dans plusieurs rapports[4] et documents de travail. La consultation publique a par ailleurs fait émerger un fort degré de consensus sur cette méthode.

4. Rapports RTE : *« Bilan prévisionnel 2017 »* (2017), *« Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique »* (2019), *« Schéma décennal de développement du réseau »* (2019), *« La transition vers un hydrogène bas-carbone »* (2020), *« Réduction des émissions de CO_2, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ? »* (2020), *« Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 »* (avec AIE, 2021).
Voir également chapitre 9, *« Projected costs of generating electricity »*, AIE (2020)

11.2 Le taux de rémunération du capital : un paramètre déterminant pour l'analyse économique

Au-delà de la méthode, plusieurs paramètres apparaissent déterminants dans la comparaison économique des scénarios. Il en va ainsi des hypothèses de coûts unitaires des différentes technologies (détaillées et discutées dans la suite) mais également du taux d'actualisation utilisé pour évaluer les coûts complets annualisés du système électrique. **Dans le cas d'infrastructures intensives en capital et à durées de vie longues (comme les centrales nucléaires, les barrages hydrauliques, les parcs éoliens et photovoltaïques ou encore les lignes et postes électriques), le coût du capital joue un rôle structurant dans l'annualisation des coûts d'investissement.**

Ce paramètre a fait l'objet de débats dans le cadre des groupes de travail de concertation et a donné lieu à de nombreuses propositions dans les réponses à la consultation publique menée par RTE. La discussion de cette hypothèse s'est plus spécifiquement articulée autour de deux questions : il s'agit d'une part de définir si les taux de rémunération du capital utilisés doivent être identiques pour l'ensemble des technologies considérées et, d'autre part, de préciser les valeurs des taux à retenir pour le chiffrage (qu'elles soient différenciées entre technologies ou non).

Au regard des éléments disponibles dans la littérature économique, plusieurs approches apparaissent possibles.

11.2.1 L'approche socio-économique consiste à retenir un taux d'actualisation reflétant le niveau de risque intrinsèque à chaque technologie

Une première approche consiste à utiliser le taux d'actualisation recommandé pour l'évaluation socio-économique des investissements publics.

Plusieurs rapports publiés depuis 2005 (rapports des missions présidées par Daniel Lebègue en 2005, Christian Gollier en 2011 et Émile Quinet en 2013) ont en effet progressivement précisé le cadre méthodologique applicable pour ce type d'investissements, le rôle du taux d'actualisation au sein de l'évaluation et les modalités de prise en compte du risque. L'approche préconisée consiste ainsi à évaluer une valeur actualisée nette (VAN) socio-économique pour chaque projet (intégrant les coûts et bénéfices économiques mais également la valorisation des externalités), en reflétant le risque associé à chaque type de projet, par exemple en utilisant un taux d'actualisation spécifique. Dans ce cas, la formule indiquée pour le taux d'actualisation consiste en la somme de deux termes : un taux sans risque (proposé à 2,5% dans le dernier rapport de la Commission Quinet) et une prime de risque (proposée à 2%) pondérée par un coefficient « bêta » reflétant la sensibilité des coûts et des bénéfices associés au projet aux risques systémiques, notamment au contexte macroéconomique.

Le cadre d'application de cette approche présente toutefois deux difficultés par rapport au cadrage de l'évaluation économique des scénarios des « Futurs énergétiques 2050 ».

D'une part, si le risque systémique (ou en d'autres termes le « bêta ») doit en théorie être différencié entre les technologies, il n'existe pas aujourd'hui de valeur de référence applicable aux énergies renouvelables ou au nouveau nucléaire. Le calibrage de valeurs de référence de « bêta » pour ce type d'évaluation socio-économique constitue une étude en soi, dont la réalisation n'était pas envisageable dans les délais de la présente étude, mais pourra faire l'objet de prolongements.

D'autre part, le taux d'actualisation socio-économique s'applique en théorie uniquement à l'évaluation socio-économique des investissements

publics. **Or, dans la mesure où l'approche de chiffrage économique proposée par RTE consiste à évaluer l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique – et non la valeur des investissements portés par la puissance publique –, le choix du taux d'actualisation utilisé dans l'étude doit refléter le coût du capital supporté par les différentes technologies plutôt que le taux d'actualisation socio-économique.**

11.2.2 L'évaluation du coût porté par les acteurs du système consiste à intégrer le coût du capital

La méthode utilisée par RTE dans l'analyse économique, présentée et discutée en concertation, consiste à évaluer le coût des scénarios du point de vue des acteurs du système électrique, en intégrant la composante de financement portée par les acteurs privés qui développent et exploitent les infrastructures. Ceci implique de préciser le coût du capital associé à chaque technologie.

Même si les méthodes d'évaluation du coût du capital partagent, sur le plan théorique, certaines caractéristiques avec la définition du taux d'actualisation socio-économique[5], le coût du capital auquel ont accès les investisseurs privés s'écarte ainsi significativement des valeurs recommandées pour le taux d'actualisation socio-économique.

En théorie, les hypothèses sur le coût du capital peuvent être différenciées afin de refléter le coût du capital observé pour chaque technologie spécifique. Or l'établissement de telles hypothèses comporte à nouveau plusieurs difficultés méthodologiques : en particulier, le coût du capital dépend fortement de la structure de financement et du cadre de régulation (mécanisme de sécurisation des revenus, voire financement public), qui peuvent largement évoluer à long terme. À titre d'exemple, le cadre actuel prévoit des mécanismes de soutien (tarifs d'achat ou compléments de rémunération) pour les énergies renouvelables et l'État a d'ores et déjà annoncé que, dans le cas d'une relance du nucléaire en France, les nouveaux réacteurs bénéficieraient également d'un soutien public. Ce type de régulation pourrait même se voir renforcé voire étendu à d'autres filières. **Dans ce contexte évolutif, les projections de coût du capital pour les investissements futurs ne peuvent donc que difficilement se fonder sur des références passées.**

Finalement, en l'absence de consensus sur l'évolution du coût du capital des différentes technologies et au vu des incertitudes sur l'évolution du cadre de régulation et de financement des actifs de production d'électricité, RTE propose de considérer différentes variantes sur le coût du capital des différents actifs dans la fourchette [1%-7%] avec, dans le cas de référence, une hypothèse de coût du capital de 4% uniforme pour toutes les technologies[6].

L'indifférenciation des valeurs de coût du capital pour les différentes technologies bas-carbone a pour sous-jacent le fait que tous les investissements concourant à atteindre la neutralité carbone puissent être engagés dans un cadre de financement propice, ce qui conduit à lisser les différences théoriques en matière de risque (de manière à réduire le coût du capital de technologies présentant un risque systémique plus élevé). Elle est accompagnée, dans les « Futurs énergétiques 2050 », de multiples variantes portant sur le niveau du coût du capital afin d'éclairer les enjeux économiques associés à une situation dans laquelle les conditions de financement des

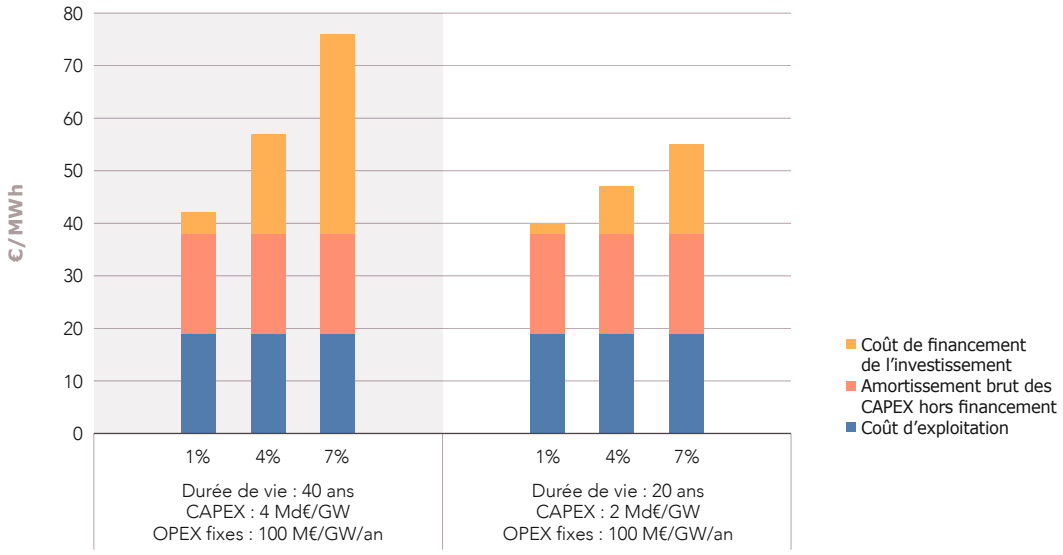
5. Dans la théorie économique, pour des « marchés parfaits » dans lesquels la valeur collective est alignée avec la valeur privée et où les capitaux sont alloués de manière optimale, le taux d'actualisation socio-économique peut être considéré comme égal au coût du capital. Toutefois, les marchés financiers peuvent en pratique être considérés comme des marchés imparfaits (myopie des investissements, sous-estimation des risques extrêmes, frictions…), intrinsèquement inefficaces, et dans lesquels les coûts du capital associés aux investissements privés s'écartent de l'optimum social (voir C. Gollier, *« Taux d'actualisation et rémunération du capital »*, Revue française d'économie 2015/4, vol. XXX, pages 3-15).
6. Les taux sont exprimés ici en valeur réelle (hors inflation) et hors impôts sur les sociétés, en cohérence avec un chiffrage économique des scénarios réalisé en euros constants et ne prenant pas en compte les taxes et impôts (qui constituent des effets redistributifs entre l'État et les acteurs du système électrique).

différentes technologies resteraient durablement différenciées (par exemple dans le cas où le nouveau nucléaire ou les énergies renouvelables ne bénéficieraient pas ou plus d'un cadre de régulation conduisant à sécuriser une partie des revenus et de l'investissement).

Au-delà du recours à un coût du capital uniforme dans le cas de référence, la plage de valeurs considérées pour l'hypothèse de coût du capital a également fait l'objet de discussions. Le consensus actuel exprimé dans la littérature scientifique, ainsi que dans les réponses à la consultation publique, se projette sur des valeurs faibles. Retenir une valeur modérée pour le coût du capital reflète en premier lieu les conditions de financement actuelles, dans lesquelles les taux sans risque (pouvant par exemple être approchés par les rendements des obligations d'État à 30 ans) sont bas. Ce choix fait également écho à la proposition de nouveaux acteurs appelant à une forte régulation des investissements dans la transition énergétique afin de favoriser l'atteinte des objectifs de décarbonation, conduisant à réduire les coûts du capital pour les porteurs de projet.

Les choix retenus par RTE pour l'hypothèse de coût du capital répondent donc également aux attentes formulées dans les réponses à la consultation publique, dans lesquelles la grande majorité des répondants se sont exprimés pour une hypothèse de taux d'actualisation uniforme entre les technologies et fixée à une valeur relativement faible (entre 2 et 5 %). Certains ont suggéré de réaliser une analyse économique fondée sur des valeurs nulles du coût du capital, avec plusieurs justifications : soit en considérant que la situation actuelle avec des taux d'intérêt de long terme nuls voire négatifs est amenée à se pérenniser et que l'essentiel des investissements pour la décarbonation se fera via un soutien public permettant d'accéder à de tels taux, soit afin de pousser au maximum la logique consistant à préserver les générations futures en annulant toute préférence pour le présent. Toutefois, cette hypothèse ne fait pas consensus et s'oppose à une vision de l'économie tenant compte du caractère fini des financements disponibles sur les marchés financiers et des arbitrages temporels réalisés par les acteurs économiques. RTE n'a donc pas retenu l'hypothèse d'un coût de financement nul, même dans la variante basse.

Figure 11.2 Illustration de l'effet du taux de rémunération du capital pour deux technologies fictives ayant des durées de vie différentes et une même répartition CAPEX/OPEX par MWh produit



11.3 L'évolution des coûts unitaires des composants du système électrique : des déterminants très différents selon les filières

11.3.1 Les coûts du nucléaire : un important travail de consolidation et de prise en compte de l'incertitude

11.3.1.1 Le coût du nucléaire historique : des coûts de prolongation très compétitifs, même en retenant des hypothèses prudentes sur les investissements de prolongation et les coûts de gestion des déchets

Les coûts de production d'électricité d'origine nucléaire ont fait l'objet de nombreuses évaluations et publications au cours des dernières années, dans le cadre du débat sur la comparaison des différentes filières ou encore dans le cadre d'analyses sur les coûts du système électrique et sur la fixation des prix et tarifs de l'électricité. Dans ce débat, le cas des réacteurs existants doit être distingué de celui des futurs réacteurs, les problématiques en jeu étant très différentes.

Pour le nucléaire historique, l'évaluation et la comparaison des coûts posent des questions de périmètre et de méthode sur la comptabilisation des coûts passés.

Ainsi, **la méthodologie appliquée peut différer selon qu'il s'agisse d'évaluer le coût complet du nucléaire sur l'ensemble de son cycle de vie ou les seules dépenses à venir pour la prolongation de l'exploitation des réacteurs. Dans le premier cas, l'ensemble des coûts doit être intégré au calcul, y compris l'amortissement des investissements passés et leur rémunération tandis que, dans le second cas, seules les dépenses liées à la production future sont comptabilisées (coûts restant à engager).** Par ailleurs, les paramètres du calcul peuvent varier selon la méthode d'annualisation des coûts d'investissement utilisée : méthode comptable (reposant sur un amortissement de l'actif selon des règles comptables) ou méthode économique (reposant sur le principe de l'actualisation et sur le calcul d'une annuité fixe sur la durée d'amortissement), qui est celle retenue dans le cadre de la présente étude.

Coûts d'investissement de prolongation en deçà de 60 ans

Si les coûts d'investissement passés dans les réacteurs existants[7] sont relativement bien documentés[8] et peu débattus, l'évaluation des investissements à engager pour la prolongation des réacteurs est plus souvent discutée dans le cadre du débat public.

En France, la prolongation des réacteurs nucléaires existants est conditionnée à une autorisation de l'ASN qui doit être renouvelée tous les dix ans. Celle-ci est délivrée à l'issue des visites décennales (VD) menées par l'exploitant sur chaque réacteur et qui visent à assurer un niveau de sûreté conforme aux exigences les plus récentes. À l'occasion de ces visites décennales, des investissements importants sont ainsi engagés par EDF pour prolonger la durée d'exploitation de dix ans.

Au cours des dernières années, ces investissements de prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires existants ont été regroupés, avec les investissements dédiés à l'amélioration des normes de sûreté suite à l'accident de Fukushima, dans un vaste programme industriel conduit par EDF et appelé «grand carénage». Les coûts de ce programme ont

7. Y compris l'EPR de Flamanville, dont l'essentiel des coûts liés à la construction ont déjà été dépensés et sont donc comptabilisés dans les amortissements de coûts passés. Les dernières estimations communiquées par EDF ont été ainsi reprises dans le calcul.
8. Notamment dans les rapports de la Cour des comptes : *«Les coûts de la filière électronucléaire»* (2012) ou *«Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014»* (2014), *«La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever – Tome I du rapport public annuel»* (2016)

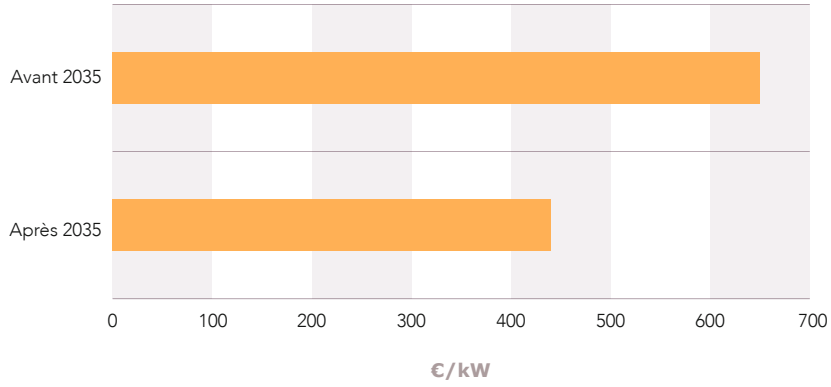
fait l'objet de différentes communications par le passé, notamment par la Cour des comptes ou par EDF, avec néanmoins des périmètres et des périodes différentes : 49,4 Md€$_{2020}$ sur la période 2014-2025 pour l'évaluation communiquée par EDF[9], et 100 Md€$_{2013}$ – soit 106 Md€$_{2020}$ – sur une période plus large (2014-2030) dans l'estimation mentionnée par la Cour des comptes en 2016, qui tenait compte des dépenses de maintenance mais également des dépenses d'exploitation. **Rapportées au nombre de visites décennales projetées (ou plus précisément à la puissance totale des réacteurs concernés par des visites décennales), les références de coûts conduisent dans tous les cas à un ordre de grandeur similaire d'investissements d'environ 600 à 650 k€/MW pour prolonger l'exploitation des réacteurs de dix ans.**

Ces coûts sont représentatifs du flux actuel de visites décennales, correspondant pour l'essentiel à des troisièmes ou quatrièmes visites décennales, caractérisées par des améliorations concernant la sûreté et/ou le remplacement de composants importants (générateurs de vapeur…). Les visites décennales qui interviendront à l'horizon 2030-2040 pourraient être moins coûteuses en moyenne, puisque les investissements majeurs permettant de prendre en compte le REX post-Fukushima auront été consentis, que ces visites comprennent *a priori* moins de changements de gros composants et que la puissance moyenne des réacteurs concernés à cet horizon est plus importante.

Les hypothèses retenues dans l'analyse ont été réévaluées sur la base des éléments financiers communiqués par EDF, en lien avec le travail sur le coût du mix électrique engagé par la Cour des comptes au cours de l'année 2021. Le coût moyen des investissements de prolongation est estimé de l'ordre de 650 €/kW sur la période 2020-2035.

Des hypothèses supplémentaires sont également nécessaires pour évaluer au-delà de 2035 les dépenses associées à la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants. Ces coûts sont réputés être inférieurs à ceux à encourir durant la période 2020-2035, qui comprend des dépenses très concentrées au cours des prochaines années pour le changement des gros composants et les améliorations de sûreté requises lors des quatrièmes visites décennales pour les réacteurs de 900 MW ou des VD 3 pour ceux de 1 300 MW. Sur la base des éléments disponibles, RTE estime les coûts associés à 440 €/kW sur la période 2035-2050, pour toutes les prolongations ne dépassant pas 60 ans d'exploitation.

Figure 11.3 Hypothèses de coût de prolongation des réacteurs existants



9. Communication d'EDF du 20 octobre 2020, EDF réajuste le coût du programme Grand Carénage

L'évaluation du coût de la poursuite d'exploitation des réacteurs actuels se fonde sur cette hypothèse, ainsi que sur plusieurs variantes. **Hors prise en compte de la problématique de rémunération des investissements passés (qui n'est pas abordée dans le présent rapport), le coût restant à engager se trouve ainsi compris entre 30 et 40 €/MWh dans les différentes variantes considérées.** Ce coût intègre l'amortissement des investissements de prolongation par tranche de dix ans à hauteur d'environ 10 €/MWh, ainsi que les charges d'exploitation fixes et variables des usines de production[10].

Le Bilan prévisionnel 2017 avait déjà établi que la prolongation de la durée de vie des réacteurs était une option compétitive. Cette conclusion est largement confortée par les nouvelles évaluations réalisées dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 » : même en considérant une hypothèse de doublement des coûts d'investissement de prolongation (déjà considérée comme peu réaliste dans la mesure où les dépenses engagées pour le grand carénage respectent la trajectoire prévisionnelle à date), le coût complet du nucléaire prolongé augmenterait d'environ 10 €/MWh et resterait compétitif par rapport à celui d'autres moyens de production à moyen terme.

Coûts d'investissements pour la prolongation au-delà de 60 ans

La prolongation de certains réacteurs de deuxième génération au-delà de 60 ans de durée d'exploitation n'est considérée que pour quelques réacteurs, dans le cadre du seul scénario N03. Les investissements nécessaires ne sont toutefois pas connus à date, et il n'existe pas de référence permettant d'en déterminer un ordre de grandeur. Ces perspectives de prolongation requièrent encore des travaux de recherche approfondis sur le vieillissement des matériaux avant de pouvoir identifier les coûts d'adaptation des équipements nécessaires ; elles seraient par ailleurs sujettes au respect de préalables de sûreté qui n'ont pas été établis et ne le seront pas avant de nombreuses années. Dans ce contexte, plusieurs variantes sur les coûts de prolongation au-delà de 60 ans peuvent être considérées. À défaut de données consolidées à l'heure actuelle, l'hypothèse retenue consiste à considérer que ces prolongations conduisent à un coût du nucléaire prolongé équivalent à celui des nouveaux EPR2. Il s'agit d'une hypothèse largement conservatrice (l'exploitation plus longue des réacteurs existant consistant à éviter ou retarder la construction de nouveaux réacteurs, elle n'est intéressante que si elle est moins coûteuse) mais dont le principe a été fixé lors de la concertation, en reprenant la proposition formulée par EDF dans le cadre de sa réponse à la consultation publique.

Autres postes de coûts

Le reste du coût à engager pour poursuivre l'exploitation est constitué des coûts d'exploitation (fixes et variables). Ces coûts intègrent les provisions pour les coûts de gestion du combustible usé et des déchets, qui font l'objet d'une analyse spécifique présentée dans ce chapitre. En tenant compte du principe de prudence retenu par RTE pour évaluer les coûts de l'aval du cycle dans l'analyse prospective des « Futurs énergétiques 2050 », l'ensemble des coûts d'exploitation (fixes et variables) est estimé de l'ordre de 23 €/MWh, ce chiffre étant susceptible de varier en fonction du facteur de charge retenu (ces coûts sont bien compris dans les 30 à 40 €/MWh mentionnés ci-dessus).

Enfin, plusieurs répondants à la consultation publique ont soulevé la question de la prise en compte des coûts d'un accident nucléaire dans l'analyse économique. La loi prévoit un montant maximum de responsabilité de l'exploitant en cas d'accident nucléaire, fixé à 700 millions d'euros par accident nucléaire[11], le reste étant supposé couvert par l'État[12]. En conséquence, dans l'analyse économique, seule la cotisation d'assurance de responsabilité civile[13] permettant de couvrir les

10. La rémunération des CAPEX du nucléaire existant n'est pas comptabilisée dans les coûts de prolongation, en considérant que ces coûts ont été amortis sur la durée de vie initiale des réacteurs. Ainsi, les coûts de poursuite d'exploitation présentés ne sont pas comparables au niveau de prix qui pourrait être considéré pour établir le prix d'un accès au nucléaire historique à cet horizon.
11. Article L597-4 du code de l'environnement, créé par l'ordonnance n°2012-6 du 5 janvier 2012 modifiant les livres Ier et V du Code de l'environnement.
12. Ce qui reste un coût pour la collectivité mais n'est pas couvert par le périmètre considéré pour l'évaluation du coût complet des scénarios, au même titre que d'autres externalités.
13. La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que l'exploitant puisse justifier d'une couverture de sa responsabilité selon les montants prévus

montants dus par l'exploitant en cas d'accident est intégrée dans les coûts fixes du nucléaire. La garantie assurée par l'État en cas de conséquences dépassant les sommes indiquées n'est pas intégrée à l'évaluation économique du coût de la production nucléaire. Dans son rapport de 2014 sur les coûts de production d'électricité nucléaire, la Cour des comptes avait indiqué qu'en intégrant le coût d'un « accident grave médian », estimé à environ 120 Md€ par l'IRSN[14], sur la durée de vie des réacteurs existants, le coût rapporté au mégawattheure produit sur l'ensemble de la période serait de l'ordre de 1 à 2 €/MWh. Le débat complexe sur l'évaluation socio-économique du nucléaire en intégrant les différentes externalités et risques associés dépasse le champ du présent rapport. Pour être mené, il devrait être réalisé pour toutes les technologies en intégrant à chaque fois le risque associé (accidents, dommages pour la santé liées aux pollutions atmosphériques ou à l'extraction des matières nécessaires, contribution au réchauffement climatique, etc.).

11.3.1.2 Le nucléaire de troisième génération : des projections de coûts des EPR2 fondées sur les évaluations menées par les pouvoirs publics

S'agissant de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires dont aucun coût n'a encore été engagé, l'évaluation économique des scénarios passe par la prise en compte de l'ensemble des composantes sur le cycle de vie des réacteurs considérés : coûts de construction, d'exploitation et de maintenance, provisions pour démantèlement et gestion à long terme du combustible usé et des déchets.

Nouveaux réacteurs de type EPR2

Les caractéristiques de coûts des nouveaux réacteurs font l'objet de nombreuses analyses et discussions dans le cadre du débat public, s'appuyant en particulier sur les montants d'investissement ou les références de coûts pour les réacteurs en cours de construction.

Pour l'EPR de Flamanville, les dernières estimations communiquées par EDF prévoient un coût total de construction[15] de l'ordre de 12,4 Md€$_{2015}$ (environ 13 Md€$_{2020}$), soit 7900 €$_{2020}$/kW. Début 2021, EDF a par ailleurs revu le coût du projet Hinkley Point C en Grande Bretagne à 25-26 Md€$_{2020}$, soit 7800 à 8100 €$_{2020}$/kW.

Ces évaluations sont régulièrement citées dans le débat pour souligner que le coût de nouveaux réacteurs nucléaires serait particulièrement élevé au regard des coûts des autres filières. S'il est vrai que ces niveaux de coûts sont significativement plus élevés que pour les énergies renouvelables *(voir ci-après)*, ces références doivent être considérées avec précaution dans la mesure où elles correspondent à des têtes de série. Or des expériences similaires ont pu être observées dans d'autres filières comme le photovoltaïque ou l'éolien en mer, pour lesquelles les coûts ont nettement baissé ces dernières années malgré des niveaux de départ très élevés (premiers parcs éoliens en mer attribués en France autour de 200 €/MWh avant renégociation[16]). S'agissant du nucléaire historique, pour les paliers P4 et N4, des gains de 25 à 30 % avaient été constatés entre les têtes de série industrielles et les réacteurs construits ultérieurement.

À long terme, dans le cadre d'un programme de nouveaux réacteurs intégrant le retour d'expérience des premiers chantiers, les projections de coûts articulées par les industriels de la filière nucléaire se situent à un niveau inférieur. Pour intégrer les hypothèses de coûts les plus récentes et les plus robustes sur l'EPR2 (qui constitue le modèle de réacteur privilégié dans les scénarios avec renouvellement du nucléaire), RTE s'est

14. Les études de l'IRSN considèrent deux types d'accidents nucléaires impliquant la fusion du cœur d'un réacteur : *« l'accident dit "grave" comporte des rejets radioactifs importants, mais différés et partiellement filtrés, alors que l'accident dit "majeur" provoque des rejets massifs non filtrés »*. Le coût d'un accident "majeur" pourrait être bien supérieur à celui d'un accident grave, se situant autour de 430 Md€ *(source : IRSN)*.
15. À ces coûts de construction s'ajoutent des coûts complémentaires de 6,7 Md€2015 correspondant principalement aux intérêts intercalaires permettant de financer le chantier. Ces intérêts dépendent de la durée de construction et du taux de financement, considéré par ailleurs dans l'analyse économique de RTE.
16. https://www.connaissancedesenergies.org/eolien-offshore-les-jeux-sont-faits-120406

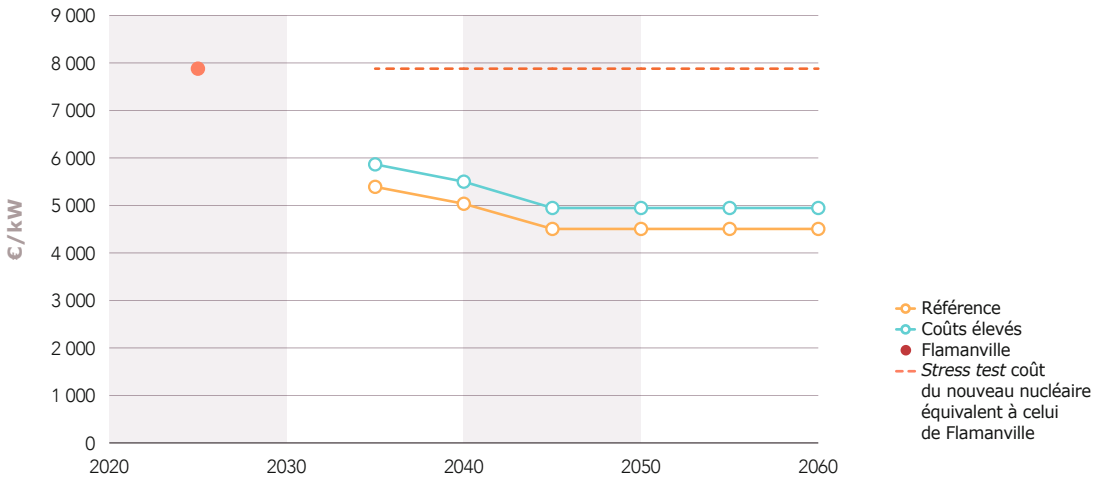
appuyé sur les évaluations communiquées par les pouvoirs publics dans le cadre de la concertation et utilisées dans les travaux d'analyse des conditions de faisabilité d'un éventuel programme de construction de nouveaux réacteurs, dit « Nouveau nucléaire France » (NNF), conduits par l'administration. **Ces projections sont élaborées à partir d'audits successifs réalisés, sous l'égide des pouvoirs publics, par des auditeurs différents sur les projections de coûts estimées par EDF.** Ce travail, qui s'inscrit dans le programme de travail prévu par la PPE, fera l'objet d'une publication spécifique par le gouvernement.

Ces projections conduisent à retenir, dans la trajectoire de référence (coût médian intégrant déjà des provisions pour risque), des coûts de construction de l'ordre de 5 500 €/kW pour les premiers réacteurs[17] (soit environ 9 Md€ par tranche EPR en comparaison des 12,4 Md$€_{2015}$ correspondant à la dernière estimation pour l'EPR de Flamanville), avec une perspective de baisse à 4 700 €/kW pour des EPR2 de série. Ces références de coûts comprennent les coûts de développement d'un programme de nouveaux réacteurs (étalés sur les premières paires) ainsi que les provisions pour démantèlement constituées au moment de la construction *(voir ci-après)*.

La variante haute est également issue des audits indépendants réalisés sur le programme NNF dans le cadre de son instruction par l'État. Elle analyse le cas d'un surcoût pouvant être important sur les deux premières tranches, puis plus modéré à terme.

Dans le cadre de la consultation, de nombreux répondants ont souhaité que les analyses puissent intégrer des cas de figure susceptibles de s'écarter des évaluations commanditées par l'État, arguant de l'impossibilité de déployer pour le nouveau nucléaire une démarche de standardisation et de construction en série similaire à celle du programme électronucléaire français des années 1970 et 1980 ou du déploiement actuel des énergies renouvelables.

Figure 11.4 Évolution du coût d'investissement (dont coût de développement et démantèlement) des EPR2 en fonction de la date de mise en service



17. Hors coût de financement.

Que cette thèse soit justifiée ou non, il demeure indéniable que la dynamique de diminution des coûts du nouveau nucléaire ne peut pas être observée, trop peu de réacteurs étant en construction. RTE a donc introduit dans l'analyse un stress test conduisant à retenir, pour le coût de construction du nouveau nucléaire, celui de Flamanville 3, à savoir 12,4 Md€$_{2015}$. Ce stress test est utilisé pour examiner la robustesse de l'analyse à des cas extrêmes et ne remplace pas les analyses de sensibilité standards examinées en retenant les hypothèses haute et basse pour chaque technologie.

Petits réacteurs modulaires (SMR)

Le scénario N03 des « Futurs énergétiques 2050 » intègre le développement de petits réacteurs modulaires (SMR). Cette technologie fait l'objet de programmes de R&D, qui ont vocation à s'accélérer en France dans le cadre du programme France 2030 suite aux annonces du président de la République le 12 octobre 2021.

Les SMR ne sont pas une technologie mature et leurs coûts demeurent aujourd'hui très incertains. Le modèle de réacteur envisagé en France (projet Nuward) est encore à l'état de conception. À défaut d'informations plus précises, les hypothèses de coût retenues pour les SMR sont fondées sur les références de coût de l'EPR2, en retenant les hypothèses de coûts des premiers réacteurs de série, soit 5 500 €/kW.

Coût du capital

Au-delà des hypothèses sur les coûts de construction, le coût du capital du nouveau nucléaire apparaît comme l'un des paramètres clés pour la compétitivité de la filière. Du fait d'une durée de construction longue (qui engendre d'importants intérêts intercalaires), d'une durée d'exploitation longue et de coûts d'investissement importants, le coût associé au financement de l'investissement initial constitue la principale composante de coût du nouveau nucléaire et peut faire varier fortement le coût complet de l'électricité produite par de nouvelles centrales (d'un facteur deux à trois).

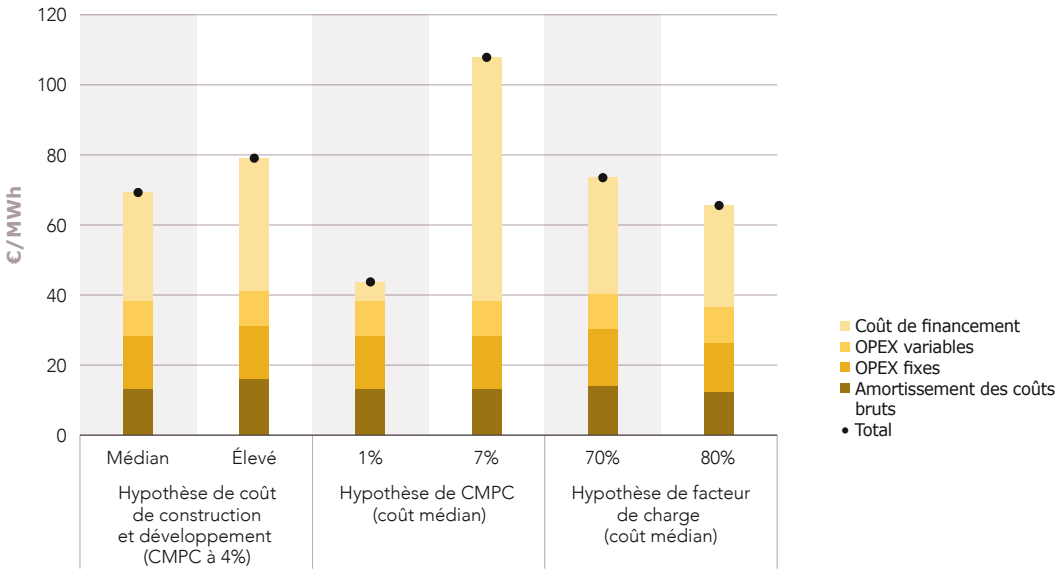
Les discussions autour du coût du projet Hinkley Point au Royaume-Uni avaient déjà mis en évidence la forte dépendance du niveau de prix garanti au coût du capital appliqué au projet. Dans ce contexte, le modèle de financement des nouveaux réacteurs joue un rôle important dans le coût complet de la filière. Dans l'éventualité de la réalisation du programme « Nouveau nucléaire France » porté par EDF, l'État étudie le financement direct d'une partie du programme, ce qui pourrait favoriser l'accès à des coûts du capital plus faibles que s'il était porté entièrement par un investissement privé[18].

Par ailleurs, les possibilités de financement du nouveau nucléaire pourront également dépendre des orientations européennes sur les technologies éligibles à une finance durable et les obligations vertes. Le nucléaire ne figure pas dans la première liste contenue dans l'acte délégué sur la taxonomie adopté par la Commission européenne au printemps 2021. Cette situation est susceptible d'évoluer à brève échéance : à l'issue des conclusions remises en mars 2020 par un premier groupe d'experts techniques sur la finance durable, appelant à la réalisation de travaux d'expertise plus poussés sur le principe du « non-préjudice significatif à l'environnement » *(Do not Significant Harm,* ou DNSH), le Centre commun de recherche de la Commission européenne a conclu qu'il n'existait pas d'obstacle scientifique à l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie. Depuis, deux groupes d'experts européens (groupe d'experts de l'article 31 du traité Euratom et Comité scientifique sur la santé, l'environnement et les risques émergents – ou SHEER) ont globalement confirmé ces conclusions. L'inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne favoriserait la recherche de financement et l'obtention de conditions compétitives, susceptibles de diminuer le coût moyen pondéré du capital.

Enfin, le facteur de charge des nouveaux réacteurs jouera également un rôle important dans le coût complet du mégawattheure produit par le nucléaire. Or ce facteur dépend des scénarios de mix : dans une configuration où les nouveaux

18. Voir section la partie 11.2 pour une discussion sur la prise en compte du taux de rémunération du capital dans l'analyse économique des scénarios Des analyses de sensibilité des résultats économiques à cette hypothèse sont présentées dans la partie 11.6.

Figure 11.5 Coût complet de production du nouveau nucléaire selon l'hypothèse de coût d'investissement, de coût moyen pondéré du capital ou de facteur de charge



réacteurs nucléaires ne fonctionneraient qu'une partie de l'année, en complément des énergies renouvelables, le coût complet rapporté au mégawattheure augmenterait alors substantiellement. La figure ci-dessus présente le coût complet rapporté à l'énergie produite selon différentes hypothèses sur le coût de construction, le coût de rémunération du capital et le facteur de charge.

Ces valeurs doivent être prises avec précaution. Même si les hypothèses utilisées pour le calcul correspondent à celles définies par l'administration dans les études sur le financement d'un éventuel programme NNF, les estimations de coût rapporté à l'énergie produite peuvent différer. En effet, les estimations réalisées par RTE n'incluent pas les taxes ni les marges sur la construction et l'exploitation des réacteurs, conformément à la méthodologie présentée au début de ce chapitre (et de manière à ne pas biaiser l'analyse avec des différences de fiscalité entre les filières). Pour la même raison, elles sont fondées sur des coûts de rémunération du capital normatifs.

11.3.1.3 Les charges pour démantèlement : des coûts prévisionnels intégrés dans les provisions à constituer à la construction des réacteurs

Au-delà des projections de coûts d'investissement pour la construction ou la prolongation des réacteurs, d'autres composantes de coûts sont également souvent discutées. Il s'agit en particulier des coûts prévisionnels du démantèlement des centrales ou de ceux associés à la gestion à long terme du combustible usé et des déchets. La prise en compte de ces différentes composantes a fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de l'étude.

Pour les réacteurs de deuxième génération en exploitation, les coûts bruts de démantèlement étaient évalués à 19,6 Md€$_{2013}$ (soit 360 M€$_{2020}$ par réacteur) par la Cour des comptes dans son rapport

sur les coûts de production nucléaire de 2014[19]. Ils ont été réévalués à 20,8 Md€$_{2018}$ (370 M€$_{2020}$ par réacteur) par la Cour des comptes dans son rapport de 2020 sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires. **La loi française prévoit que ces coûts soient provisionnés par l'opérateur pour la gestion des charges futures[20] : ils sont donc bien pris en compte dans l'estimation des coûts complets annualisés au titre de l'amortissement des coûts passés.**

En s'appuyant sur les données communiquées par les pouvoirs publics, l'hypothèse retenue pour les coûts liés au démantèlement pour les futurs réacteurs s'établit à environ 290 M€ de provisions à constituer à la mise en service de chaque réacteur de type EPR2, soit environ 180 €/kW de CAPEX initiaux. Dans l'analyse de RTE, ce montant est ajouté au coût des investissements à amortir à la mise en service des réacteurs.

11.3.1.4 L'aval du cycle nucléaire : une prise en compte du traitement-recyclage du combustible usé et du stockage des déchets dans l'analyse économique, en intégrant un principe de prudence

Au-delà des coûts associés à la construction, à l'exploitation et à la fin de vie des réacteurs, le nucléaire est caractérisé par une composante de coûts spécifique, correspondant à l'aval du cycle du combustible. Cette composante porte précisément sur le traitement et le recyclage des combustibles usés d'une part, et sur la gestion des déchets radioactifs (y compris le stockage final sur le long terme) d'autre part. **Un soin particulier a été consacré à intégrer ces composantes de coûts à l'analyse économique des « Futurs énergétiques 2050 »,** en se fondant sur des données recueillies auprès des opérateurs concernés (EDF, Orano, ANDRA) mais également d'analyses propres à RTE.

Les résultats de la consultation publique témoignent d'un souhait général de porter une attention particulière à la prise en compte de cette composante de coût, dont plusieurs ONG estiment qu'elle présente le risque d'être sous-estimée dans l'évaluation du coût de l'option nucléaire. Au cours des réunions de concertation, certains acteurs se sont interrogés sur le niveau de coûts à considérer pour l'aval du cycle nucléaire, et sur la cohérence avec les montants d'investissement de plusieurs milliards voire plusieurs dizaines de milliards d'euros envisagés dans les infrastructures de traitement-recyclage du combustible (éventuel renouvellement des usines de retraitement de La Hague, ajout d'une piscine d'entreposage supplémentaire…) et de stockage des déchets (projet Cigéo…). Enfin, les nombreux travaux de la Cour des comptes sur le coût de la production d'électricité en général, et du nucléaire en particulier, soulignent l'importance d'une bonne intégration de ces postes de coûts, tout en restituant le degré d'incertitude qui peut caractériser ceux qui s'inscrivent dans des perspectives à très long terme.

Dans ce contexte et vu le caractère sensible des évaluations économiques des « Futurs énergétiques 2050 », RTE revendique avoir adopté une approche prudente pour évaluer les composantes de coûts correspondant à l'aval du cycle du combustible nucléaire : dans le cas où plusieurs hypothèses étaient envisageables, RTE a systématiquement retenu la plus haute, et a également intégré à dessein des majorants pour les composantes de coûts les plus incertaines. Ces évaluations constituent donc des majorants en l'état des connaissances à date : elles pourront être approfondies dans le cadre d'un travail ultérieur sur les conséquences des scénarios « N » pour l'aval du cycle nucléaire dans le cas où

19. *«Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014»*, Cour des comptes (mai 2014)
«L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires. Communication à la commission des Finances du Sénat», Cour des comptes (février 2020)
20. La loi prévoit que ces provisions sont placées sur des actifs dédiés ; elles sont calculées en plafonnant le taux de rémunération attendu en fonction d'un indice reposant sur celui des obligations d'État. Le taux utilisé par EDF fin 2020 est de 2,1%/an hors inflation (rapport financier annuel 2020 EDF, annexe aux comptes consolidés).

de nouveaux réacteurs seraient décidés, et elles n'ont pas vocation à se substituer aux évaluations réalisées par les organismes en charge de la gestion du cycle dans le cadre de leur communication financière (pour les entreprises) ou des procédures prévues par le droit (Andra).

11.3.1.5 Les coûts de traitement-recyclage du combustible usé : un renouvellement des infrastructures nécessaires dans les scénarios avec du nouveau nucléaire

Les étapes du retraitement

Les étapes d'enrichissement de l'uranium naturel pour la fabrication de combustibles UOX (uranium naturel enrichi) et de traitement de ces combustibles après leur utilisation dans les réacteurs génèrent différentes substances radioactives : uranium appauvri (Uapp), plutonium, uranium de retraitement (URT), actinides mineurs et produits de fission. Une partie de ces substances (actinides mineurs et produits de fission) ne peut être réutilisée dans les réacteurs en service, ni dans les EPR : celle-ci est donc considérée comme un déchet ultime devant être conditionné de manière stable et stocké *(voir section dédiée ci-après)*.

Les autres substances issues du cycle ont un potentiel énergétique conséquent et sont, en France, considérées comme des matières valorisables. La stratégie française vise à maximiser le recyclage des combustibles usés (stratégie dite de «cycle fermé») afin de produire de nouveaux combustibles utilisables dans les centrales nucléaires, de réduire en conséquence la consommation de ressources naturelles (uranium) et d'optimiser la gestion des déchets. Le recyclage du plutonium et de l'uranium extraits des combustibles usés permet de produire respectivement les combustibles MOX (mélange d'uranium appauvri et de plutonium) et les combustibles URE (uranium de retraitement enrichi). Ces combustibles ne sont pas retraités après leur utilisation en réacteur (mono-recyclage)[21]. L'uranium appauvri non utilisé pour la fabrication de combustibles MOX est, pour sa part, destiné à être réenrichi ou valorisé dans de futures générations de réacteurs. Cette stratégie de retraitement du combustible usé se retrouve dans plusieurs pays utilisant l'énergie nucléaire (comme la Suisse ou le Japon), tandis que d'autres considèrent les combustibles usés comme des déchets, sans étape de retraitement-recyclage (comme les États-Unis).

Pour mener à bien les différentes étapes de retraitement-recyclage du combustible, plusieurs types d'infrastructures sont essentiels :

- les piscines d'entreposage des combustibles usés, situées près des réacteurs et sur le site de La Hague ;
- les usines de retraitement du combustible de la Hague (UP2-800 et UP3), qui constituent le plus grand site industriel de retraitement des combustibles usés dans le monde ;
- l'usine de fabrication du combustible MOX (Melox) située à Marcoule ;
- l'usine de conversion de l'uranium de retraitement (TU5) située au Tricastin ;
- des réacteurs nucléaires aptes à utiliser du combustible MOX.

Aujourd'hui, 24 réacteurs de 900 MW parmi les 56 réacteurs français sont autorisés à utiliser du combustible MOX. La production d'un combustible MOX nécessite le traitement de huit combustibles UOX usés, ce qui permet de réduire leur volume : le cycle français repose donc sur des capacités limitées d'entreposage pour ces matières. Cette situation implique de maintenir un nombre suffisant de réacteurs capables d'accueillir du combustible MOX afin d'éviter la saturation des entreposages. Le «moxage» de nouveaux réacteurs nucléaires à mesure que les premiers réacteurs moxés seront fermés apparaît

21. Conformément aux orientations de la PPE, des études menées par les industriels de la filière sont en cours en vue du déploiement du multi-recyclage de l'uranium et du plutonium dans les réacteurs du parc actuel. Grâce à ce multi-recyclage, il serait possible de réutiliser intégralement l'uranium et le plutonium issus du traitement des combustibles UOx et MOX.

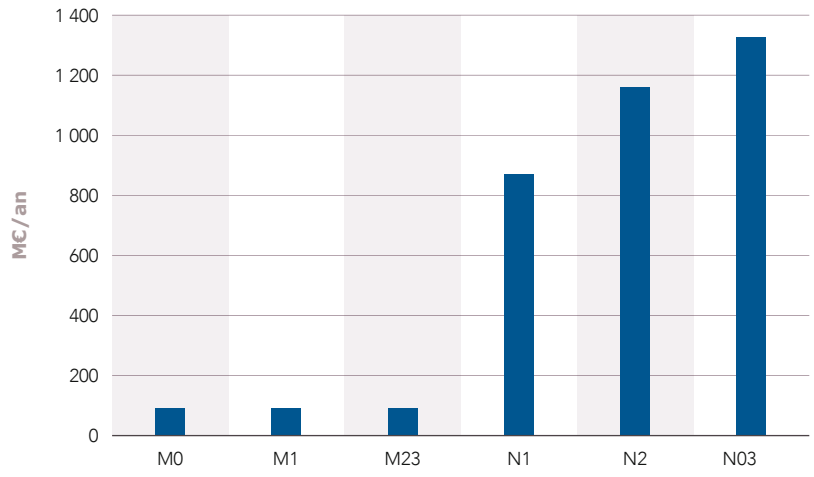
donc nécessaire. La PPE prévoit ainsi de mettre en œuvre le moxage des réacteurs de 1 300 MW afin de pérenniser la gestion du cycle. Le coût du moxage des centrales nucléaires existantes n'a pas été pris en compte dans la présente étude mais, au regard des ordres de grandeur disponibles pour des tranches qui ont déjà réalisé cette opération, celui-ci n'est pas discriminant entre les scénarios.

Les investissements de renouvellement des infrastructures

Plusieurs infrastructures susmentionnées (usines de traitement-recyclage en particulier) devront être renouvelées au cours des prochaines décennies en fonction des scénarios d'évolution du parc nucléaire en France.

S'agissant des piscines d'entreposage, celles-ci se remplissent progressivement dans la mesure où les combustibles usés issus du recyclage (MOX et URE) ne sont actuellement pas recyclés. Ceux-ci sont entreposés dans l'attente de possibilités de valorisation (par multi-recyclage dans les réacteurs existants ou dans d'éventuels réacteurs de quatrième génération). **À l'horizon 2030, des mesures sont nécessaires pour éviter la saturation des piscines existantes, qui limiterait la faculté à entreposer les combustibles usés et pourrait contraindre le fonctionnement de certaines centrales du parc nucléaire**[22,23,24]**.** À brève échéance, la densification des piscines de La Hague permettra d'en augmenter la capacité d'entreposage de 30 %. Malgré cela, **une piscine additionnelle sera nécessaire, pour un montant évalué entre un et deux milliards d'euros. Cet investissement est intégré à l'évaluation économique des scénarios.** Du fait de son retard dans l'exécution de ce projet, EDF est contraint de mener plusieurs projets additionnels pour entreposer rapidement son combustible usé (densification des piscines de La Hague, entreposage à sec, consommation de 16 assemblages MOX par recharge de réacteur). En l'absence d'information sur leur coût, ceux-ci n'ont pas été pris en compte.

Figure 11.6 Coût complet des charges de traitement-recyclage dans les différents scénarios en 2060



22. *«Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs 2016-2018»*, ASN et ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (2017)
23. Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 (…) établissant les prescriptions du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
24. Avis n° 2018-AV-0316 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 18 octobre 2018 relatif à la cohérence du cycle du combustible nucléaire en France.

S'agissant de la stratégie de traitement-recyclage des combustibles usés, cette dernière est préservée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période de la PPE et au-delà, au moins à horizon 2040. Les démarches de pérennité mises en œuvre dans les usines de traitement de La Hague et de fabrication de combustible MOX de Melox permettent d'assurer leur fonctionnement jusqu'à cet horizon. Au-delà, des investissements devront être réalisés pour assurer leur renouvellement et pérenniser leur fonctionnement à long terme dans les scénarios «N», dans l'hypothèse d'une poursuite de la stratégie française de recyclage du combustible[25].

Dans le cadre d'une contribution aux travaux des «Futurs énergétiques 2050», Orano a communiqué à RTE les données de coûts d'investissements et de coûts d'exploitation nécessaires dans les deux usines de la Hague et de Melox, correspondant aux scénarios avec renouvellement du parc électronucléaire. Les investissements envisagés dans ces usines se chiffrent ainsi à plusieurs milliards d'euros. Dans son analyse, RTE considère également une hypothèse d'investissement de 2 Md€ pour la densification et la création de nouvelles piscines de stockage.

Compte tenu de ces hypothèses, les coûts complets des infrastructures de traitement-recyclage se montent à plusieurs centaines de millions d'euros par an dans les différents scénarios. Rapportés à la production nucléaire, ces montants conduisent à des coûts d'environ 3 à 4 €/MWh dans le scénario N03, environ 4 à 5 €/MWh dans le scénario N2 et entre 6 et 7 €/MWh dans le scénario N1.

Ces politiques d'investissement doivent s'inscrire dans le temps industriel long, avec un lancement à opérer plus de 15 ans avant échéance, soit dès 2025 en cas de décision de renouvellement du parc nucléaire. Comme le relève l'ASN[26] et le prévoit la PPE, indépendamment d'une décision éventuelle de relance, les stratégies de traitement-recyclage au-delà de 2040 devront être précisées à court terme pour permettre à la filière d'anticiper ses besoins en capacité de traitement-recyclage ou d'entreposage et de stockage de combustible usé.

11.3.1.6 Les coûts de gestion des déchets (entreposage et stockage à long terme) : de fortes incertitudes sur les coûts de stockage en couche géologique profonde des déchets radioactifs

Le stockage des déchets nucléaires et les incertitudes associées

Les déchets radioactifs regroupent l'ensemble des matières contenant de la radioactivité et pour lesquelles il n'existe pas de valorisation ou de recyclage possible. Ceux-ci sont issus de l'irradiation du combustible nucléaire en réacteur ou encore de la déconstruction des installations nucléaires.

En France, les déchets sont classés en différentes catégories selon leur durée de vie et leur activité : déchets à vie très courte (VTC), très faible activité (TFA), faible et moyenne activité – vie courte (FMA-VC), faible activité – vie longue (FA-VL), moyenne activité – vie longue (MA-VL) et haute activité (HA). Les déchets MA-VL et HA, qui sont essentiellement issus du passage du combustible nucléaire en réacteur, sont ceux pour lesquels la gestion à long terme requiert les infrastructures les plus coûteuses, avec en particulier la construction prévue d'un centre de stockage en couche géologique profonde (Cigéo) pour les stocker de manière pérenne. D'après la Cour des comptes[27], les charges associées à la gestion à long terme des déchets MA-VL et HA représentent de l'ordre de 85% des charges totales de gestion des déchets radioactifs en France.

25. Certains pays ne recyclent pas les combustibles usés et prévoient de les stocker définitivement tels quels. Cette alternative n'est toutefois pas envisagée en France et n'a pas été considérée dans l'étude.
26. https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable
27. *«Les coûts de la filière électronucléaire»*, Cour des comptes (2012)

À l'heure actuelle, seule une faible partie des substances radioactives issues du traitement des combustibles usés est qualifiée de déchet en France (actinides mineurs et produits de fission, représentant 4 % du contenu des combustibles usés après irradiation en réacteur). Toutefois, les perspectives d'utilisation de certaines matières aujourd'hui considérées comme valorisables (combustibles MOX et URE usés) sont incertaines en l'absence de mise en œuvre industrielle de multi-recyclage du combustible et de réacteur de génération IV (« surgénérateur ») et pourraient à terme conduire à une requalification de ces matières en déchets. Dans ses comptes, EDF constitue ainsi des provisions pour couvrir les éventuels coûts d'entreposage et de stockage direct de ces combustibles usés, s'alignant ainsi sur les recommandations de l'ASN[28].

Pour les déchets radioactifs et à la durée de vie la plus longue (HA et MA-VL), le projet de stockage en couche géologique profonde Cigéo vise à apporter une solution de stockage durable et à faire en sorte que ces déchets ne représentent pas un fardeau pour les générations futures. Du fait de l'ampleur du projet et des incertitudes sur l'évolution du cycle du combustible nucléaire en France, les coûts d'investissement de Cigéo présentent des incertitudes significatives. À titre d'illustration, les exploitants nucléaires (principalement EDF) évaluaient en 2014 le coût de cette installation à 19,2 Md€$_{2012}$ tandis que l'évaluation initiale de l'ANDRA s'élevait à 34,5 Md€$_{2012}$. Toutefois, le périmètre des déchets à stocker pris en compte dans ces évaluations n'est pas toujours précisé : il inclut systématiquement un inventaire de référence et un inventaire de réserve mais le périmètre de ce dernier est flexible[29]. Un arrêté du ministre de l'Énergie a finalement fixé en 2016 le coût-objectif du projet Cigéo à 25 Md€$_{2012}$, tout en demandant la révision régulière de ce chiffrage. La prochaine réévaluation du coût de Cigéo est prévue dans le cadre du dépôt de la demande d'autorisation de création qui interviendra vers 2022.

La Cour des comptes relève dans son rapport sur les coûts de l'aval du cycle nucléaire[30] que le principal risque financier identifié par l'ANDRA s'agissant du projet Cigéo concerne l'inscription des combustibles usés à terminaison du parc actuel dans le périmètre de l'inventaire des déchets à stocker. Elle mentionne notamment que l'ANDRA a évalué à 5,2 Md€ le coût supplémentaire pour l'adaptation de Cigéo au stockage des combustibles usés (MOX et URE usés). De façon générale, le coût de l'aval du cycle est dépendant de la stratégie de requalification et de gestion du combustible usé non retraité, des modes de gestion et des moyens associés à ces nouvelles matières, potentiellement à haute activité et dont le volume pourrait être significatif au regard des hypothèses de dimensionnement de Cigéo.

Dans l'ensemble, le coût de stockage des déchets présente une incertitude forte dans l'attente des prochaines réévaluations et des choix publics sur le traitement des combustibles MOX usés et URE usés.

La méthode d'évaluation économique et les principes de prudence

Compte tenu de ces incertitudes, **l'hypothèse retenue pour les « Futurs énergétiques 2050 » se fonde sur une évaluation volontairement conservatrice intégrant un principe de prudence, de sorte à ce que la comparaison entre les scénarios M et N ne puisse souffrir d'un risque de sous-estimation des charges futures liées au stockage des déchets nucléaires.** Ce principe de prudence est propre à la présente analyse économique dans le cadre des travaux des « Futurs énergétiques 2050 » et n'a pas vocation à se substituer aux analyses plus approfondies menées par l'ANDRA.

Ainsi, le cas de référence est fondé sur les principes suivants :

- **une évaluation haute des coûts du projet Cigéo, supérieure aux dernières**

28. https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable
29. Les chiffrages sont généralement exprimés pour le stockage de l'inventaire de référence (déchets ultimes des actinides mineurs extraits du combustible usé et déchets de démantèlement des réacteurs existants et passés) mais Cigéo doit être conçu afin de lui permettre de s'adapter pour accueillir les substances figurant dans un inventaire de réserve, comprenant notamment les colis HA et MA-VL correspondant à un allongement de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ans en moyenne.
30. *« L'aval du cycle du combustible nucléaire »*, Cour des comptes (2019), page 74.

estimations publiques : les coûts considérés sont de 31 Md€$_{2020}$[31] au périmètre de l'inventaire de référence ;

- une majoration supplémentaire de 10 Md€ pour prendre en compte la possibilité d'accueillir environ 20 000 tonnes de déchets supplémentaires. Cette évaluation repose sur l'extrapolation du chiffre de 5,2 Md€, mentionné dans le rapport de la Cour des comptes comme représentant le coût supplémentaire du stockage de 6 300 tonnes de combustibles usés, à la quantité de 20 000 tonnes correspondant par exemple aux combustibles MOX et URE usés (dont les perspectives de recyclage sont incertaines) et des UOX usés dans la perspective d'un arrêt ultime de la production électronucléaire. Les proportions respectives de ces éventuels déchets dépendent des scénarios : dans les scénarios M, un arrêt de la production nucléaire se traduit par un volume conséquent de combustible UOX en fin d'exploitation. Dans les scénarios N, ces combustibles sont recyclés mais les quantités de MOX et URE usés augmentent.

Les coûts d'investissement et d'exploitation dans le projet Cigéo interviendront en moyenne bien après le passage du combustible en réacteur (notamment pour tous les déchets déjà produits) et rapporter ces coûts à la production électrique nécessiterait de tenir compte de l'effet de l'actualisation. Cependant, faute d'hypothèses détaillées sur l'échéancier d'investissement, l'effet d'actualisation des coûts de stockage utilisé pour évaluer une provision et les effets sur le compte de résultat l'actualisation n'ont pas été pris en compte dans le cadre de ce rapport. Cette méthode de calcul simplifiée conduit à surestimer[32] notablement le coût de gestion des déchets en €/MWh

Ainsi, rapportés à la production des réacteurs de seconde génération supposés exploités de manière normative jusqu'à 50 ans, ces 41 Md€ conduisent à une estimation de l'ordre de 2,1 €/MWh pour les coûts liés au stockage en couche géologique profonde. À ceux-ci s'ajoutent les coûts de gestion des autres types de déchets, qui représentent des coûts bien plus faibles[33].

Dans la perspective de construction de nouveaux réacteurs, de nouvelles capacités de stockage des déchets ultimes pourraient s'avérer nécessaires une fois celles de Cigéo tel que dimensionné actuellement seraient remplies (tant par les déchets ultimes du parc actuel que par ceux des nouveaux réacteurs). Les coûts associés sont supposés du même ordre que ceux du projet Cigéo actuel : de ce fait, l'estimation de 2,1 €/MWh peut être maintenue pour les réacteurs de troisième génération en conservant le principe de prudence exposé ci-dessus. Le caractère majorant de cette estimation est conforté par les conclusions de la Cour des comptes, qui estimait dans son rapport de 2012 qu'un doublement du devis de Cigéo conduirait à une augmentation de 1 % du coût de production de l'électricité (~0,50€/MWh).

11.3.1.7 Bilan des coûts associés à l'aval du cycle en intégrant les principes de prudence

Au total, le coût du combustible rapporté à la production d'électricité nucléaire se situe autour de 10 €/MWh en fonction des scénarios. Alors que les composantes « amont » et « stockage des déchets » sont proportionnelles au volume de production d'électricité, la composante correspondant au traitement et recyclage est constituée en majorité de coûts indépendants des volumes produits. Ainsi, les coûts rapportés au mégawattheure produit pourraient être plus faibles en cas de relance importante du nucléaire, ou plus élevés dans le cas d'un nombre limité de nouveaux réacteurs sur lesquelles repartir les coûts fixes. Les parts correspondant à l'amortissement des investissements sont par ailleurs sensibles au taux de financement du capital, comme pour les autres technologies du système électrique.

31. Évaluation haute de l'ANDRA en 2012 (31,8 Md€2012) hors taxes (-4,1 Md€) et rapporté en €2020.
32. À titre d'illustration, la prise en compte d'un taux d'actualisation de 2%/an sur 15 ans réduirait le montant de 2,1 €/MWh à 1,5 €/MWh.
33. Dans son rapport d'analyse des coûts du cycle aval du combustible, la Cour des Comptes notait toutefois que, même si les coûts liés à la gestion des déchets hors Cigéo restent faibles, il était nécessaire de trouver une solution à mettre en œuvre, notamment pour l'uranium appauvri de faible activité.

11.3.2 Le coût des énergies renouvelables : un principe de poursuite de la baisse des coûts qui fait globalement consensus, avec un niveau de confiance élevé pour le photovoltaïque et moindre pour l'éolien en mer flottant

Les coûts des énergies renouvelables électriques et leurs projections dans le temps sont aujourd'hui très largement documentés dans de nombreux rapports. Les perspectives d'évolution à long terme sont par nature sujettes à discussion, avec des niveaux d'incertitude dépendant fortement des filières.

Pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien en mer posé, l'historique récent a montré des baisses de coût considérables en lien avec les améliorations technologiques et les effets d'échelle.

Si la poursuite d'une tendance baissière pour les coûts des énergies renouvelables est globalement admise, dans le détail les perspectives d'évolutions futures sont plus ou moins incertaines selon les filières.

11.3.2.1 Les coûts futurs de l'hydraulique sont paradoxalement sujets à un certain nombre d'incertitudes

L'hydraulique recouvre une grande variété d'installations en matière de puissance, de caractéristiques de fonctionnement et de capacité de stockage, qui dépendent largement des sites équipés. Cette diversité rend difficile l'identification de coûts normatifs, contrairement aux filières caractérisées par des installations plus largement standardisées (batteries, centrales thermiques, énergies renouvelables…).

Une partie des installations existantes devra faire l'objet d'investissements de rénovation au cours des prochaines décennies pour assurer leur maintien en exploitation. Néanmoins, les installations concernées et les montants d'investissement requis restent mal connus et hétérogènes d'une centrale à l'autre, ce qui ne permet pas de définir des trajectoires précises d'investissements et de coûts.

Pour le chiffrage des scénarios, l'ensemble des coûts d'exploitation et d'investissement dans les centrales hydrauliques (hors nouvelles STEP traitées de manière spécifique) est en conséquence regroupé dans une composante annuelle normative. Sur la base des informations communiquées par les exploitants, les hypothèses retenues pour l'analyse économique sont fixées à 50 €/MWh.

Pour les stations de pompage-turbinage (STEP), qui portent l'essentiel des perspectives de croissance du parc hydraulique dans les scénarios considérés, des hypothèses de coûts d'investissement autour de 1000 €/kW sont retenues, sur la base des éléments disponibles dans la littérature et communiqués par les acteurs.

Dans la mesure où les capacités hydrauliques ne sont pas différenciées entre les scénarios, ces hypothèses n'ont pas d'impact sur la comparaison économique des scénarios de mix.

11.3.2.2 Les coûts du photovoltaïque : une tendance à la baisse qui se poursuivra, grâce à l'amélioration des rendements des cellules et à des effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière au niveau mondial

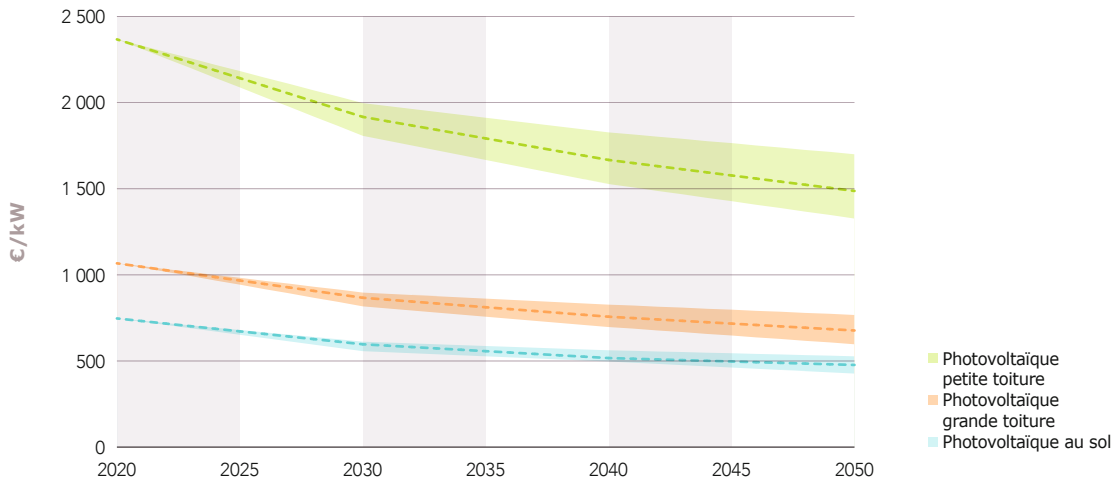
Au cours de la dernière décennie, la filière photovoltaïque a connu des baisses de coûts particulièrement marquées : selon l'IRENA, les coûts des centrales photovoltaïques au sol rapportés à l'énergie produite ont ainsi diminué de 85 % au niveau mondial entre 2010 et 2020[34].

La poursuite de la baisse des coûts à un rythme rapide fait l'objet d'un relatif consensus. Elle se justifie par le déploiement des innovations les plus récentes (réduction de la consommation de polysilicium, augmentation de la taille des wafers, développement de cellules à haut rendement, développement de modules bifaciaux, réduction des pertes, etc.) et de nouveaux effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière à l'échelle mondiale.

Des hypothèses de réduction des CAPEX de 35 % à 40 % à l'horizon 2050 ont ainsi été retenues[35], avec un bon niveau de consensus observé dans le cadre de la concertation et de la consultation publique. Ces baisses s'entendent pour les coûts des systèmes installés tout compris, soit un périmètre plus large que celui des seuls modules photovoltaïques pour lesquels des baisses de coûts plus importantes sont attendues.

Dans l'étude, les hypothèses de coûts sont différenciées par type d'installations, afin de refléter la grande diversité d'installations en matière de taille, de puissance et de mode de pose, et l'hétérogénéité des coûts qui en résultent. Les hypothèses sont différentes pour les parcs au sol, qui constituent les installations les moins coûteuses, et les installations sur grande toiture et sur petite toiture, qui sont bien plus onéreuses du fait des moindres effets d'échelle et du coût fixe important lié à l'installation des panneaux et du système photovoltaïque complet.

Figure 11.7 Évolution des coûts d'investissement en PV à l'horizon 2050 (hors raccordement)



34. *«Renewable power generation costs in 2020»,* IRENA (2021)
35. Les CAPEX sont ensuite supposés rester constants entre 2050 et 2060.

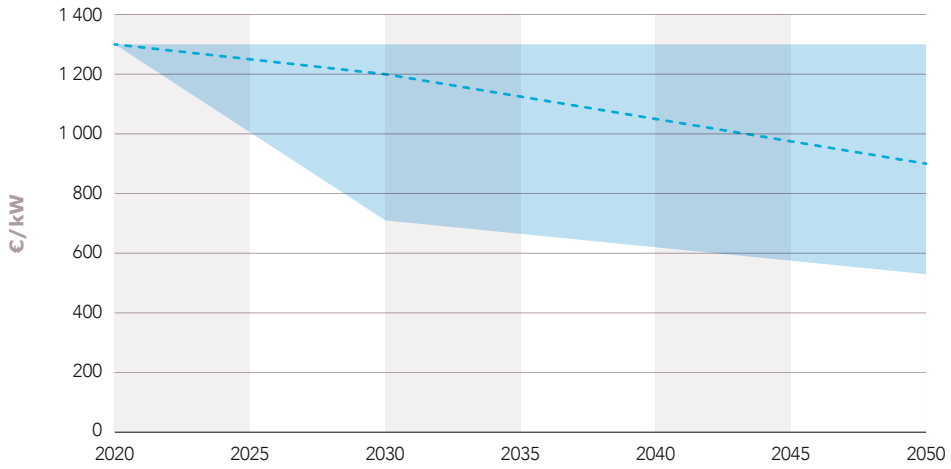
Plusieurs demandes convergentes d'ajout d'un stress test concernant le solaire (à l'instar de celui pour le nouveau nucléaire) ont été enregistrées tardivement, en fin de concertation. Elles consistent à analyser le cas d'une diminution plus faible du coût des panneaux solaires en s'appuyant sur les tensions géopolitiques croissantes, qui ont déjà engendré une croissance du prix du silicium – composant de base à la construction des panneaux solaires. Elles témoignent du fait qu'une relocalisation d'une partie de la chaîne de valeur de l'industrie solaire ne serait pas compatible avec la poursuite d'une trajectoire de diminution forte des coûts. La crise énergétique actuelle soulève effectivement des inquiétudes sur la résilience des chaînes d'approvisionnement et les pressions inflationnistes sur certains composants : cela suggère effectivement d'élargir les tests de résilience dans l'analyse prospective, même si le caractère tardif de cette demande conduit à l'analyser au titre des compléments prévus pour le premier trimestre 2022.

11.3.2.3 Les coûts de l'éolien terrestre : une tendance à la baisse, mais avec de fortes incertitudes sur la taille des éoliennes qui se généralisera à terme

Les perspectives d'évolution à long terme des coûts de l'éolien terrestre sont plus ouvertes. Si des réductions de coût liées aux effets d'apprentissage et aux effets d'échelle sont encore accessibles et se retrouvent dans de nombreuses publications de référence *(voir section 11.3.3),* certains estiment à l'inverse que les futures installations éoliennes sur le territoire français ne seront pas beaucoup moins coûteuses qu'aujourd'hui.

Plusieurs trajectoires d'évolution des coûts de l'éolien terrestre sont donc retenues dans l'étude, avec une trajectoire médiane intégrant une baisse d'environ 30 % à l'horizon 2050 par rapport à aujourd'hui[36], mais également une trajectoire haute fondée sur une absence de diminution des coûts unitaires et une trajectoire basse de baisse plus significative.

Figure 11.8 Évolution des coûts d'investissement dans l'éolien terrestre à l'horizon 2050 (hors raccordement)



36. Les CAPEX sont ensuite supposés rester constants entre 2050 et 2060.

L'évaluation la moins favorable sur l'évolution du coût de l'éolien terrestre s'appuie sur l'analyse de contraintes nouvelles, sur le plan réglementaire ou sur le terrain de l'acceptabilité, auxquelles fait face la filière, qui ne permettent pas de déployer les modèles de mâts les plus récents du fait de leurs grandes hauteurs. Une partie de la baisse des coûts projetée pour l'éolien terrestre est en effet associée à la possibilité de généraliser le déploiement d'éoliennes de grande taille.

Le contexte politique de développement de l'éolien terrestre joue donc un rôle non seulement sur le rythme atteignable, mais également sur le coût unitaire de son déploiement. Une restriction à des « petites machines » conduirait à se situer dans le haut de la fourchette.

11.3.2.4 Les coûts de l'éolien en mer : des baisses liées à l'amélioration des technologies et au passage à l'échelle industrielle mais avec des trajectoires fortement différenciées entre le posé et le flottant

Les dernières années ont vu une baisse importante des coûts unitaires d'installation des parcs d'éoliennes en mer posées.

Les niveaux de prix des premiers appels d'offres attribués en France au début des années 2010 atteignaient de l'ordre de 200 €/MWh (raccordement inclus), diminués par la suite à 130-150 €/MWh (hors raccordement) après la renégociation engagée par l'État en 2018[37]. Les appels d'offres européens les plus récents ont vu émerger des références de prix bien inférieures : autour de 50 €/MWh pour de nombreux parcs développés dans différents pays de la mer du Nord, et même 44 €/MWh pour le futur parc éolien de Dunkerque attribué en 2019.

Ces niveaux de prix n'incluent pas le raccordement[38], souvent porté par les gestionnaires de réseau plutôt que par les développeurs de parcs. La part du raccordement dans le coût complet de l'éolien en mer est néanmoins significative et est amenée à croître, notamment avec l'éloignement progressif des parcs par rapport aux côtes. **Dans la suite du chapitre, les coûts de raccordement de l'éolien en mer sont systématiquement intégrés dans le volet « réseau de transport »,** par souci de cohérence avec les précédentes évaluations fournies dans le cadre du SDDR. Ceux-ci sont toutefois directement liés au développement des installations de production et dépendent peu du reste du système. Une autre convention aurait pu consister à les intégrer dans le volet « production » (c'est par exemple la convention retenue par l'ADEME dans ses scénarios 2050 publiés en 2018).

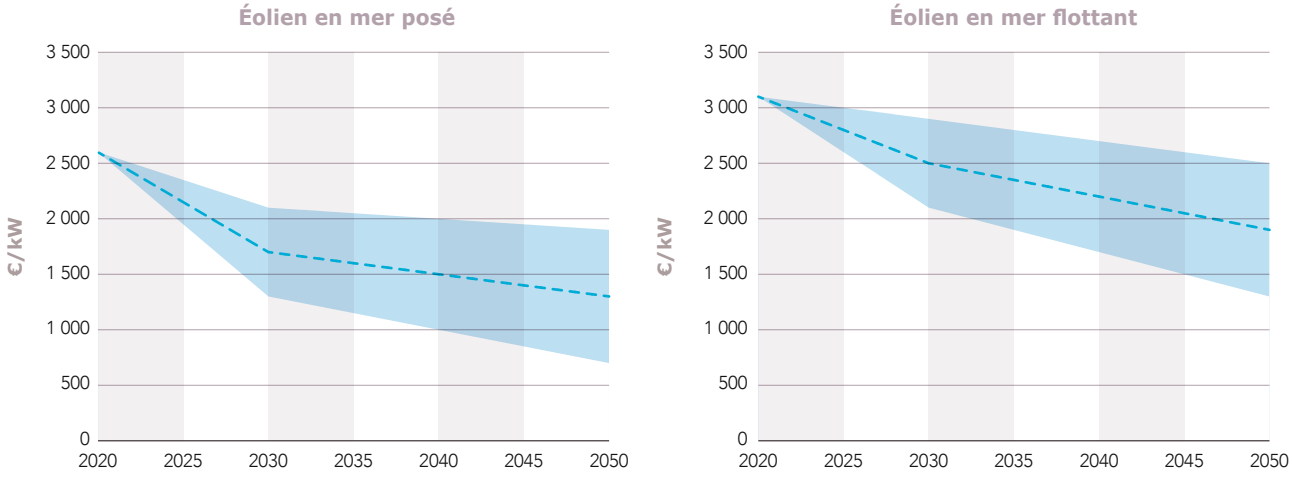
Pour l'éolien en mer posé, qui représente la quasi-totalité des installations d'éolien en mer aujourd'hui en Europe, les projections de coûts sont orientées en nette baisse avec les effets d'échelle liés à l'accélération du développement à l'échelle européenne et avec le déploiement des technologies les plus récentes (notamment éoliennes de très grande puissance).

En France, le gisement possible pour l'éolien en mer posé est toutefois limité, la profondeur au large des côtes atlantiques ou méditerranéennes ne permettant pas d'installer des éoliennes posées à des coûts compétitifs. Tous les scénarios considérés par RTE conduisent donc à développer une part plus ou moins importante d'éolien en mer flottant à long terme en France.

Pour la technologie flottante, les références de coûts sont moins nombreuses et plus incertaines, dans la mesure où il n'existe à date aucun parc de taille commerciale dans le monde. La filière n'a pas atteint le même niveau de maturité que l'éolien en mer posé et présente donc des perspectives de coûts plus élevées à moyen terme :

37. *« Décision de la Commission européenne en matière d'aides d'état, C(2019) 5498 final »* (2019)
38. Sauf les prix des appels d'offre des années 2010 avant renégociation.

Figure 11.9 Évolution des coûts d'investissement de l'éolien en mer à l'horizon 2050 (hors raccordement)



les cibles de prix visés par l'État pour les premiers parcs éoliens flottants, dont les appels d'offres vont être lancés dans les prochains mois, s'établissent autour de 110-120 €/MWh (hors raccordement). À long terme, le passage à l'échelle et les perspectives de développement de la filière à travers le monde orienteront probablement les coûts à la baisse, dans la lignée des coûts de l'éolien en mer posé. Les diminutions de coûts pouvant être attendues sont cependant loin de faire consensus, certains estimant que les incertitudes restent fortes et suggérant de retenir des hypothèses prudentes.

L'absence de déploiement commercial de la technologie a conduit plusieurs participants à la concertation à suggérer une approche particulièrement prudente sur l'éolien en mer flottant. À l'instar de la démarche retenue pour le nouveau nucléaire, un stress test est donc également réalisé sur cette technologie, en considérant que, tout au long de la trajectoire, les parcs soient développés à un coût de 100 €/MWh, c'est-à-dire un coût légèrement inférieur à la cible indiquée par l'État pour le premier appel d'offre commercial (A05, qui concerne le sud Bretagne). Ce stress test n'a pas vocation à remplacer la variante haute, issue du travail de bibliographie sur l'évolution tendancielle attendue des coûts.

11.3.2.5 Les coûts des énergies marines : des technologies aujourd'hui peu matures et dont les coûts rapportés à l'énergie produite sont élevés

Les autres énergies marines (hors éolien en mer) recouvrent différentes technologies en cours d'expérimentation et de développement à travers le monde : hydrolien, énergie marémotrice ou houlomotrice, etc.

Une partie des scénarios étudiés prévoit que ce type de technologies se développerait en France à l'horizon 2050, pour des capacités de l'ordre de quelques gigawatts. Au vu de l'état de maturité des filières considérées et du très faible nombre de projets en service à l'heure actuelle, les projections sur l'évolution des coûts à long terme restent très incertaines.

Les estimations disponibles à l'heure actuelle indiquent des coûts complets de l'ordre de 200 à 300 €/MWh pour les installations les plus matures,

notamment sur l'hydrolien[39]. À moyen-long terme, certains acteurs affirment que les coûts pourraient fortement baisser, sous l'effet des améliorations technologiques et du passage à l'échelle industrielle, et atteindre de l'ordre de 50 à 100 €/MWh.

Dans l'analyse économique des scénarios, les hypothèses retenues pour le coût des énergies marines conduisent à des coûts complets de l'ordre de 140 €/MWh à l'horizon 2050. Si cette trajectoire d'évolution des coûts peut apparaître ambitieuse, elle est cohérente avec l'hypothèse de développement des énergies marines considérées dans les scénarios. Dans le cas où ces installations ne parviendraient pas à atteindre ce niveau de coûts, il est à prévoir que le développement des énergies marines demeure faible et soit compensé par celui d'autres installations plus compétitives (éolien terrestre ou en mer, photovoltaïque). Sur le plan économique, compte tenu du coût très élevé des énergies marines (hors éolien en mer), l'équilibre global des scénarios concernés n'en serait pas fondamentalement modifié.

11.3.2.6 Les coûts des bioénergies : des données parcellaires mais qui n'ont qu'un faible impact sur le coût complet des scénarios de mix électrique

Les bioénergies électriques regroupent différents types d'installations produisant de l'électricité à partir de combustibles variés issus de la biomasse (bois, déchets, biogaz…). Celles-ci ne font pas l'objet d'un développement poussé dans les scénarios considérés, conformément à l'orientation de la SNBC consistant à flécher l'utilisation de la biomasse vers d'autres usages que la production d'électricité (biométhane injecté dans les réseaux de gaz, production directe de chaleur ou de biocarburants).

Seul un développement limité d'installations de cogénération au biométhane est intégré dans les différents scénarios : celles-ci correspondent à des installations qui pourraient difficilement injecter le biométhane produit dans les réseaux de gaz (par exemple du fait d'un éloignement trop important) et seraient contraintes de le valoriser autrement. Ce recours limité au biométhane constitue l'option la plus fidèle à la SNBC mais se situe en retrait d'autres scénarios qui utilisent plus largement cette ressource pour l'équilibrage du système électrique. Dans les « Futurs énergétiques 2050 », cette incertitude est traitée sous la forme d'une variante sur le coût des gaz verts, pouvant reposer sur une mobilisation plus forte du biométhane pour la production d'électricité ou le recours à des imports.

Par simplification, un coût normatif reflétant celui des installations de cogénération au biogaz est appliqué pour l'ensemble des bioénergies, soit 80 €/MWh. Dans la mesure où cette filière des bioénergies ne se développe que marginalement et de manière uniforme entre les scénarios, cette hypothèse n'a que peu d'impact sur la comparaison économique des scénarios.

39. *« Étude stratégique de la filière hydrolien marin »*, ADEME (2018)

11.3.3 Les hypothèses de coûts de production des énergies renouvelables retenues dans l'étude se situent dans la fourchette des projections observées dans la littérature

Pour consolider les hypothèses de coûts utilisées dans les « Futurs énergétiques 2050 », une comparaison approfondie avec d'autres références issues de la littérature a été menée[40,41,42,43].

Cette revue de littérature conforte la projection à la baisse des coûts des énergies renouvelables retenue dans les « Futurs énergétiques 2050 ». Elle repose sur une hypothèse de poursuite des améliorations technologiques et de gains associés au passage à l'échelle, qui correspondent à la tendance observée au cours des dernières années, non seulement sur les coûts d'investissement et d'exploitation mais aussi sur les rendements et facteurs de charge des installations. Dans les différentes publications recensées, les coûts rapportés à l'énergie produite baissent ainsi de :

- entre 15 % et 50 % pour l'éolien terrestre ;
- entre 30 % et 75 % pour l'éolien en mer posé ;
- entre 35 % et 60 % pour le photovoltaïque.

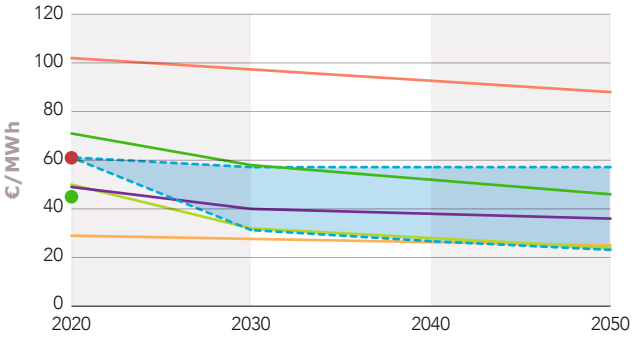
S'agissant des niveaux absolus, la comparaison est plus délicate dans la mesure où les périmètres ne sont pas toujours les mêmes : en particulier, les hypothèses de coûts considérées dans les « Futurs énergétiques 2050 » s'entendent hors fiscalité et hors raccordement alors que ces composantes peuvent être intégrées aux références de la littérature et difficiles à isoler. Ceci explique notamment que les hypothèses de coûts affichées pour l'éolien en mer, hors raccordement dans le cas de la présente étude, apparaissent inférieures à celles observées dans d'autres publications. **L'ajout de la composante de raccordement rehausserait les coûts d'environ 15 €/MWh pour l'éolien en mer[44].**

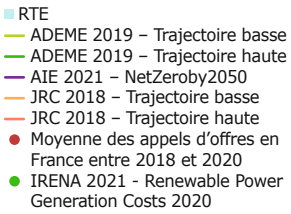
La revue de littérature fait en outre apparaître des fourchettes parfois plus larges dans certaines publications. Ceci s'explique par le fait qu'une diversité plus importante de projets est considérée dans ces publications, avec des parcs spécifiques qui peuvent être ponctuellement plus ou moins coûteux que la moyenne pour des raisons particulières (localisation, foncier, acceptabilité), là où l'étude de RTE vise à restituer l'évolution des coûts moyens des futures installations renouvelables en France.

40. *« Renewable power generation costs in 2020 »*, IRENA (2021)
41. *« Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies »*, JRC (2018)
42. *« Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France 2019 »,* ADEME (2020)
43. *« Net Zero by 2050 »,* AIE (2021)
44. Pour un taux de financement du capital de 4 %/an

Figure 11.10 Comparaison des hypothèses de coûts de production rapportés à l'énergie produite par différentes filières, à l'horizon 2050

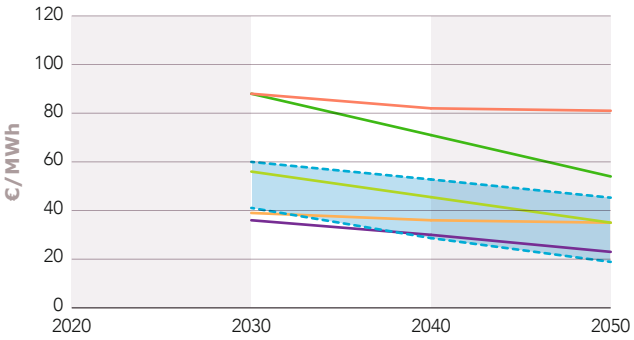
Éolien terrestre





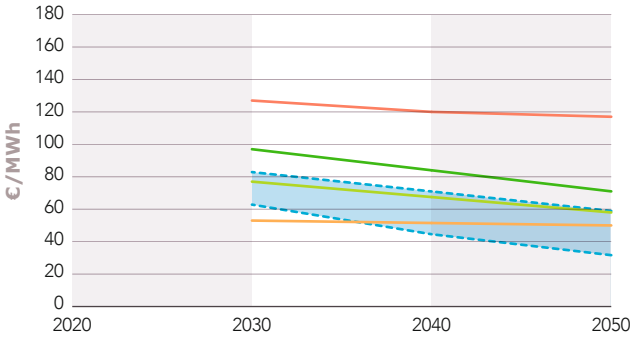
Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec raccordement dans les études AIE, ADEME .

Éolien en mer posé



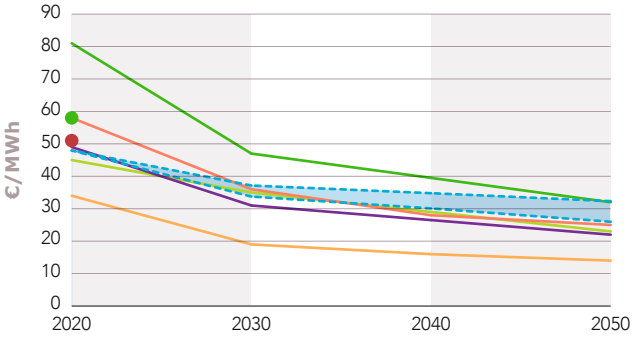
Les coûts considérés sont hors fiscalité et hors coûts de raccordement pour RTE. Pour les études européennes comparatives, le coût de raccordement est attribué au porteur du projet ou à l'État selon les politiques nationales.

Éolien en mer flottant



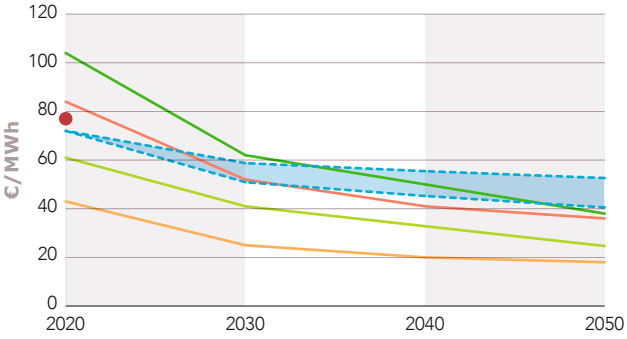
Les coûts considérés sont hors fiscalité et hors coûts de raccordement pour RTE. Pour les études européennes comparatives, le coût de raccordement est attribué au porteur du projet ou à l'État selon les politiques nationales.

Photovoltaïque au sol



Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec raccordement dans les études ADEME/AIE.

Photovoltaïque sur grandes toitures



Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec coûts de raccordement dans les études ADEME/AIE

11.3.4 Les coûts rapportés à l'énergie produite sont en moyenne plus faibles pour les énergies renouvelables les plus matures que pour le nouveau nucléaire, mais l'écart ne permet pas de conclure sur la comparaison des scénarios complets

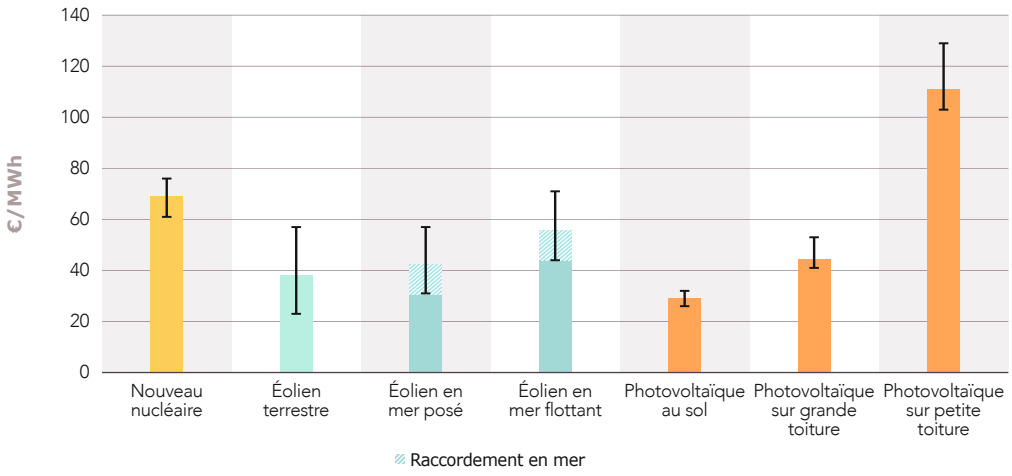
La comparaison des seuls coûts de production (hors raccordement) entre les différentes filières fait apparaître des coûts rapportés à l'énergie produite inférieurs pour les énergies renouvelables en comparaison du nouveau nucléaire. À coût du capital identique (4 % dans l'hypothèse de référence), **les grandes installations d'énergies renouvelables (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque au sol ou sur grandes toitures, dont les coûts de production en 2050 sont estimés entre 25 et 55 €/MWh) ressortent systématiquement moins coûteuses que le nouveau nucléaire (entre 60 et 85 €/MWh pour les installations mises en service en 2050).**

Comme évoqué précédemment, cette analyse restreinte aux seuls coûts de production (comparaison des «LCOE») n'est pas appropriée pour conclure sur la pertinence économique des choix de mix électrique. Comme évoqué en introduction de ce chapitre, une analyse rigoureuse des coûts complets des choix de politique énergétique impose de prendre également en compte les coûts de la flexibilité[45] pour assurer l'équilibre offre-demande ainsi que les coûts du réseau (raccordement et adaptation).

De plus, la tendance à la réduction des coûts des énergies renouvelables pourrait être contrecarrée par le fait que la poursuite de leur développement conduira à exploiter des gisements moins intéressants, ou par des tensions sur l'approvisionnement en certains composants nécessaires à leur fabrication : ces facteurs feront l'objet d'analyses approfondies début 2022.

Elle confirme néanmoins la tendance à la compétitivité de la plupart des énergies renouvelables par rapport au nucléaire sur le seul poste du coût brut de production.

Figure 11.11 Coût des principales filières de production rapporté à l'énergie produite pour des installations mises en service à l'horizon 2050



Coûts de production (dont coût de raccordement pour l'éolien en mer), variantes sur les hypothèses de coûts d'investissement et d'opération et maintenance, avec taux d'actualisation fixe à 4% pour toutes les technologies

45. Capacités de production flexibles décarbonées et/ou de stockage nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement (voir chapitre 7).

11.3.5 Les coûts de la flexibilité : des projections marquées par des incertitudes importantes, notamment pour les centrales thermiques

Les coûts de la flexibilité du système électrique recouvrent des technologies variées évoquées dans le chapitre 7.

S'agissant des stations de pompage-turbinage, qui constituent l'une des solutions importantes pour le développement de la flexibilité, les projections de coûts sont présentées dans la partie 11.3.2.1, relative aux coûts de l'hydraulique.

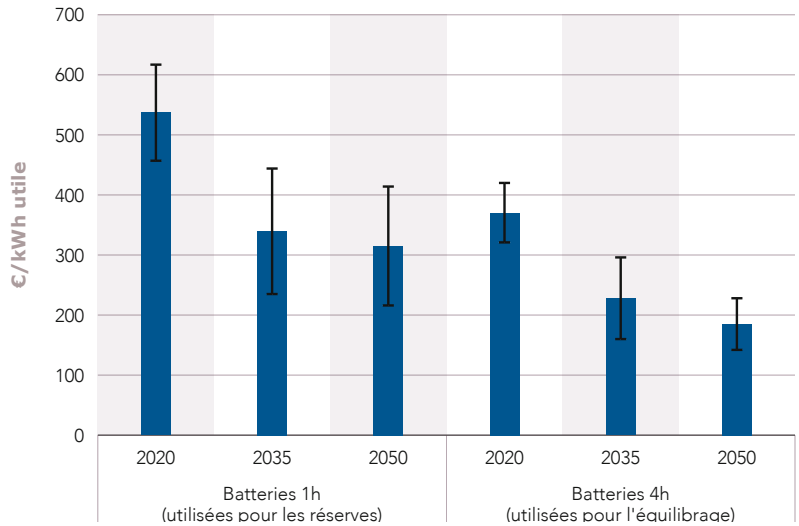
11.3.5.1 Les coûts des batteries : d'importantes baisses attendues grâce à la massification de leur fabrication

Les batteries ont vu leur coût fortement diminuer au cours des dernières années, avec l'essor des véhicules électriques et le passage à l'échelle industrielle de leur fabrication. À long terme, il existe un large consensus pour considérer que les coûts des batteries poursuivront leur baisse, même si des effets pourraient jouer en sens opposés.

D'un côté, la demande accrue de certains matériaux critiques nécessaires à la fabrication des batteries, notamment pour accompagner le développement du véhicule électrique dans le monde, pourrait renchérir le coût des batteries. De manière générale, les tensions géopolitiques qui se sont fait jour au cours des dernières années accréditent l'intérêt de traiter sérieusement la possibilité d'une augmentation du coût de certains matériaux critiques dans les scénarios de neutralité carbone. Le sujet de la tension sur l'approvisionnement de ces matériaux est discuté au chapitre 12.

De l'autre, les tendances sur l'amélioration des procédés de fabrication et le passage à l'échelle avec la multiplication des *gigafactories* permettent des économies d'échelle et d'apprentissage qui tendent à faire nettement diminuer le coût des batteries. À long terme, des innovations ou ruptures technologiques importantes dans le domaine des batteries ne peuvent pas être exclues.

Figure 11.12 Coût des batteries en fonction de l'horizon et de leur capacité



Dans l'ensemble, les hypothèses retenues par RTE conduisent à une division par deux du coût des batteries d'ici 2050, soit un niveau conforme aux projections issues de la littérature. Ces niveaux de baisses de coûts s'entendent à l'échelle des systèmes intégrés (batteries et systèmes de contrôle ou *battery management system)*. Cela implique que la diminution du coût des seuls modules est encore plus importante. Les coûts retenus tiennent compte d'un surdimensionnement initial permettant de compenser la perte de capacité due au vieillissement des équipements, à hauteur d'environ 20 % sur leur durée de vie de 15 ans.

11.3.5.2 Les coûts de la flexibilité de la demande : des coûts faibles mais incertains en fonction des modalités de conception

La flexibilité de la demande recouvre des solutions et des usages très variés : pilotage[46] de certains usages résidentiels (eau chaude sanitaire, chauffage…), recharge intelligente des véhicules électriques, effacement ou modulation dans le secteur industriel, etc.

Selon les niveaux de pilotage attendus, des équipements spécifiques peuvent être nécessaires : par exemple un boîtier spécifique pour piloter le chauffage lors des périodes de tension du système électrique, ou encore une borne de recharge spécifique pour accéder à la fonctionnalité du *vehicle-to-grid.*

Les coûts associés à ces dispositifs ont été intégrés à l'analyse après leur discussion en concertation, en particulier en tenant compte des possibilités de mutualisation des dispositifs de pilotage de plusieurs usages (chauffage, eau chaude sanitaire, certains grands appareils électroménagers…). Les coûts de la flexibilité de la demande pèsent ainsi relativement peu à l'échelle des coûts complets des scénarios. Ils ne sont par ailleurs pas discriminants entre les scénarios dans la mesure où des hypothèses similaires ont été retenus dans la plupart des scénarios[47].

À titre d'ordre de grandeur, le coût des infrastructures informatiques de pilotage de la charge d'un véhicule électrique est estimé à 10 €/an. Le coût du convertisseur permettant son utilisation en mode *vehicle-to-grid* est de l'ordre de 20 €/an. Dans la configuration médiane de flexibilité de la demande, un parc de 1,1 million de véhicules pourrait être utilisé en mode *vehicle-to-grid*, pour une contribution d'environ 5 GW à la puissance pilotable. Ceci correspond à un coût d'environ 6 €/kW/an, à comparer par exemple à l'amortissement des coûts d'investissement d'une centrale thermique de pointe (type turbine à combustion), qui est évalué à environ 35 €/kW/an.

La flexibilité de la demande, dès lors qu'elle est pensée et intégrée directement dans la conception des bâtiments (systèmes de pilotage intégrant l'eau chaude sanitaire, le chauffage), les appareils électroniques (électroménager) ou les véhicules (pour favoriser la recharge intelligente sans utiliser une borne sophistiquée) constitue un facteur de coût minime. L'enjeu associé à son déploiement n'est donc pas économique mais sociétal. Il implique une réflexion sur le cadre approprié pour en favoriser le développement, qui pourrait par exemple s'appuyer sur des normes dans la construction des nouveaux bâtiments et la mise sur le marché de nouveaux équipements. Ces questions pourront faire l'objet d'un prolongement dans la suite des travaux, la mise en place d'un cadre incitatif pour la flexibilité de la demande au-delà de la seule adaptation des mécanismes de marché de l'électricité apparaissant comme un objet de discussion prioritaire.

En revanche, le développement de la flexibilité de la demande est plus coûteux quand il nécessite le déploiement de systèmes dédiés pour interfacer le consommateur et le système électrique (boîtiers pour l'effacement diffus, bornes pour la recharge électrique) qui doivent porter sur un grand nombre de particuliers.

46. Modification durable ou ponctuelle du profil d'appel de puissance pour qu'il s'adapte mieux aux profils de production des énergies renouvelables variables. Le pilotage peut être de type statique simple, encouragé par exemple par des tarifs heures pleines/heures creuses, ou plus proche du temps réel à l'aide de dispositifs dédiés (voir partie 7.3).
47. Seul le scénario M1 présente un niveau de flexibilité de la demande un peu plus important en lien avec le développement marqué de l'autoconsommation.

11.3.5.3 Les coûts du thermique décarboné et des gaz verts : des coûts bien plus élevés que la production thermique fossile actuelle

Les gaz verts dans le cadre de référence de la SNBC

Le thermique décarboné constitue l'une des briques déterminantes dans la comparaison économique des scénarios avec ou sans nouveau nucléaire.

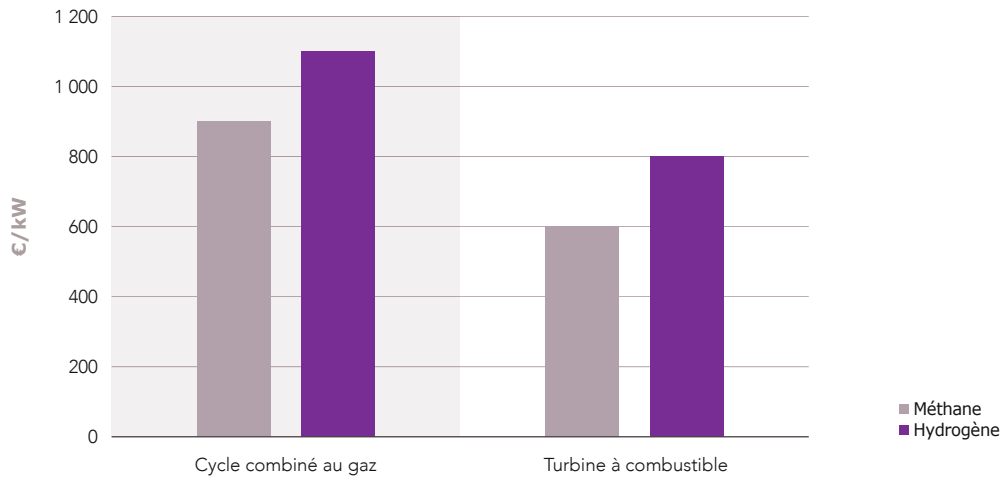
Dans le détail, les coûts peuvent être distingués en deux catégories.

La première composante correspond aux coûts associés aux centrales de production d'électricité en tant que telles. Il s'agit plus précisément des coûts fixes d'investissement et d'exploitation des centrales (cycles combinés au gaz, turbines à combustion…). Ces installations sont bien connues dans la mesure où elles sont déjà présentes en nombre dans le mix électrique européen et fonctionnent aujourd'hui avec du méthane fossile. Toutefois, la possibilité d'utiliser des technologies similaires, voire de convertir certaines centrales existantes pour l'utilisation de nouveaux combustibles bas-carbone comme l'hydrogène, présente plus d'incertitudes.

En reprenant les projections existantes, **les hypothèses retenues par RTE conduisent à retenir un surcoût de l'ordre de 200 €/kW pour les centrales à hydrogène, par rapport aux cycles combinés (+20%) et turbines à combustion classiques (+30%) fonctionnant au méthane, pour tenir compte d'un niveau de moindre maturité technologique.** Les piles à combustible, qui constituent une alternative possible pour la production d'électricité à partir d'hydrogène, n'ont pas été retenues dans l'analyse du fait d'un rendement moindre et de projections de coûts qui restent plus élevées que pour les centrales thermiques[48].

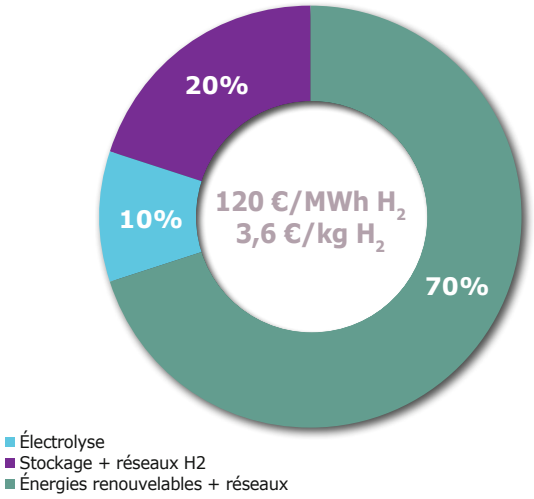
La seconde composante de coût correspond à l'approvisionnement en combustible.

Figure 11.13 Hypothèses de coût des moyens de production d'électricité thermique décarbonée



48. Plus précisément, le rendement des piles à combustibles peut être très bon en tenant compte également de la chaleur générée. Les installations de plus forte puissance (quelques MW aujourd'hui) sont utilisées en général en cogénération, usage ne convenant pas aux besoins de flexibilité de pointe du système électrique. Des systèmes réversibles électrolyseurs/piles à combustible sont par ailleurs à l'étude, mais encore au stade de prototype et de puissance limitée.

Figure 11.14 Coût moyen de revient de l'hydrogène dans les scénarios simulés



Le prix de revient du gaz vert est déterminé dans les « Futurs énergétiques 2050 » de manière endogène : il dépend du prix de l'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène, et donc du mix électrique français. Le cadrage de la SNBC consistant à recourir à une production essentiellement nationale d'hydrogène, par opposition à la situation actuelle où le gaz naturel est importé, joue alors un rôle central dans l'évaluation. Dans la configuration de référence, l'hydrogène servant à l'équilibrage du système électrique est donc produit en France par électrolyse, de manière à ne faire reposer l'équilibrage du système électrique ni sur des importations de combustibles depuis l'étranger ni sur des prélèvements supplémentaires de biomasse *(voir chapitre 3 sur le cadrage général de la SNBC et chapitre 7 sur le fonctionnement du système).* Cette configuration de référence est complétée par plusieurs variantes prenant en compte différents modes d'approvisionnement et donc une large fourchette de coûts des gaz verts.

En tenant compte du coût complet des installations de production d'électricité nécessaires pour alimenter les électrolyseurs (ainsi que de leur coût de raccordement au réseau), des coûts fixes des électrolyseurs (supposés divisés par 2,6 d'ici 2050[49]) et du coût des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène utilisées, **le coût de revient de l'hydrogène pouvant alimenter les centrales atteint de l'ordre de 120 €/MWh$_{PCI}$ à l'horizon 2050 en fonction des scénarios.**

Comme illustré sur la figure 11.14, la part correspondant à la production d'électricité et aux réseaux associés représente environ 70 % de ce coût, la part des infrastructures d'hydrogène compte pour 20 % et celle de l'électrolyse pour environ 10 %, pour un facteur de charge des électrolyseurs variant de 50 à 70 % en fonction des scénarios. Concrètement, cela signifie que le prix de revient de l'hydrogène issue du système électrique français est estimé à environ 3,6 €/kg$_{H2}$ en intégrant toute la chaîne logistique associée (stockage et acheminement de l'hydrogène), soit à environ 2,9 €/ kg$_{H2}$ avant prise en compte de cette chaîne logistique. **En ne comptabilisant que les coûts de production à base d'électricité bas-carbone (donc en retenant un périmètre fréquemment utilisé dans les discussions sur l'hydrogène), le coût de l'hydrogène produit dans les différents scénarios est de niveau comparable avec la référence de 2 €/kg$_{H2}$ qui constitue la cible industrielle de certains acteurs.**

49. Pour le coût complet du système installé, dont une part significative concerne les bâtiments et réseaux divers. Cette hypothèse est compatible avec des baisses plus significatives des piles elles-mêmes. Compte tenu du facteur de charge des électrolyseurs et du coût des autres composantes, cette hypothèse est de second ordre dans le coût de revient de l'hydrogène.

Les variantes sur le coût du gaz vert

La sensibilité de ce paramètre, susceptible de jouer un rôle important dans l'analyse économique des scénarios sans nucléaire, plaide pour qu'il soit étudié de manière détaillée via de multiples analyses de sensibilité. Un grand nombre d'acteurs, notamment issus de l'industrie du pétrole et du gaz, étudient de manière approfondie les différentes options pour décarboner les vecteurs gazeux, et cela dans une perspective mondiale en analysant les différents schémas d'approvisionnement qui pourraient reposer sur des imports de différentes molécules (hydrogène, méthane de synthèse, ammoniac, e-methanol, etc.). Dans cette perspective, le coût des gaz vert pourrait chuter. Comme présenté au chapitre 9, l'économie des gaz verts en général n'est pas aujourd'hui stabilisée et il demeure délicat de fonder la prospective de leurs coûts sur des bases consensuelles ; néanmoins il apparaît important pour l'analyse de tester des cas de figure où le gaz vert pourrait être utilisé à un coût inférieur à ce qui ressort de la modélisation.

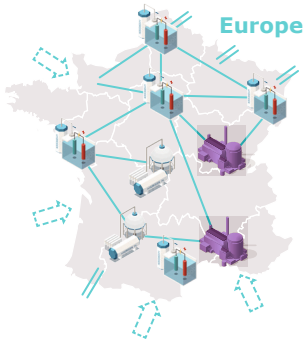
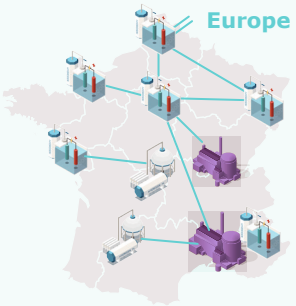
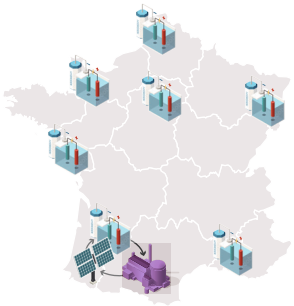
La variante « gaz verts très compétitifs » a été construite en supposant un approvisionnement en combustible à des coûts réduits à environ 70 €/MWh$_{gaz}$, qui serait rendu possible par l'utilisation de biométhane (produit en France ou importé) ou d'hydrogène importé à des coûts très favorables.

Symétriquement, la variante « gaz verts très chers » envisage une limitation forte du recours possible au biométhane (par exemple en raison d'un partage nécessaire de la biomasse ou de la difficulté de conversion du modèle agricole) et à l'hydrogène directement utilisé comme vecteur énergétique (par exemple en raison de limitations de capacités de stockage). Cette variante repose sur l'utilisation majoritaire de méthane de synthèse, requérant des transformations supplémentaires à la seule fabrication d'hydrogène, conduisant à un coût de revient d'environ 160 €/MWh$_{gaz}$.

Le coût complet de production d'électricité à base de gaz vert

Les coûts de production d'électricité à partir de thermique décarboné émergent dans tous les cas à un niveau élevé et très largement supérieur au coût complet des énergies renouvelables et du nucléaire. **Ils atteignent un coût variable de production thermique pouvant être compris entre 120 €/MWh$_{e}$ dans le meilleur des cas (cycle combiné fonctionnant avec un gaz à 70 €/MWh$_{gaz}$) à 400 €/MWh$_{e}$ dans le pire (turbine à combustion utilisant du méthane de synthèse à 160 €/MWh$_{gaz}$).** En conséquence, le volume de production d'électricité issu de ces centrales thermiques et les options d'approvisionnement en gaz verts sont des déterminants importants dans le coût complet des scénarios *(voir partie 11.6.5.5).*

Figure 11.15 Configurations envisageables pour l'approvisionnement en en gaz de synthèse

	Vision d'un système hydrogène largement interconnecté et très flexible	Référence : Système hydrogène flexible	Vision d'un système hydrogène peu flexible
Électrolyse	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	• Stockage largement accessible à l'échelle européenne • Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l'hydrogène à moindre coût	• Stockage largement accessible (soit via les interconnexions, soit via son développement en France) • Échanges possibles avec l'étranger pour mutualiser les capacités de stockage, mais pas d'imports massifs	• Possibilités de stockage très limitées • Pas d'import-export
Production thermique	• Centrales thermiques utilisant l'hydrogène du réseau (produit en France ou importé)	• Centrales thermiques utilisant principalement l'hydrogène du réseau • Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane	• Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse produit localement
Coût du gaz pour la production d'électricité	• Environ 70 €/MWh$_{PCI}$	• Environ 120-130 €/MMWh$_{PCI}$	• Environ 160 €/MWh$_{PCI}$
Cartographie schématisée du réseau			

Électrolyseur — Stockage H_2 — Centrale thermique — Routes commerciales d'import de gaz décarboné — Interconnexions

Figure 11.16 Caractéristiques techniques de la chaîne de production d'électricité à partir de gaz verts

		Hydrogène			Méthane	
1 Fabrication du combustible	Technologie	Électrolyse de l'eau (coproduit : oxygène)	Vaporeformage du méthane (coproduit : CO_2 avec CCS)	Pyrolyse de méthane (coproduit : carbone solide)	Biométhane (fermentation + épuration) (coproduits : CO_2 + digestat)	Méthane de synthèse
	Difficultés	• Stockage • Réseau • Gisement électricité bas-carbone	• Stockage • Réseau • Logistique CCS	Procédé non mature	Passage difficile à l'échelle industrielle (problèmes d'acceptabilité)	• Gisement d'électricité bas-carbone • Approvisionnement en CO_2
	Importations possibles ?	Par gazoduc, depuis l'Europe étendue			Depuis le monde (par pipe ou GNL)	
2 Production d'électricité pour l'équilibrage	Technologie	CCG et TAC à hydrogène			CCG et TAC conventionnels	
	Maturité	Expérimentation			Industriel	
	Rendement (PCI)	~40% pour les TAC à ~55-60% pour les CCG			~40% pour les TAC à ~55-60% pour les CCG	
3 Rendement total du cycle *Power-to-X-to-power* (PCI)		25% (TAC) à 35 % (CCG)			20% (TAC) à 30% (CCG)	

Figure 11.17 Synthèse des coûts de production thermique décarbonée

	Hydrogène			Méthane		Combustibles fossiles + CCS	
Technologie	Électrolyse de l'eau	Vaporeformage du méthane	Pyrolyse de méthane	Biométhane	Méthane de synthèse	Gaz naturel	Charbon
CAPEX	TAC : 800 €/kW_e, CCG : 1 100 €/kW_e			TAC : 600 €/kW_e, CCG : 900 €/kW_e		2 000 €/kW_e	4 400 €/kW_e
Coût 2050 combustible en centrale	132 €/MWh_{H2} 3 €/kgH_2 (2/3 EnR + 1/3 électrolyse) + stockage H_2 (25 €/MWh, ρ=95%)	130 €/MWh_{H2} 1,8 €/kgH_2 + CCS (100 €/tCO_2) + stockage H_2 (25 €/MWh, ρ=95%)	?	80 €/MWh_{gaz} Valeur ADEME 100% gaz vert	170 €/MWh_{gaz} 3 €/kg_{H2} + méthanation (9 €/MWh_{CH4}) + CO_2 (25 €/MWh_{CH4}) + stockage CH_4 (5 €/MWh_{CH4}, ρ=95%)	20 €/MWh_{gaz}	80 €/t
Coût variable de production électrique	240 à 350 €/MWh_e		?	130 à 200 €/MWh_e	290 à 410 €/MWh_e	37 €/MWh_e	20 €/MWh_e

11.3.5.4 La flexibilité européenne : la prise en compte des échanges aux frontières dans l'analyse économique

L'évaluation économique vise enfin à tenir compte des coûts de la flexibilité située à l'étranger et qui bénéficie au système français. Dans la mesure où une partie des moyens de flexibilité est mutualisée à l'échelle européenne grâce aux interconnexions, il est difficile d'attribuer des coûts de la flexibilité à la France plutôt qu'à un autre pays. Certains moyens thermiques sont par exemple installés dans des pays limitrophes pour garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant dans ces pays mais peuvent également contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la France sur certaines périodes de tension « non simultanées ». L'attribution des coûts de cette flexibilité entre pays européens constitue un sujet complexe dans l'analyse économique.

Dans les « Futurs énergétiques 2050 », ces coûts sont pris en compte au travers de la valorisation des échanges d'électricité. À chaque instant, les volumes d'électricité échangés sont valorisés au coût marginal vu de France. **Ainsi, les coûts associés aux imports d'électricité lors des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande en France reflètent la contribution des productions étrangères aux besoins d'équilibrage du système français :** ils sont donc comptabilisés dans les coûts de la flexibilité. Réciproquement, les exports représentent la contribution de la France aux besoins des pays étrangers : ils sont comptabilisés en tant que recettes, identifiées par la suite, et permettent de constater que, dans les scénarios simulés, la France n'est pas en situation de dépendance « nette » des capacités des pays voisins.

La méthode retenue permet ainsi de réduire la sensibilité de l'analyse à la localisation des capacités utilisées pour l'équilibrage.

S'agissant des ouvrages d'interconnexions eux-mêmes, bien que ceux-ci contribuent à la flexibilité et à l'équilibrage du système, leurs coûts sont comptabilisés dans la catégorie « réseau de transport » dans toute la suite de ce chapitre, par convention.

11.3.6 Les coûts des réseaux : des hypothèses de coûts fondées sur les références utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner les infrastructures

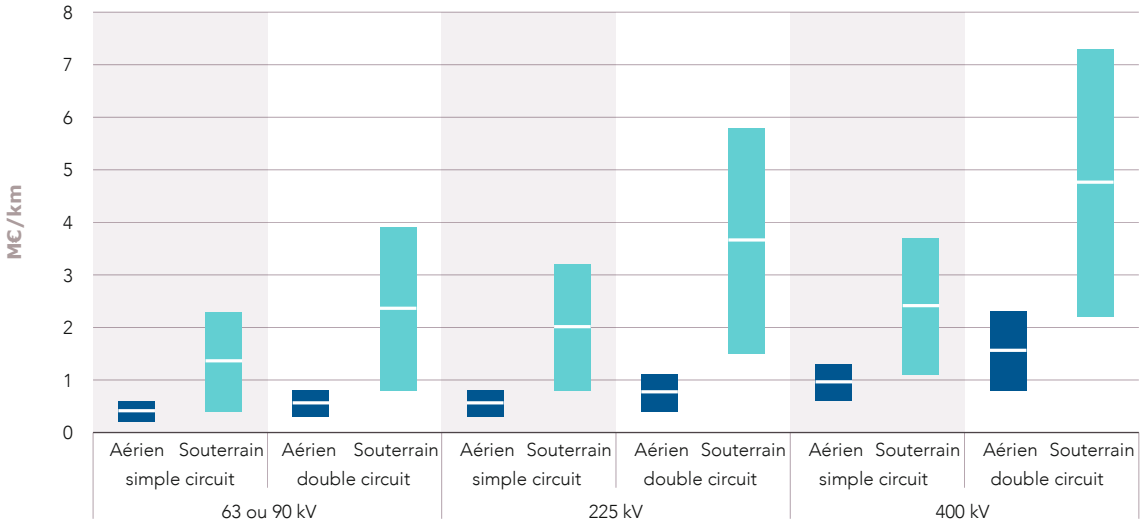
Les évaluations des coûts de réseau réalisées par RTE et Enedis dans le cadre de cette étude s'appuient sur les références de coût utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner leurs infrastructures.

S'agissant des coûts du réseau de transport, ceux-ci s'appuient sur les hypothèses publiées dans le cadre des méthodes de calcul des coûts prévisionnels (MCCP) de RTE[50]. Ils sont évalués sur la base de modélisations économiques reprenant les principes de dimensionnement utilisés pour l'évaluation des projets d'adaptation du réseau.

Le coût projeté des futures lignes tient compte également d'une évolution progressive dans les choix technologiques visant à favoriser l'acceptabilité et à réduire l'empreinte environnementale. En particulier, une grande partie des projets futurs correspond à des lignes souterraines. Le schéma décennal de développement de réseau (SDDR) de RTE publié en 2019 articule déjà des principes généraux, intégrant la préférence forte pour le souterrain dans certaines configurations mais aussi une réalité économique : le surcoût du souterrain sur la durée de vie de l'ouvrage est faible pour les niveaux de tension 63 et 90 kV, mais très significatif pour les niveaux de tension supérieurs. Pour

50. *« Documentation Technique de Référence de RTE, Chapitre 2 – Études et schémas de raccordement, Article 2.6 Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables »*, RTE (décembre 2020), disponible en ligne.

Figure 11.18 Amplitude des coûts d'investissement des liaisons aériennes et souterraines du réseau de transport d'électricité



les réseaux de répartition (principalement 63 kV et 90 kV), il prévoit un principe «par défaut» de construction en souterrain de toutes les nouvelles lignes, et sauf impossibilité technique, environnementale ou économique. La mise en souterrain pour les évolutions du réseau de grand transport est également prévue en complément du renforcement des couloirs existants. Tant pour faciliter l'acceptabilité de telles lignes que pour des raisons techniques (raccordement de parcs éoliens en mer à grande distance des côtes), le développement de lignes à courant continu constitue une option envisageable au-delà de 2030 *(voir chapitre 10 sur les réseaux)*. Un surcoût est attendu par rapport aux lignes en courant alternatif et pris en compte dans l'analyse technico-économique.

11.4 À moyen terme (horizon 2030-2035), le système électrique peut s'appuyer sur du nucléaire prolongé et des énergies renouvelables de plus en plus compétitives pour accélérer la décarbonation de l'économie

11.4.1 Même si les énergies renouvelables ont fortement gagné en compétitivité au cours des dernières années, la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants est économiquement pertinente dans toutes les configurations

Sur les dix à quinze prochaines années, les leviers pour maintenir en France un mix électrique bas-carbone tout en accompagnant l'électrification des usages sont de deux ordres sur le volet offre : le développement des énergies renouvelables et le maintien en conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires existants.

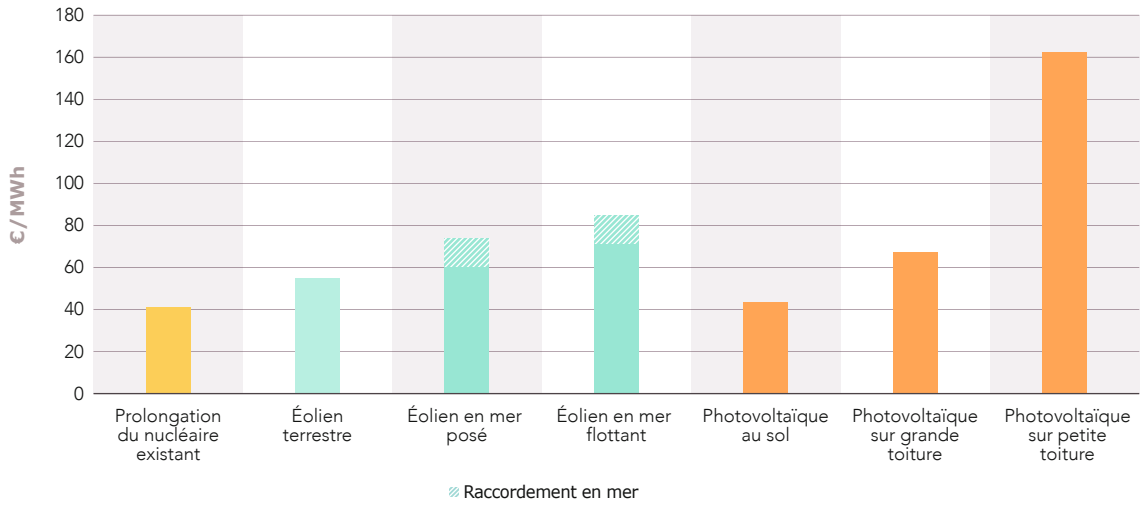
Au cours de la dernière décennie, l'essor de l'éolien et du photovoltaïque (en France mais également en Europe et dans le reste du monde) a contribué à la structuration de filières industrielles à grande échelle et à des innovations technologiques qui permettent aujourd'hui de disposer de technologies globalement compétitives. Les appels d'offres les plus récents pour l'éolien terrestre et les parcs photovoltaïques au sol ont ainsi fait émerger des niveaux de prix autour de 50 à 60 €/MWh, soit un niveau comparable voire inférieur aux prix observés sur le marché de gros de l'électricité ces dernières années. Pour les nouvelles installations, le soutien public serait donc globalement neutre (voire aurait un effet positif) sur le budget de l'État. **RTE a déjà montré qu'à moyen terme la croissance de la part des énergies renouvelables ne nécessite pas d'investissements massifs dans la flexibilité pour l'équilibre offre-demande et que les coûts pour les réseaux restent maîtrisés.**

Dans ce contexte, certaines parties prenantes s'interrogent parfois sur la pertinence économique de prolonger les réacteurs nucléaires de deuxième génération. Pour autant, l'analyse montre que même en intégrant de manière rigoureuse la totalité des investissements nécessaires à la poursuite de l'exploitation du nucléaire existant au-delà de 40 ans et au changement des gros composants des centrales, les coûts de production à engager se situeraient autour de 30 à 40 €/MWh en coût de prolongation (hors remboursement et rémunération de l'investissement initial), soit un niveau plus faible que celui de nouvelles installations renouvelables à cet horizon (40-80 €/MWh). **Ceci fait de la poursuite de l'exploitation des réacteurs existants l'option économique la plus compétitive à moyen terme, et ce dans toutes les configurations étudiées.**

Le Bilan prévisionnel 2017 de RTE identifiait une limite à la prolongation en cas de surcapacités d'électricité renouvelable à l'échelle européenne combinée à une demande électrique stable ou en diminution, qui aurait conduit à des prix de marché de l'électricité durablement faibles. Cette limite peut aujourd'hui être levée tant les conditions de marché actuelles et prévisionnelles pour les années qui viennent diffèrent : les consommations d'électricité sont orientées à la hausse sous l'effet des nouveaux usages électriques, les rythmes de développement effectifs des renouvelables demeurent inférieurs aux objectifs fixés, la perspective d'une production abondante d'hydrogène bas-carbone va encore contribuer à faire augmenter la consommation, le prix du carbone sur le marché ETS maintient les prix de gros de l'électricité à un niveau élevé, etc.

Ainsi, **dans un système électrique évoluant vers la neutralité carbone, il existe un espace économique pour la prolongation de tous les réacteurs nucléaires existants, même en cas de développement significatif de la production renouvelable suivant la trajectoire fixée par les pouvoirs publics et en cas d'accélération du développement de la production renouvelable des pays voisins.**

Figure 11.19 Comparaison des coûts complets annualisés (OPEX et annuités dues) pour les différentes capacités en exploitation à l'horizon 2030 dans les six scénarios de mix considérés (moyenne des scénarios)



* Salon une hypothèse d'évolution du prix du gaz fossile à l'horizon considéré, fondé sur le scénario «sustainable development» de l'AIE, World energy outlook 2020 (qui ne reflète pas l'envolée des prix de 2021)

Cette conclusion est d'ordre purement économique et n'invalide en rien les autres déterminants à prendre en compte pour décider de la trajectoire de fermeture du parc de deuxième génération, et notamment l'enjeu de sûreté des réacteurs et l'enjeu d'un lissage cohérent avec les problématiques rappelées au chapitre 4 sur la gestion de «l'effet falaise».

11.4.2 Sur la base d'un socle « nucléaire + renouvelables », l'électrification des usages constitue dès maintenant une solution économiquement efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre

11.4.2.1 Le coût moyen de production en France reste faible, même en intégrant le développement des énergies renouvelables

À moyen terme, le développement des énergies renouvelables et la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires existants trouvent une justification économique et climatique par la nécessité de réduire les émissions de CO_2 et d'accompagner l'électrification des usages. En effet, comme présenté au chapitre 3, la consommation d'électricité est attendue en hausse au cours de la prochaine décennie et pourrait ainsi dépasser 500 TWh à l'horizon 2030. Pour que cette politique d'électrification soit compétitive, elle doit s'appuyer sur un mix électrique dont les coûts sont maîtrisés.

L'analyse du « début de trajectoire », c'est-à-dire de la période 2020-2030 est largement cadrée par la PPE et les perspectives industrielles actuelles : les moyens de production qui entreront en service entre 2025 et 2030 sont pour l'essentiel déjà à l'état de projet, et *a contrario* le lancement aujourd'hui de nouveaux grands projets (nucléaire, éolien en mer ou grands parcs photovoltaïques) ne pourrait se traduire par des mises en service que dans la décennie suivante à cadre procédural inchangé. Comme les centrales thermiques sont marginales dans le mix français, la variation du coût des hydrocarbures n'a qu'une influence minime sur les coûts moyens de production d'électricité en France.

Le coût moyen de production d'électricité en France au cours de la prochaine décennie est donc très largement connu et aisé à analyser.

Il convient de noter que cette analyse porte ici sur les coûts à l'échelle des acteurs de la collectivité et ne peut être directement assimilée à une analyse de l'évolution des prix de l'électricité acquittés par les consommateurs. Ces derniers dépendent en effet non seulement du coût du mix français, mais également des prix d'équilibre du marché européen d'électricité, de la fiscalité, des dispositifs visant à sécuriser l'approvisionnement (mécanisme de capacité) et des dispositifs mis en place par l'État pour faire bénéficier le consommateur français de l'avantage compétitif du nucléaire existant (ARENH jusqu'en 2025, tarifs réglementés de vente). La forte volatilité de certaines de ces composantes et l'ajustement progressif à réaliser sur d'autres, conduisent à des augmentations du prix de l'électricité même dans une situation de stabilité globale des coûts de production.

Ainsi, la hausse récente des prix de l'électricité en Europe, tirée par l'augmentation des prix du gaz et, dans une moindre mesure, celle des prix du carbone sur le marché EU-ETS, est intervenue alors même que les coûts de production d'électricité en France demeuraient pour l'essentiel identiques, la production d'électricité en France ne s'appuyant que marginalement sur des moyens fossiles. Elle ne fait **qu'illustrer la réalité opérationnelle du fonctionnement des marchés de l'électricité, qui est européenne *(voir chapitre 6)* : dans un système fortement interconnecté, le prix fixé sur les marchés en France dépend très fréquemment des coûts marginaux des centrales fossiles dans le reste de l'Europe.**

La relative stabilité des coûts de production d'électricité attendue en France au cours des dix prochaines années concerne donc les fondamentaux de production et ne peut directement se traduire en une prévision d'évolution des prix de marché. En revanche, dans un contexte de crise énergétique marqué par l'envolée du prix des hydrocarbures importés, cette stabilité du coût moyen de production en France constitue la meilleure garantie à terme que le prix de l'électricité en France puisse demeurer significativement moins cher, en moyenne, que celui des pays voisins.

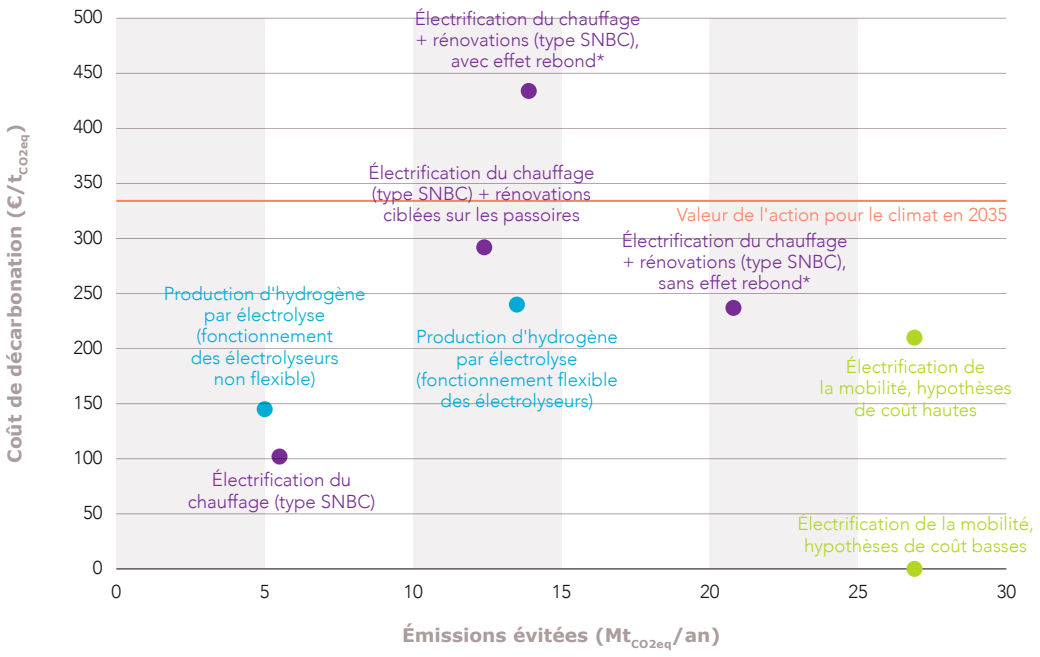
11.4.2.2 Le remplacement des énergies fossiles par l'électricité peut se faire sur cette base à un coût très compétitif

L'efficacité d'une politique consistant à développer ou maintenir les solutions bas-carbone tout en électrifiant s'apprécie, sur le plan économique, en rapportant le coût de cette politique aux émissions évitées, et en le comparant aux alternatives.

Les «Futurs énergétiques 2050» permettent, sur la base de trajectoires réactualisées, de réévaluer cette compétitivité. Ils concluent sans ambiguïté que, même si le coût de production renouvelable reste légèrement plus élevé que celui du nucléaire historique à cet horizon, un mix de production fondé sur un socle «nucléaire historique + énergies renouvelables matures» combiné avec l'électrification des usages représente dès les prochaines années une solution de décarbonation efficace du point de vue du coût des émissions de gaz à effet de serre évitées.

En s'appuyant sur ce socle de production d'électricité bas-carbone compétitif, les analyses menées précédemment par RTE ont montré que le coût d'abattement (i.e. coût de réduction des émissions rapporté au volume d'émissions évitées) de la combinaison «électrification des usages + mix nucléaire existant/renouvelables», apparaît inférieur voire nettement inférieur à la valeur tutélaire du carbone retenue par les pouvoirs publics à l'issue du rapport Quinet[51] de 2019 (valeur fixée à 250€/tCO_2eq évitée en 2030 et 775 €/tCO_2eq évitée en 2050). Ceci signifie que les actions de réduction des émissions sont efficaces du point de vue de la collectivité (la valeur apportée pour la lutte contre le changement climatique est plus élevée que les coûts liés aux actions considérées) et doivent être engagées.

Figure 11.20 Coûts d'abattement de différentes actions de décarbonation à l'horizon 2035 selon les estimations RTE[52] (ces valeurs sont provisoires : elles seront actualisées dans les analyses approfondies prévues au 1er trimestre 2022)



*Sans prise en compte des externalités (telles que l'amélioration du confort)

51. *«La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques»*, Rapport de la commission présidée par Alain Quinet. France Stratégie (février 2019)
52. Rapports RTE : *«Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique»* (2019), *«La transition vers un hydrogène bas-carbone»* (2020), *«Réduction des émissions de CO_2, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?»* (2020).

11.4.3 Une accélération de l'électrification pour atteindre le nouvel objectif européen sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre est possible à un coût maîtrisé

La déclinaison du nouvel objectif européen sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 (-55 % sur les émissions nettes contre -40 % dans l'ancien objectif) va inévitablement conduire à mobiliser plus fortement l'ensemble des leviers de décarbonation du système énergétique.

Dans ce contexte, l'accélération de l'électrification est amenée à jouer un rôle important pour l'atteinte de ces nouveaux objectifs climatiques. Comme évoqué précédemment, ce mouvement peut s'appuyer sur un ensemble de moyens de production d'électricité bas-carbone très compétitifs, dont la production dépasse dès aujourd'hui les 500 TWh annuels et qui devrait croître au cours des prochaines années avec la poursuite du développement des énergies renouvelables (mise en service des premiers parcs éoliens en mer, construction de nouveaux parcs éoliens terrestres et photovoltaïques).

Sur le plan technique, l'analyse de la variante « accélération 2030 » montre que le système électrique français disposera de suffisamment de production d'énergie bas-carbone à l'horizon 2030 pour alimenter les nouveaux usages et pour intégrer un déploiement accéléré. Du point de vue des besoins en puissance, les études de sécurité d'approvisionnement menées par RTE ont mis en évidence des marges suffisantes pour le système électrique à 2030, à condition d'accélérer le développement des énergies renouvelables comme le prévoit la PPE, d'assurer un niveau de flexibilité minimal sur les nouveaux usages (pilotage de la recharge des véhicules électriques avec des dispositifs simples tels que le pilotage tarifaire heures pleines/heures creuses, flexibilité des électrolyseurs…) et de développer les interconnexions.

En conséquence, le socle de moyens de production bas-carbone existants (nucléaire, hydraulique et renouvelables) et le développement des énergies renouvelables orienté sur des grands parcs constituent des leviers très favorables pour intégrer les nouveaux usages de l'électricité à un coût maîtrisé.

L'accélération de l'électrification ne nécessite ainsi pas de « saut d'investissement » dans la production d'électricité et ne conduit donc pas à une rupture haussière sur les coûts du système électrique. Dans ces conditions, les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre restent nettement inférieurs à la valeur tutélaire du carbone pour l'essentiel des transferts d'usages vers l'électricité même en cas d'accélération de l'électrification.

La compétitivité d'une action côté « offre » sur la production d'électricité est loin d'invalider l'intérêt des leviers d'action côté demande : l'atteinte des objectifs élevés sur l'efficacité énergétique, l'activation des gisements identifiés dans le « scénario sobriété », constituent autant d'actions au bénéfice climatique évident, et qui soulagent d'autant les enjeux industriels sur la production d'électricité.

11.4.4 Les leviers pour garantir l'atteinte de la trajectoire « accélération 2030 » sont de prolonger l'exploitation des réacteurs du parc existant et de développer le plus d'énergies renouvelables matures

La trajectoire « accélération 2030 » ne constitue pas une difficulté du point de vue du mix électrique, mais pose tout de même comme prérequis de faire croître la production d'électricité bas-carbone au cours des dix prochaines années.

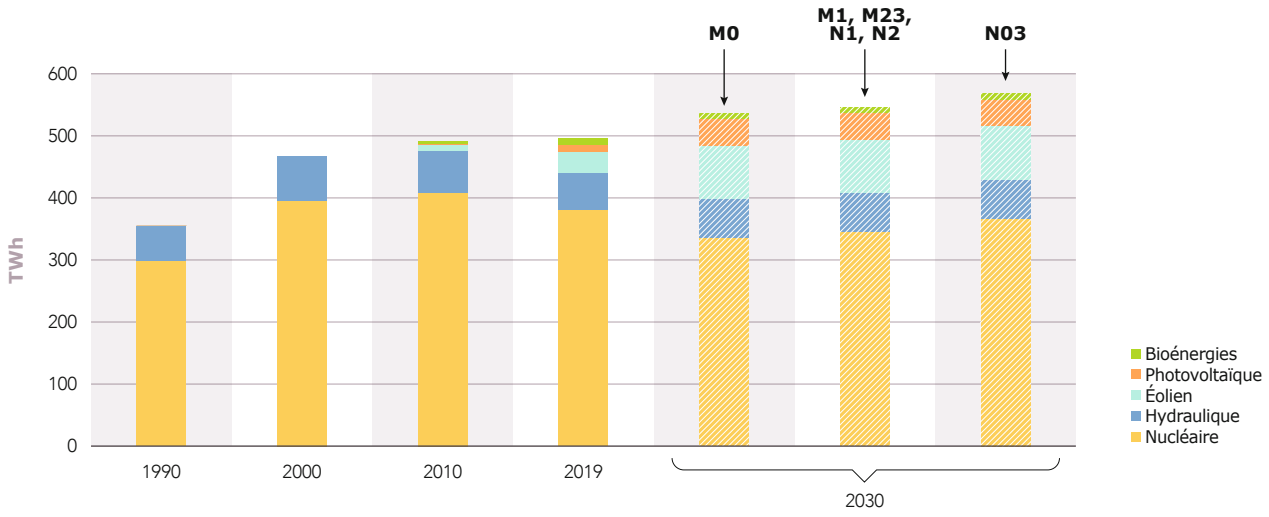
Or les analyses présentées dans le Bilan prévisionnel 2021 publié en mars 2021 ont montré qu'au cours des 15 dernières années, la production d'électricité bas-carbone n'avait pas crû alors même qu'aucune centrale nucléaire n'a été fermée avant 2020. **La moindre production des réacteurs nucléaires historiques est due à leur plus faible disponibilité moyenne durant l'année (les arrêts pour maintenance sont aujourd'hui plus longs et le demeureront au cours des prochaines années où sera atteint le pic d'activité du grand carénage et des quatrièmes visites décennales pour les réacteurs de 900 MW). Elle ne découle en rien d'une supposée « priorité » des renouvelables par rapport au nucléaire sur le réseau.**

À moyen terme, seule une logique de maximisation de la production bas-carbone reposant sur la poursuite d'exploitation des réacteurs et le développement des énergies renouvelables permet au système électrique d'accompagner des besoins en augmentation, sans recourir trop fortement aux imports. **L'adoption d'une politique de développement du potentiel de production d'électricité bas-carbone est donc la meilleure d'un point de vue climatique.**

À l'horizon 2030, les délais ne permettant pas, dans tous les cas de figure, d'envisager que de nouveaux réacteurs nucléaires soient construits d'ici là, les options pour garantir la couverture des nouveaux besoins en électricité consistent à prolonger l'exploitation des réacteurs nucléaires existants, à accélérer le développement des énergies renouvelables et à promouvoir l'efficacité énergétique et la sobriété pour maîtriser l'augmentation de la consommation d'électricité et réduire ainsi les contraintes sur le mix.

Mettre en œuvre cette logique implique, de manière simultanée, de pousser le rythme de développement des renouvelables à son niveau maximal et de faire fonctionner plus longtemps les réacteurs actuels en amendant la trajectoire de fermetures prévue par

Figure 11.21 Volumes de production électrique décarbonée disponibles entre 1990 et 2030



la PPE, sans préjudice de la nécessité pour tous les réacteurs de respecter les prescriptions de sûreté fixées par l'ASN. **Une telle modification du calendrier devrait néanmoins demeurer cohérente avec la stratégie à long terme de gestion de « l'effet falaise » associé à la pyramide des âges du parc, qui implique de lisser les fermetures sur le temps long.** Dans une optique de renforcement des objectifs climatiques à l'horizon 2030, les options à débattre dans le cadre de la préparation de la future PPE pourront donc porter sur le respect voire l'accélération de la trajectoire de développement des renouvelables d'une part, l'étalement de la trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires d'autre part, sans oublier les nécessaires efforts sur la maîtrise de la consommation.

Côté offre, les coûts restant à engager pour poursuivre l'exploitation des réacteurs, en intégrant le coût du grand carénage, restent faibles (30 à 40 €/MWh). Pour le nucléaire, les quatrièmes visites décennales engendrent un risque de retard et d'indisponibilité des réacteurs – donc de sécurité d'approvisionnement –, mais pas un enjeu économique significatif en ce qui concerne les coûts de prolongation. Bien que plus-élevés, ceux d'investissement dans des grands parcs d'énergies renouvelables sont également compétitifs pour contribuer à l'électrification des procédés et ne nécessitent pas, au cours des prochaines années, de développement coûteux des flexibilités.

Étant donné ces niveaux de coûts et dans un contexte de croissance de la consommation d'électricité, ce parc de production d'électricité bas-carbone ne présente aucun risque de regret sur le plan économique. Même dans un cas où les nouveaux usages de l'électricité se développeraient à un rythme plus lent qu'escompté, le socle constitué des réacteurs nucléaires existants et des énergies renouvelables permettra des exports d'électricité vers le reste de l'Europe via les interconnexions.

Un système électrique interconnecté dans lequel les pays voisins utilisent encore largement ou majoritairement des énergies fossiles, et où le prix de l'électricité dépend des unités fossiles et du prix du carbone sur le marché EU-ETS, conduit en effet à un fort intérêt économique pour les exports d'électricité bas-carbone.

Cette situation possède également de bonnes propriétés sur le plan climatique. Un système électrique français qui resterait structurellement exportateur aurait une influence au moins égale, voire supérieure, sur les émissions de CO_2 à l'échelle globale : réduire l'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité constitue l'action dont le bénéfice climatique est le plus élevé avec le remplacement des voitures à essence par des véhicules électriques et la fin des chaudières au fioul pour le chauffage. **Sur le plan climatique, le risque de coût échoué qui serait lié à la prolongation du nucléaire existant et au développement des énergies renouvelables est donc nul.**

Cette analyse des leviers pour atteindre en 2030 des objectifs de décarbonation plus ambitieux ne serait pas complète si elle faisait l'impasse sur les actions côté demande. RTE a rappelé dans chacun de ses Bilans prévisionnels depuis de nombreuses années que la maîtrise de la demande constituait un outil indispensable à la fois pour soulager les contraintes sur le système électrique et pour réaliser la transition énergétique. Le renforcement des objectifs 2030 implique donc également un rehaussement de l'ambition sur la maîtrise de la consommation tout autant qu'un effort d'électrification accru. Parmi les actions d'efficacité énergétique, certaines sont à coût faible (notamment la promotion de l'efficacité dans les nouveaux usages électriques comme le numérique) et d'autres à coût élevé (notamment la rénovation thermique des bâtiments quand elle n'est pas ciblée sur les logements les plus énergivores et/ou les plus émetteurs de CO_2, comme l'a montré l'étude publiée par RTE et l'ADEME en décembre 2020). Les leviers de sobriété renvoient, eux, à l'organisation des modes de consommation et de production. Leur chiffrage économique complet nécessiterait de considérer d'éventuelles externalités dont la prise en compte peut faire débat *(voir partie 11.8).*

53. La valorisation de la perte de confort associée à la sobriété est une notion qui peut être largement débattue, sous l'angle économique mais aussi sociologique.

11.5 À long terme (horizon 2050-2060), un nouveau cycle d'investissement pour atteindre la neutralité carbone et sortir des énergies fossiles mais un coût de l'électricité qui augmente de manière modérée

11.5.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique sont en forte croissance

11.5.1.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique doivent augmenter de 50 % voire doubler par rapport aux tendances des années passées

Les investissements totaux dans le système électrique français en vue d'atteindre la neutralité carbone sont estimés dans les « Futurs énergétiques 2050 » à environ 750 à 1000 milliards d'euros sur l'ensemble de la période 2020-2060, soit de l'ordre de 20 à 25 milliards d'euros par an en moyenne. Ils portent sur l'ensemble des composantes du système électrique, en particulier :

- sur la production, avec environ 500 milliards d'euros pour prolonger les centrales existantes et construire des énergies renouvelables et des centrales nucléaires (dans les scénarios « N ») ;
- sur les réseaux, avec environ 250 à 350 milliards d'euros à mobiliser, en particulier pour raccorder l'éolien en mer, adapter les réseaux de transport et de distribution au nouveau mix mais aussi renouveler les infrastructures les plus anciennes.

À titre de comparaison, les investissements réalisés dans le système électrique au cours des dix dernières années ont été estimés dans le cadre de cette étude à environ 13 milliards d'euros par an. L'effort en matière d'investissement devra donc être significativement renforcé par rapport aux montants actuels.

Deux facteurs expliquent cette hausse. D'une part, l'augmentation de la consommation électrique au détriment de celle des énergies fossiles entraîne mécaniquement le report sur l'électricité d'une partie des fonds jusqu'alors investis dans le pétrole ou le gaz fossile : il s'agit donc d'un transfert entre énergies. D'autre part, le cycle de réinvestissement dans le système électrique implique également d'assurer le remplacement des infrastructures approchant de leur fin de vie théorique, même si les nouvelles méthodes de gestion des actifs permettent aujourd'hui de remplacer les matériels par rapport à leur degré d'usure réel et non uniquement par classe d'âge. Parmi ces actifs, le cas des réacteurs nucléaires de seconde génération a été largement abordé dans ce rapport mais n'épuise pas la problématique : réinvestissement dans les installations hydrauliques, remplacement des composants du réseau électrique national construit immédiatement après la seconde guerre mondiale, et même remplacement des éoliennes et panneaux solaires installés dans les années 2000, dont la durée de vie normative est estimée entre 20 et 30 ans selon les cas. Il s'agit donc bien d'un cycle complet de réinvestissement dans le système électrique.

11.5.1.2 Les besoins d'investissement sont fortement différenciés selon les scénarios de mix

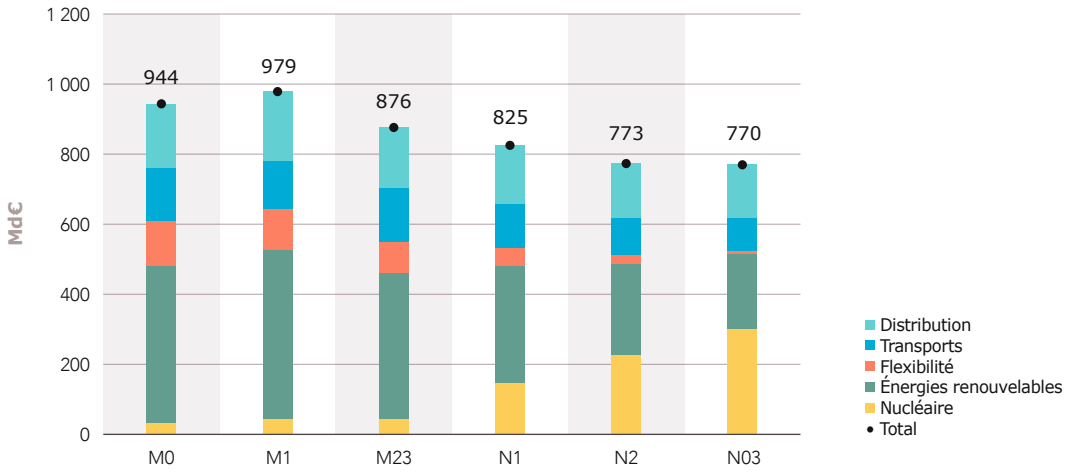
Sur toute la période entre 2020 et 2060, il existe un écart de plus de 200 milliards d'euros entre le scénario nécessitant le plus d'investissement (M1) et ceux en nécessitant le moins (N2 et N03). Il s'agit d'un différentiel de cinq milliards d'euros par an, qui est donc significatif.

Cet écart s'explique, pour le scénario M1, par le coût plus important du photovoltaïque en toiture par rapport aux autres scénarios où la capacité installée est inférieure et qui n'est pas compensé par une diminution des coûts réseaux. En effet, les investissements dans le réseau de transport sont un peu plus faibles, mais ceux dans le réseau de distribution sont plus élevés, selon les estimations d'Enedis, dans M1 par rapport aux scénarios M0 ou M23.

De manière plus générale, l'écart entre les scénarios s'explique par les investissements sur les réseaux et les flexibilités plus élevés dans les scénarios M et dans N1. Ces quatre scénarios constituent des scénarios «à haute proportion en énergies renouvelables» selon les termes du rapport commun entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie et sont donc concernés par les problématiques soulevées dans ce rapport et dont il avait été indiqué qu'elles étaient susceptibles de présenter des postes de coût significatifs.

La comparaison des montants d'investissement ne suffit pas à discriminer les scénarios de mix sur leur performance économique. Il convient en effet d'amortir les investissements sur les durées de vie des différents actifs et de prendre en compte l'ensemble des coûts du système, y compris les coûts d'exploitation et les coûts variables (OPEX) qui peuvent différer nettement selon les filières.

Figure 11.22 Dépenses d'investissement dans le système électrique cumulées sur la période 2020-2060



11.5.1.3 Les montants d'investissement dans le système électrique représentent une faible part de l'investissement total en France, mais des dépenses importantes sur les usages à l'aval sont à prévoir

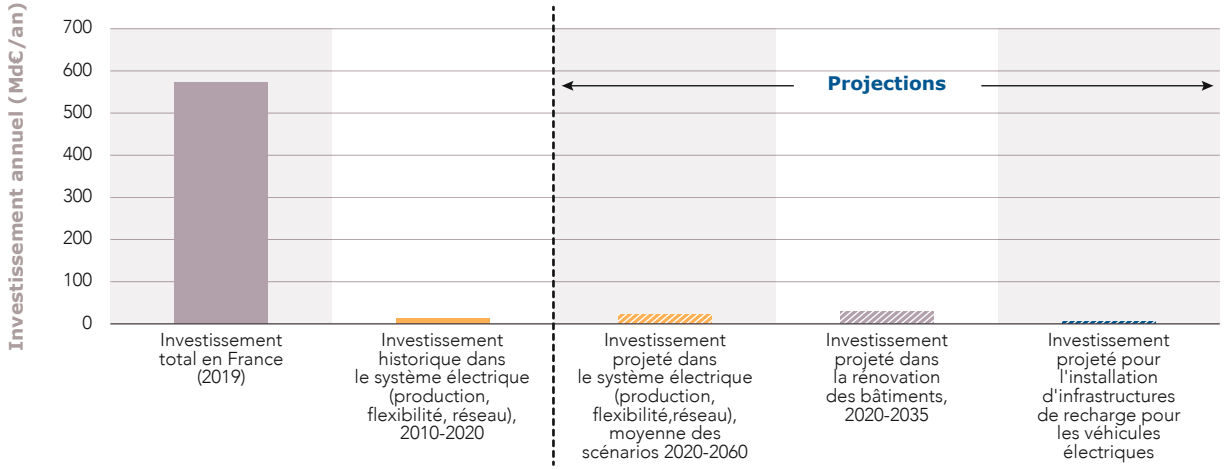
Les chiffres présentés au paragraphe précédent peuvent sembler importants. Néanmoins, ils doivent être interprétés dans un contexte large.

Au travers des mécanismes de soutien et des dispositifs de régulation, l'État définit dans une large mesure le montant de ces investissements et en assure le financement partiel au-delà de la rémunération perçue sur les marchés. Cependant, ces investissements seront en majorité portés par des acteurs privés et par les gestionnaires de réseau : dans ce cas, ils ne constitueront donc pas directement des investissements publics. Dans un certain nombre de cas, l'investissement public pourrait s'avérer nécessaire (nouveau nucléaire, sociétés d'économie mixte investissant dans des projets d'énergies renouvelables) : l'étude ne distingue pas les investissements selon qu'ils sont portés par l'État, les collectivités ou les acteurs privés.

D'autre part, les montants d'investissement envisagés (20 à 25 milliards d'euros par an) doivent être mis en perspective avec d'autres dépenses pour la transition énergétique, qui s'avèrent également importantes. À titre d'exemple, RTE avait estimé dans ses précédentes études un montant d'investissement nécessaire de l'ordre de 30 milliards d'euros par an dans les bâtiments en vue de décarboner les besoins de chaleur (rénovations, remplacement d'équipements) et de l'ordre de six milliards d'euros par an pour assurer le développement des infrastructures nécessaires aux recharges des véhicules électriques. Des investissements importants dans d'autres secteurs (biométhane, agriculture, réseaux de chaleur, efficacité énergétique dans l'industrie…) seront aussi nécessaires pour atteindre la neutralité carbone.

Plus généralement, les investissements dans le système électrique occupent aujourd'hui une faible part de l'investissement total (public et privé) en France, qui s'élève à plus de 500 milliards d'euros par an[54]. Les dépenses d'investissement pour le système électrique (production, flexibilité et réseau) pourraient représenter finalement environ 3 à 4 % de l'investissement total en France sur toute la période considérée.

Figure 11.23 Rythmes d'investissement dans le système électrique et dans les usages aval



54. Formation brute de capital fixe de l'ensemble des secteurs institutionnels à prix courants : 517 Md€ en 2017, 541 Md€ en 2018, 573 Md€ en 2019 (source : INSEE, comptes nationaux).

11.5.2 Le coût total du système électrique va augmenter pour accompagner la hausse des consommations, mais le coût des importations d'énergies fossiles va diminuer dans le même temps

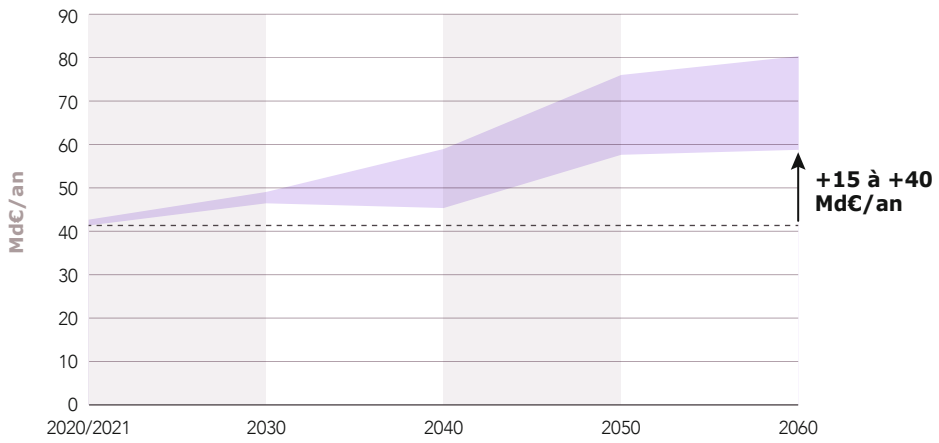
Pour comparer les coûts totaux des scénarios, il est nécessaire d'évaluer le coût complet annualisé du système électrique, intégrant l'amortissement des montants d'investissement (CAPEX) et les coûts de financement associés mais également les coûts d'exploitation, de maintenance et les coûts des combustibles nécessaires à l'approvisionnement des centrales. Cette analyse a été menée sur l'ensemble de la période 2020-2060 pour les scénarios de mix étudiés et sur la trajectoire de référence pour la consommation d'électricité.

11.5.2.1 L'augmentation de la place de l'électricité dans le mix énergétique se traduit par des coûts totaux du système électrique en nette hausse

L'électricité représente 25 % des besoins énergétiques de la France aujourd'hui. À l'avenir, cette part progressera et devrait dépasser les 50 %, voire plus en intégrant la production d'électricité nécessaire à la décarbonation des vecteurs gazeux et liquide. En volume brut, le coût du système est donc amené à croître dans des proportions significatives, mais son financement s'appuiera sur une assiette élargie.

Cette analyse est confirmée par l'analyse économique des « Futurs énergétiques 2050 », qui met en évidence une augmentation du coût complet annualisé du système électrique au périmètre production-flexibilité-réseau sur les prochaines décennies et dans tous les scénarios. À l'horizon 2060, le coût complet du système électrique atteindrait ainsi de l'ordre de 60 à 80 Md€/an selon les scénarios, soit une hausse de l'ordre de 15 à 40 Md€/an par rapport à aujourd'hui.

Figure 11.24 Évolution du coût complet du système électrique, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



Cette augmentation doit être mise en regard de l'augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique et de la baisse attendue des importations de combustibles énergétiques. Une partie de l'augmentation des coûts annualisés est ainsi directement liée à la hausse de la consommation totale d'électricité en France, qui nécessite un déploiement accru de moyens de production d'électricité et d'infrastructures de réseau.

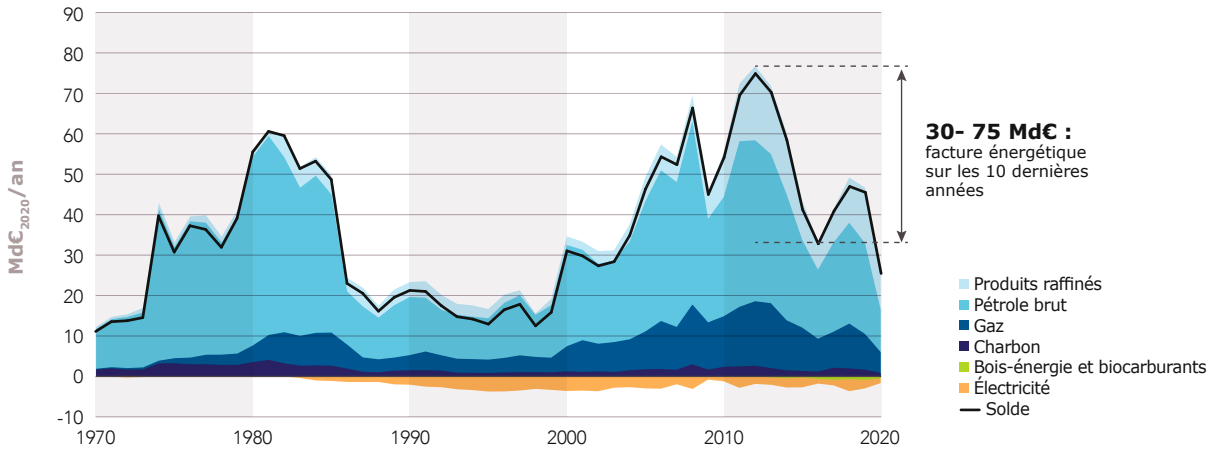
11.5.2.2 Cette hausse est compensée par l'arrêt des importations de combustibles fossiles, avec un effet positif sur le solde commercial

Si les coûts du système électrique augmentent dans tous les scénarios considérés, cette évolution doit être mise en regard des bénéfices à la sortie des énergies fossiles, à la fois pour la décarbonation de l'économie mais également pour réduire le déficit commercial de la France.

À l'heure actuelle, le solde d'importations de pétrole (brut et produits raffinés) de la France représente entre 20 et 55 milliards d'euros par an tandis que le solde d'importations de gaz naturel se situe autour de 10 à 20 milliards d'euros par an depuis plusieurs années[55]. Ces valeurs sont très variables d'une année sur l'autre en fonction des cours des combustibles sur les marchés de commodités et des volumes importés (elles pourraient ainsi atteindre des valeurs à nouveau très élevées en 2021 et 2022 dans un contexte de reprise de l'activité économique et de forte hausse des prix du gaz et du pétrole), illustrant la forte dépendance énergétique de la France aux sources d'approvisionnement à l'échelle mondiale.

Le solde des échanges de produits énergétiques pèse par ailleurs très largement sur le solde commercial de la France, aujourd'hui déficitaire de près de 30 Md€ par an. L'augmentation de la facture des importations de produits énergétiques constitue

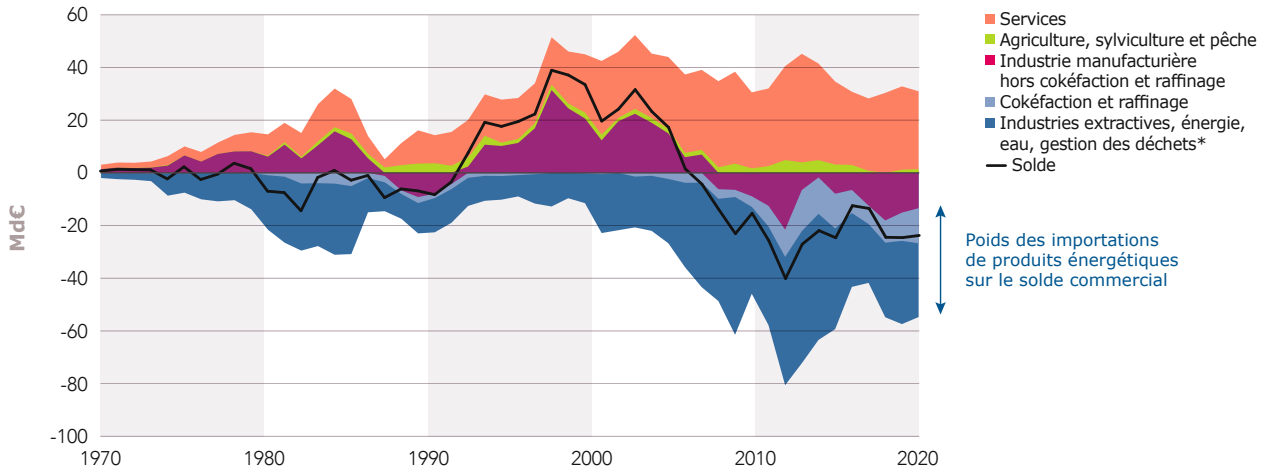
Figure 11.25 Facture énergétique de la France de 1970 à 2020



Source : SDES, Bilan énergétique de la France en 2020

55. *«Bilan énergétique de la France en 2020»* (données provisoires), SDES (2021)

Figure 11.26 Solde des échanges extérieurs de biens et services de la France entre 1970 et 2019



**Le solde négatif de cette branche est dû essentiellement aux produits énergétiques*

l'une des principales raisons, avec la désindustrialisation, de l'inversion du solde commercial de la France en négatif et de l'aggravation du déficit au cours des 15 dernières années.

La transition vers la neutralité carbone prévue par la SNBC conduit à réduire au minimum les importations de combustibles énergétiques depuis l'étranger, contribuant ainsi à la réduction du déficit commercial de la France. Elle permet de favoriser l'approvisionnement par des sources d'énergies locales comme l'électricité bas-carbone. L'augmentation des coûts du système électrique évoquée précédemment (+20 à 40 Md€ environ en coûts annualisés) doit donc être mise en regard de la réduction des imports de combustibles fossiles permise par la transition énergétique (30 à 40 Md€). Notamment, à l'horizon 2050, l'électrification permettrait d'économiser de l'ordre de 10 à 15 Md€/an d'importations de combustibles fossiles, l'efficacité énergétique autant, et le recours à des combustibles décarbonés, si produits en France, encore 8 à 10 Md€.

11.5.2.3 Le coût rapporté au mégawattheure consommé est susceptible d'augmenter, mais dans des proportions maîtrisables

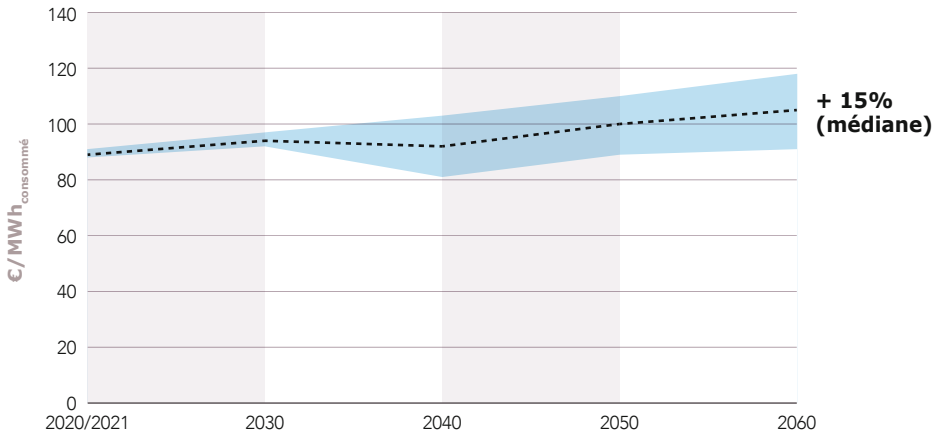
Rapportés au mégawattheure d'électricité consommée[56], les coûts complets du système électrique pourraient augmenter de l'ordre de 15 % hors inflation en 40 ans, en vision médiane, dans une fourchette s'étendant d'une quasi-stabilité à une augmentation de 30 % selon les scénarios.

Les « Futurs énergétiques 2050 » dressent ainsi un panorama où l'évolution des coûts unitaires du système possède trois caractéristiques : elle est de tendance haussière, maîtrisable, et différenciée selon les scénarios avec une large plage d'incertitude.

La tendance à la hausse s'explique par le fait que les moyens de production électrique existants, et notamment les centrales nucléaires actuelles qui sont compétitives, seront remplacés par des installations de production qui sont en moyenne légèrement plus onéreuses que celles qui sont déjà amorties. De plus, les scénarios prévoyant à terme une forte part en énergies renouvelables s'accompagnent de coûts de développement de flexibilité et de réseau significatifs sur la période 2040-2060.

Cette hausse est néanmoins maîtrisée du fait de la compétitivité, acquise à court terme, par les énergies renouvelables matures comme l'éolien et le solaire, qui est supposée s'accroître encore à l'avenir. Même s'ils représentent un poste de coût important, les flexibilités ne sont pas non plus de nature à entraîner une très forte augmentation des coûts à long terme : le coût des batteries devrait être fortement orienté à la baisse, celui de la flexibilité de la demande est très faible, les STEP sont des moyens compétitifs s'ils peuvent être déployés, et seul le « système hydrogène » (construction de nouveaux moyens thermiques, production du gaz vert et logistique associée à son stockage) constitue un poste de coût significatif même dans une trajectoire de réduction forte du coût des électrolyseurs. Quant aux investissements dans les réseaux, ils sont importants mais peuvent s'amortir sur des

Figure 11.27 Évolution du coût complet du système électrique rapporté au volume d'électricité consommé, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



56. Les coûts du système électrique sont ici rapportés à l'électricité consommée et non à l'électricité produite. En effet, une partie de la production d'électricité prévue dans les scénarios est utilisée pour la boucle *power-to-hydrogen-to-power* et non à la consommation finale. Afin de comparer les coûts des scénarios par rapport au « MWh utile », les coûts sont rapportés à l'électricité consommée.

durées longues, et ils conduisent donc à des évolutions du coût complet des scénarios qui n'invalident pas la perspective d'une augmentation modérée.

Enfin, il existe une large zone d'incertitude. La borne basse de la fourchette (stabilité du coût complet du système rapporté au mégawattheure consommé) peut être atteinte uniquement dans une configuration très favorable et uniquement dans les scénarios avec construction de nouveaux réacteurs nucléaires dans le cas où un grand nombre de conditions sont atteintes de manière simultanée : une forte diminution du coût unitaire des énergies renouvelables, le strict respect des coûts cibles issus des audits pour les nouveaux réacteurs (permettant d'atteindre un coût pour le nouveau nucléaire de l'ordre de 65 €/MWh), de bonnes conditions de financement ne conduisant pas à excéder un coût moyen du capital de 4 %, une forte interconnexion européenne permettant de mutualiser les besoins de flexibilité et de les restreindre à la portion congrue.

Une part importante des coûts de transition énergétique se situe à l'aval du système électrique, dans la transformation des usages : rénovation des bâtiments et investissements dans de nouvelles solutions de chauffage, investissements dans les mobilités douces et le véhicule électrique, etc. Ces investissements permettent en revanche des économies à l'utilisation (réduction des coûts d'approvisionnement en énergie).

Les coûts totaux de la décarbonation sont en conséquence plus élevés que la seule croissance des coûts du système électrique, mais ils peuvent être réduits s'ils correspondent au prochain cycle d'investissements et de modernisation de l'appareil productif français, qui a pris du retard, ces dernières années, sur celui de ses concurrents. Ils restent également pertinents sur le plan économique dans le cadre de la lutte contre le changement climatique *(cf. partie 11.4).* L'intégration du volet « aval » au chiffrage est prévue dans le cadre des analyses approfondies.

11.5.2.4 Les dépenses énergétiques complètes des ménages seront de moins en moins dépendantes du prix des hydrocarbures et de plus en plus de la compétitivité du système électrique

Les conséquences d'une sortie des énergies fossiles sont très importantes à de multiples niveaux et probablement encore sous-évaluées. Elles entraîneront, pour les ménages, une modification de la structure des dépenses énergétiques, puisqu'une partie des dépenses contraintes sont aujourd'hui directement dépendantes du prix des énergies fossiles (carburants pour la mobilité, fioul ou gaz fossile pour le chauffage).

Des analyses préliminaires, appelées à être consolidées dans la phase ultérieure, ont été réalisées dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 ». Elles montrent que la transition énergétique ne conduit pas à un surcoût important par rapport à un système fossile et offre dans certains cas des opportunités de stabilisation voire de réduction des dépenses énergétiques contraintes.

Les dépenses énergétiques varient fortement selon les foyers et les entreprises. La comparaison entre un système fondé sur les énergies fossiles et un système reposant plus largement sur l'électricité dépend davantage du prix des hydrocarbures sur les marchés, dont les variations au cours du temps sont amples, que du coût du système électrique. Par rapport aux périodes où les énergies fossiles sont abondantes et bon marché, une bascule vers l'électricité bas-carbone conduira à augmenter les coûts. En revanche, par rapport aux situations de tension sur les prix du pétrole, qui se sont multipliées depuis une quinzaine d'années, la bascule vers un système électrique bas-carbone est susceptible de générer des économies potentiellement importantes pour certains types de foyers, même en intégrant le coût des scénarios des « Futurs énergétiques 2050 ». Ce point fera l'objet de compléments d'analyse au travers d'exemples concrets début 2022.

11.6 Une évaluation économique qui permet une comparaison approfondie du coût des différentes options de transition du mix électrique

11.6.1 La prise en compte de l'ensemble des composantes du système électrique met en évidence des coûts globalement inférieurs dans les scénarios de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, dans des proportions mesurées et dans certaines configurations

Un des résultats fortement attendus dans l'analyse économique des « Futurs énergétiques 2050 » porte sur la comparaison des coûts des scénarios avec et sans nouveau nucléaire. Plusieurs études ont récemment apporté des conclusions divergentes sur cette discussion rendant nécessaire la réalisation d'une étude approfondie avec de nombreuses analyses de sensibilité.

Afin de se placer dans un cadre comparable, l'analyse économique des six scénarios de mix électrique est réalisée sur la base de la trajectoire de référence sur la consommation.

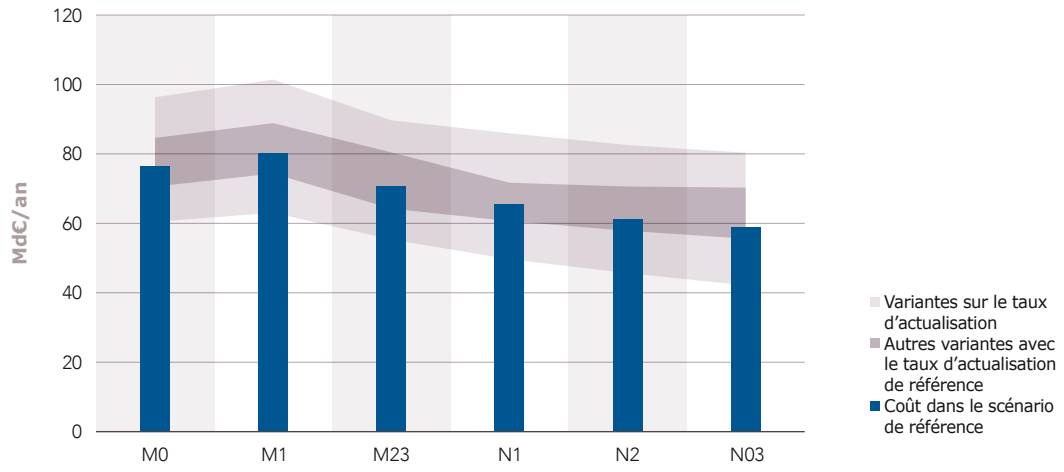
En intégrant l'ensemble des coûts de flexibilité et de réseau, les scénarios M0 (surtout en 2050) et M1 apparaissent clairement plus onéreux que les autres scénarios dans le cadre d'une comparaison à niveau de consommation desservie donné. Le surcoût de M1 s'explique essentiellement par celui des petits panneaux solaires par rapport à des grands parcs, et dans une moindre mesure par la nécessité d'investir davantage dans des batteries par rapport aux autres scénarios.

Le scénario M23 présente, au sein des scénarios M, la meilleure performance économique. Il est dès lors fréquemment utilisé comme point de comparaison par la suite.

L'étude a permis d'établir plusieurs conclusions :

- il existe un écart de coût en faveur des scénarios comprenant la construction de nouveaux réacteurs. Cet écart est d'autant plus marqué

Figure 11.28 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



quand le parc nucléaire est significatif et permet d'éviter un investissement massif dans les moyens de flexibilité et des renforcements structurants des réseaux (de l'ordre d'un peu moins de 10 milliards d'euros par an entre M23 et N2 dans la trajectoire de référence) ;

- cet écart peut varier de manière très importante selon les variantes (il peut être très faible voire nul dans certains cas, très important dans d'autres). Il est néanmoins identifié dans la très grande majorité des configurations testées, y compris en considérant des cas de figure défavorables pour le nouveau nucléaire ;
- rapporté au coût du scénario N2, l'écart apparaît de l'ordre de 15 % par rapport à un scénario « 100 % renouvelable » compétitif (en retenant les coûts de référence) : il atteste qu'au cours des dernières années, les évolutions des coûts unitaires des technologies ont conduit à faire diminuer le coût anticipé de l'option « 100 % renouvelable » et l'ont rapproché de celle fondée sur la construction de nouveaux réacteurs.

Ces conclusions sont détaillées dans la suite du chapitre. Les paragraphes suivants permettent notamment de décomposer cet écart selon les différents postes de coûts du système électrique (production, flexibilité, réseau) et de discuter des différences entre scénarios.

11.6.2 Au périmètre des seuls coûts de production, le scénario M23 fondé sur les grands parcs éoliens et solaires est le scénario le plus performant des « Futurs énergétiques 2050 »

L'évaluation économique des scénarios montre que les coûts des seuls moyens de production sont les plus faibles dans le scénario M23 construit autour du développement des grands parcs renouvelables.

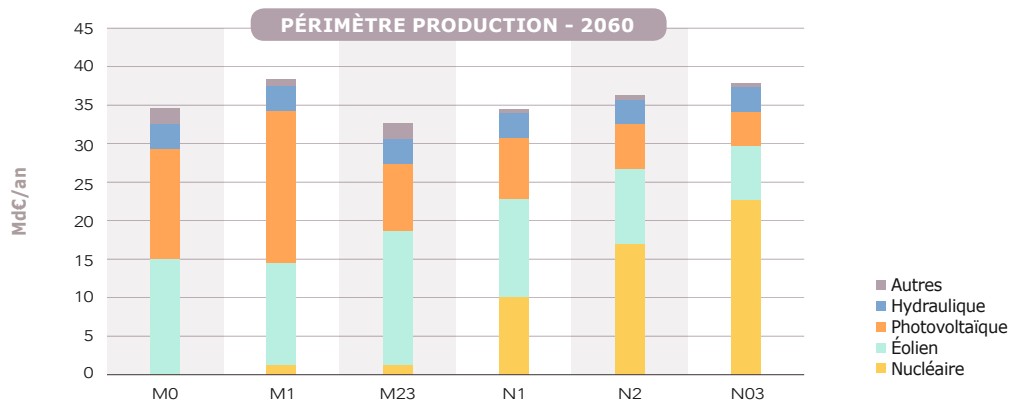
Ce résultat découle directement des hypothèses d'évolution des coûts présentées dans les sections précédentes et qui mettaient en évidence les coûts plus élevés du nouveau nucléaire en comparaison de ceux des énergies renouvelables les plus matures et les plus économiques (éolien terrestre, photovoltaïque au sol, éolien en mer posé). Le coût annualisé moyen de la production dans N1, N2 et N03 est en conséquence plus élevé que dans M23 dans la trajectoire de référence, même si l'écart reste limité. De même, les coûts de production des scénarios M0 et M1 sont également légèrement plus élevés du fait de la mobilisation d'installations de plus petite taille comme le photovoltaïque sur toiture. Cette comparaison ne prend pas en compte le raccordement des nouvelles unités de production, qui est inclus dans le périmètre des coûts de réseau, **mais le raccordement peut représenter un poste de coût important sur le long terme, notamment pour l'éolien en mer.**

Dans l'ensemble, les écarts entre scénarios restent mesurés (10-15 % entre les six scénarios de mix) au périmètre des coûts de production.

La modération de cet écart s'explique également par la logique de construction des scénarios, qui ne consiste pas en une pure optimisation économique du mix de production. Ainsi, tous les scénarios intègrent un développement du photovoltaïque sur toiture bien que cette filière ne soit pas la plus économique parmi les énergies renouvelables. Un scénario fondé sur une pure optimisation économique possède des attraits théoriques, mais ne semble pas le plus réaliste pour l'évaluation de choix publics qui ne sont pas fondés uniquement sur le principe de minimisation du coût (il apparaît peu probable que le développement du solaire sur toiture soit totalement absent d'un scénario sous prétexte qu'il serait économiquement moins intéressant).

De tels choix alternatifs de scénarisation, visant à construire des scénarios qui seraient totalement optimisés sur le plan économique, conduiraient à des coûts complets globalement plus faibles, mais également à des écarts plus significatifs entre scénarios.

Figure 11.29 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



11.6.3 Les coûts de la flexibilité sont significativement plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, tirés par les besoins de thermique décarboné et dans une moindre mesure des batteries

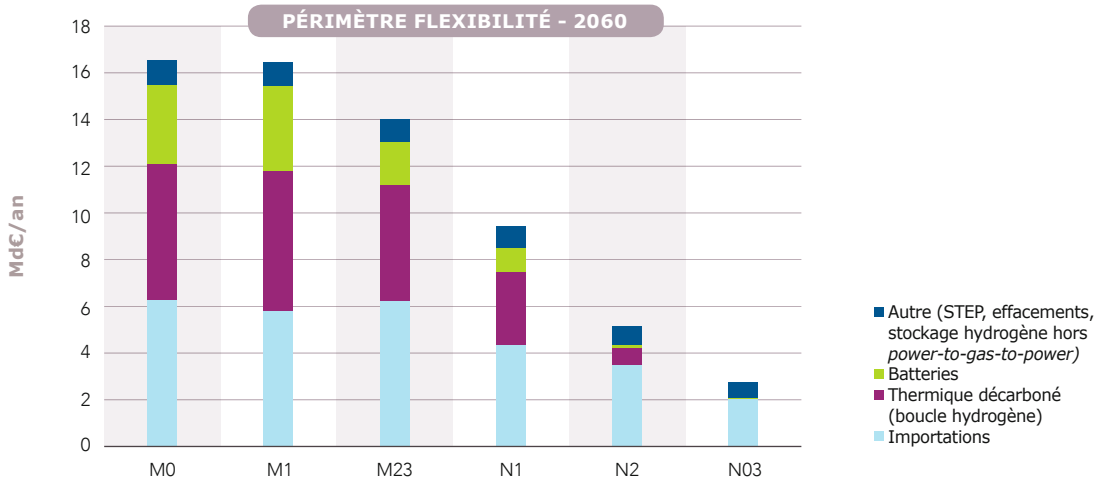
Les analyses présentées au chapitre 7 ont montré l'importance des volumes de flexibilités à développer pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique même dans un système très fortement interconnecté. Ces coûts sont significativement plus importants dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables.

Les imports d'électricité, qui permettent de tirer parti du foisonnement[57] et de la mutualisation de la flexibilité à l'échelle européenne et qui sont mobilisés de manière significative dans tous les scénarios, représentent une part importante des coûts de flexibilité des scénarios. Dans des scénarios où l'interconnexion électrique serait moins développée, ces imports seraient moindres mais les quantités d'électricité à produire en France à base de thermique décarboné seraient plus importantes, ce qui conduirait toutes choses étant égales par ailleurs à un coût encore plus élevé pour le volet « flexibilités ».

Les différences entre scénarios sur les coûts de la flexibilité sont principalement déterminées par les coûts de la production thermique décarbonée (en France et à l'étranger), et dans une moindre mesure, par ceux des batteries.

En effet, même si la production thermique décarbonée représente des volumes globalement faibles à l'échelle du mix (0 à 15 TWh_e en moyenne annuelle selon les scénarios), les coûts de la production délivrée atteignent des niveaux très importants, de l'ordre de 250 à 270 € par MWh_e de production électrique finale[58]. Ces coûts intègrent les quotes-parts des énergies renouvelables correspondant à l'énergie requise par l'électrolyse et les coûts de réseaux correspondants (qui ne sont donc

Figure 11.30 Coût complet annualisé des moyens nécessaires à l'équilibrage du système, à l'horizon 2060



57. Dans cette acception, il s'agit de la réduction des fluctuations de la production agrégée des énergies renouvelables grâce à leur dispersion géographique sur des territoires susceptibles de présenter des conditions météorologiques différentes.
58. Voir partie 11.6.5.5 pour une discussion de la sensibilité des résultats aux coûts des gaz verts.

pas comptabilisés dans le poste « production » ou le poste « réseau » de l'évaluation économique), auxquels s'ajoutent les coûts des électrolyseurs, ceux des installations de stockage ainsi que ceux des réseaux d'hydrogène nécessaires. À ceux-ci s'ajoutent également les coûts des centrales de production à hydrogène, de l'ordre de 100 €/kW/an pour les cycles combinés au gaz et 70 €/kW/an pour les turbines à combustion[59]. **L'ensemble de ces coûts pèse de manière significative dans l'équation économique des scénarios, jusqu'à plusieurs milliards d'euros par an.**

Les coûts de la flexibilité de la demande restent quant à eux très faibles en comparaison du thermique et des batteries. Même si cette flexibilité est contrainte par les usages de l'électricité et ne fournit pas exactement le même service que les moyens susmentionnés, l'analyse tend à montrer la pertinence économique des leviers de flexibilité de la demande pour le système électrique. **Des conditions d'acceptabilité plus favorables sur la flexibilité des usages, via par exemple la mise en œuvre généralisée de dispositifs de pilotage de la recharge des véhicules électriques ou d'autres usages domestiques, seraient donc de nature à réduire nettement les coûts des scénarios présentant des besoins de flexibilité importants.**

De la même manière, les coûts annualisés des STEP sont relativement peu élevés au regard des autres flexibilités, alors même que ces installations de pompage-turbinage contribuent largement à l'optimisation de l'équilibre offre-demande dans les différents scénarios. Ceci tend à montrer l'intérêt économique des STEP dans les scénarios de long terme marqués par une part croissante d'énergies renouvelables. Le développement de ces installations, dès lors qu'il est compatible avec le respect des milieux naturels et des contraintes environnementales, doit donc être encouragé.

59. Pour les conditions de référence, en particulier un taux de financement du capital de 4 %/an.

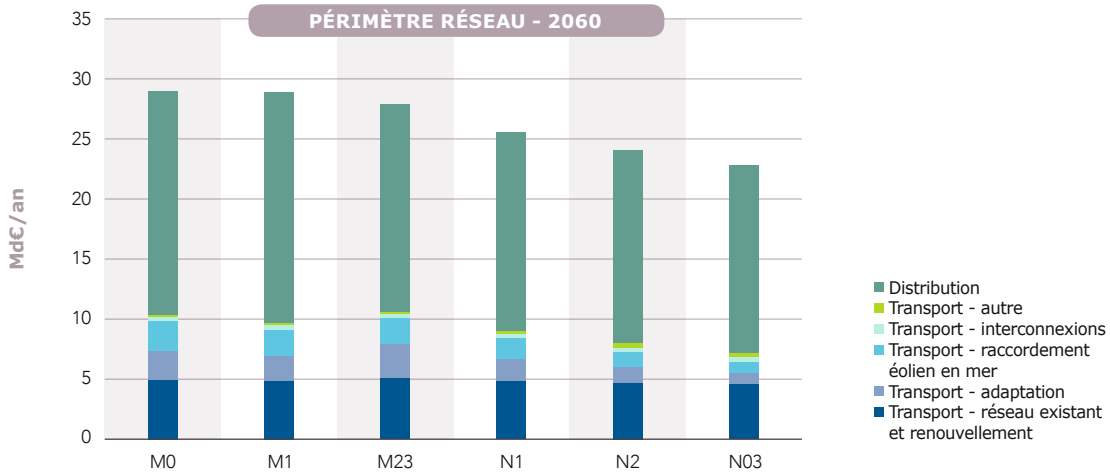
11.6.4 Les coûts du réseau sont également plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, du fait des besoins d'adaptation des réseaux de distribution et de transport et du raccordement de l'éolien en mer

Les éléments présentés au chapitre 10 sur les besoins d'adaptation des réseaux ont mis en évidence des besoins significativement différents sur le réseau de transport et de distribution dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Cette conclusion était présentée de manière qualitative dans le rapport RTE-AIE de janvier 2021, et fait désormais l'objet d'un chiffrage précis dans le cadre de ce rapport.

Concernant le réseau de transport, l'écart de coût entre les scénarios résulte essentiellement du raccordement des parcs éoliens en mer, qui devient une des principales composantes des coûts de réseau. Les différences entre les scénarios en matière de capacités éoliennes marines installées jouent ainsi directement sur cette composante de coût de réseau. Le raccordement des productions photovoltaïque et éolienne terrestre, l'adaptation du réseau de répartition et du réseau de distribution participent également de cet écart.

En coûts annualisés, les écarts peuvent ainsi atteindre plusieurs milliards d'euros par an.

Figure 11.31 Coût complet annualisé des réseaux de transport et distribution, à l'horizon 2060



11.6.5 Il existe un espace économique pour construire de nouveaux réacteurs nucléaires, dans la plupart des configurations étudiées

11.6.5.1 Dans la configuration de référence, un écart de coût complet annualisé entre les scénarios de sortie du nucléaire et les scénarios avec une part significative de nucléaire qui peut atteindre de l'ordre de 10 milliards d'euros annuels

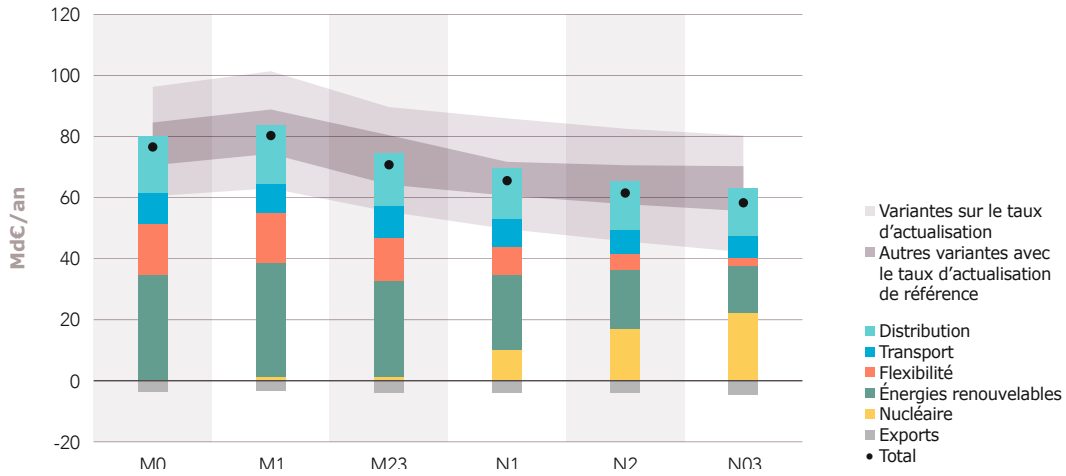
En prenant en compte l'intégralité des coûts de flexibilité et de réseau, certains scénarios apparaissent relativement proches, notamment le scénario « 100 % renouvelable » reposant sur de grands parcs (scénario type M23) et les scénarios avec nouveau nucléaire.

Le scénario M23 apparaît ainsi, dans la configuration de référence, de l'ordre de 5 % à 15 % plus coûteux que les différents scénarios comprenant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires à l'horizon 2050. À cette échéance, il comporte toutefois encore 11 réacteurs nucléaires historiques qui permettent de réduire les besoins de flexibilité. À l'horizon 2060, il devient 8 % à 20 % plus coûteux que les scénarios avec nouveau nucléaire. Les besoins accrus de flexibilité et de réseau dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables compensent en effet les moindres coûts de production des énergies renouvelables par rapport au nouveau nucléaire, en particulier au-delà de 2030.

L'écart de coût entre le scénario M23 et le scénario N2 représente 10 Md€ par an à l'horizon 2060, dans la configuration de référence. L'amplitude de l'écart est néanmoins largement dépendante des hypothèses de coûts. Afin de vérifier la sensibilité de ces résultats, de très nombreuses variantes ont été réalisées et sont restituées dans la suite.

De manière générale, **l'absence d'écart « du simple au double » entre les coûts projetés pour les scénarios renforce la pertinence d'une appréciation des scénarios fondée sur plusieurs indicateurs qui ne soient pas exclusivement de caractère économique, mais prennent également en compte les enjeux industriels, environnementaux et sociétaux.**

Figure 11.32 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



11.6.5.2 Les coûts des scénarios M0 (100 % énergies renouvelables en 2050) et M1 (100 % énergies renouvelables avec production diffuse) sont significativement plus élevés

L'écart entre les scénarios avec nouveau nucléaire et les scénarios M0 ou M1 (20 % à 30 % plus coûteux en 2060) apparaît plus significatif que celui entre les scénarios avec nouveau nucléaire et M23.

Dans le scénario M0, le choix de sortir du nucléaire de manière accélérée d'ici 2050 conduit à devoir développer des énergies renouvelables selon un rythme très élevé au cours des trente prochaines années, ce qui ne permet pas de capter l'ensemble des baisses de coût prévisionnelles sur la période. Ce scénario passe de plus par un essor très important du photovoltaïque – *a priori* plus propice à l'accélération que l'éolien terrestre et en mer – qui conduit à des besoins importants de réseau (raccordement et adaptation sur les réseaux de distribution et les réseaux de répartition) et de flexibilité pour assurer l'équilibre offre-demande (batteries, production thermique et importations).

Dans le scénario M1, le développement important de la production diffuse, notamment via des petites installations photovoltaïques en autoconsommation (sur toitures résidentielles ou tertiaires), renchérit les coûts de production du scénario. Ces installations bénéficient en effet de moindres effets d'échelle que dans le scénario M23 fondé sur des grands parcs. **Même si la répartition diffuse des installations tend à favoriser le rapprochement des centres de consommation et de production et donc à réduire les besoins d'infrastructure de réseaux interrégionaux, les gains sur le réseau de transport ne compensent que très partiellement les surcoûts associés aux petites installations photovoltaïques et aux besoins de flexibilité qui en découlent.**

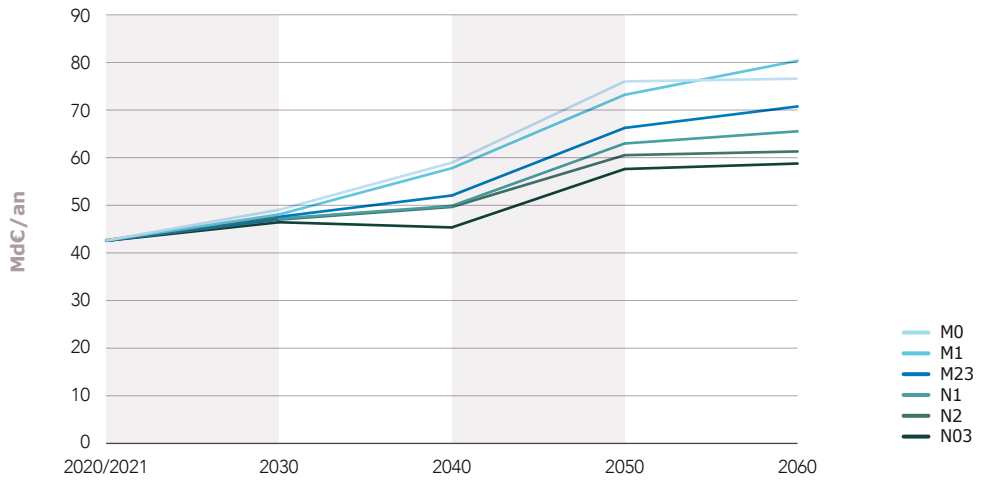
11.6.5.3 Les écarts entre scénarios se creusent progressivement à partir de la décennie 2040-2050

L'analyse de la trajectoire d'évolution des coûts montre que les écarts entre les scénarios s'observent sur l'ensemble de la période mais se creusent plus fortement à partir de l'horizon 2040-2050.

À moyen terme (horizon 2030-2035), tous les scénarios sont caractérisés par des trajectoires de développement des énergies renouvelables et des niveaux d'investissements relativement modérés dans la flexibilité pour l'équilibre offre-demande et dans les réseaux. Le coût du système électrique augmente ainsi progressivement dans tous les scénarios, tiré par le développement des énergies renouvelables prévu par la PPE.

À partir de l'horizon 2040-2050 en revanche, les besoins d'adaptation du réseau et de développement des nouvelles flexibilités se font plus importants dans les scénarios avec une forte part d'énergies renouvelables et creusent ainsi les écarts de coûts.

Figure 11.33 Évolution des coûts complets des différents scénarios (hypothèses de coûts de référence)



11.6.5.4 L'interclassement des coûts complets des scénarios n'est pas modifié par des analyses de sensibilité sur les coûts des énergies renouvelables et du nucléaire, sauf en combinant des hypothèses basses sur les énergies renouvelables et très hautes sur le nucléaire

L'avantage économique qui caractérise les scénarios avec nouveau nucléaire apparaît robuste aux différentes trajectoires d'évolution des coûts unitaires de production considérées, et notamment aux différentes hypothèses de coût des technologies renouvelables ou nucléaires.

Même si une hypothèse de coût du nucléaire correspondant au scénario haut indiqué par les services de l'État à l'issue des audits menés aurait tendance à réduire les écarts entre les scénarios «N» et les scénarios «M», les premiers conserveraient tout de même un avantage économique.

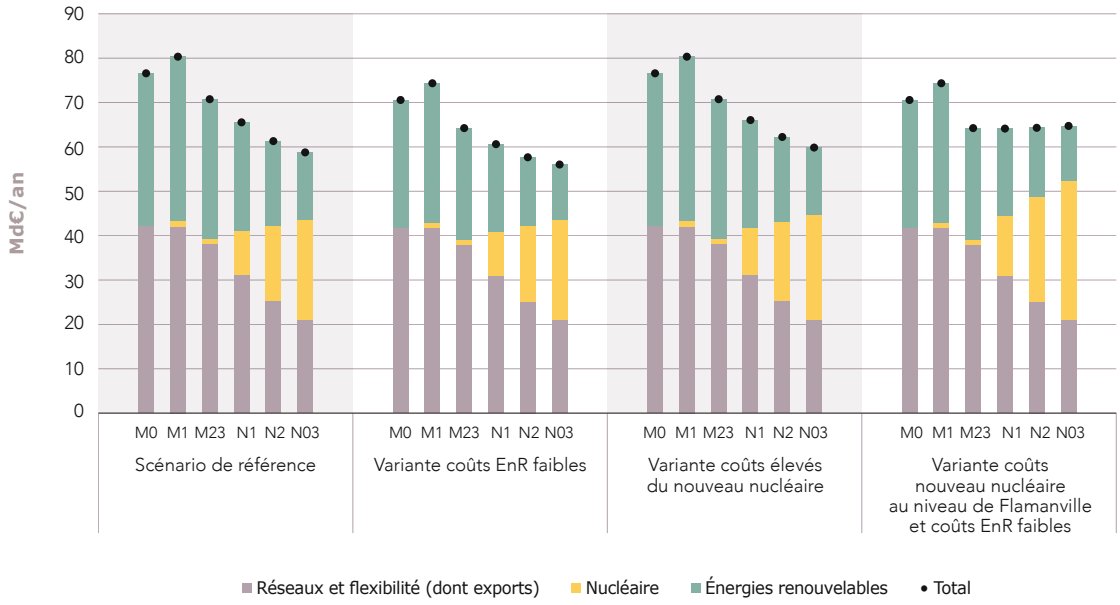
De la même manière, une configuration dans laquelle les coûts des énergies renouvelables baisseraient très fortement sur les prochaines décennies est sans effet sur l'interclassement des scénarios. Une telle évolution bénéficierait en effet à tous les scénarios, dans des proportions certes plus importantes pour ceux dont la part en énergies renouvelables est la plus forte, sans que cela ne remette en cause l'intérêt économique du nouveau nucléaire.

Seule une configuration dans laquelle aucune réduction de coût du nouveau nucléaire ne serait observée par rapport aux coûts de construction de l'EPR de Flamanville tandis que dans le même temps les capacités renouvelables connaîtraient une baisse très marquée de leurs coûts, conduit à ce que le scénario M23 atteigne la parité de coût avec les scénarios «N».

À l'inverse, dans une situation où les coûts des énergies renouvelables resteraient dans les fourchettes hautes considérées dans l'étude, alors l'écart de coût entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire s'accroît.

Les *stress tests* sont, sans surprise, les configurations ayant le plus d'impact sur l'interclassement des scénarios : **une dérive des coûts de construction des nouveaux réacteurs**

Figure 11.34 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction de la trajectoire de coûts des EnR et du nouveau nucléaire



conduisant à conserver le coût de Flamanville 3, ou à l'inverse un échec du pari industriel sur l'éolien flottant conduisant à ce que son coût demeure durablement voisin de 100 €/MWh, conduisent tous les deux à un effet de six milliards d'euros par an, bien que dans un sens opposé, sur l'écart entre le scénario M23 et le scénario N2 *(voir partie 11.6.5.7).*

Il existe encore des marges d'optimisation pour les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables, dans le cas où il serait possible de cibler uniquement les grandes installations les moins coûteuses (à l'échelle du système) comme l'éolien et les grands parcs photovoltaïques au sol. Or, les principes de scénarisation retenus par défaut ne reposent pas sur une pure optimisation économique de la répartition entre les différentes filières de production, notamment renouvelables.

Dans le cas où le mix renouvelable serait optimisé sur chacun des scénarios, les coûts complets seraient en absolu plus faibles et les écarts entre scénarios pourraient être plus marqués : en effet, dans les scénarios à plus forte part en énergies renouvelables, les capacités renouvelables ajoutées pour compenser la moindre part du nucléaire ne sont pas uniquement composées des filières les moins coûteuses (éolien terrestre et photovoltaïque au sol) mais intègrent également les filières les plus onéreuses (photovoltaïque sur toitures et éolien en mer flottant).

Les analyses approfondies qui seront publiées début 2022 présenteront des études complémentaires pour illustrer ce point. Toutefois, une optimisation complète des trajectoires d'investissement est peu susceptible de refléter le développement futur des capacités de production, en particulier parce que d'autres critères que le coût (notamment l'acceptabilité sociétale) auront un poids important dans les choix de politique énergétique.

11.6.5.5 Les incertitudes sur les coûts de la flexibilité peuvent modifier largement les écarts de coûts entre les scénarios mais ne remettent pas en cause l'interclassement économique des scénarios

Une partie significative de l'avantage économique des scénarios avec nouveau nucléaire réside dans les coûts évités en matière de production thermique décarbonée. Dans la mesure où ce point constitue un élément différenciant entre les scénarios et que l'approvisionnement en gaz verts présente des perspectives très ouvertes à l'horizon 2050, le poste de coût relatif à la production thermique décarbonée joue un rôle important dans la comparaison des scénarios.

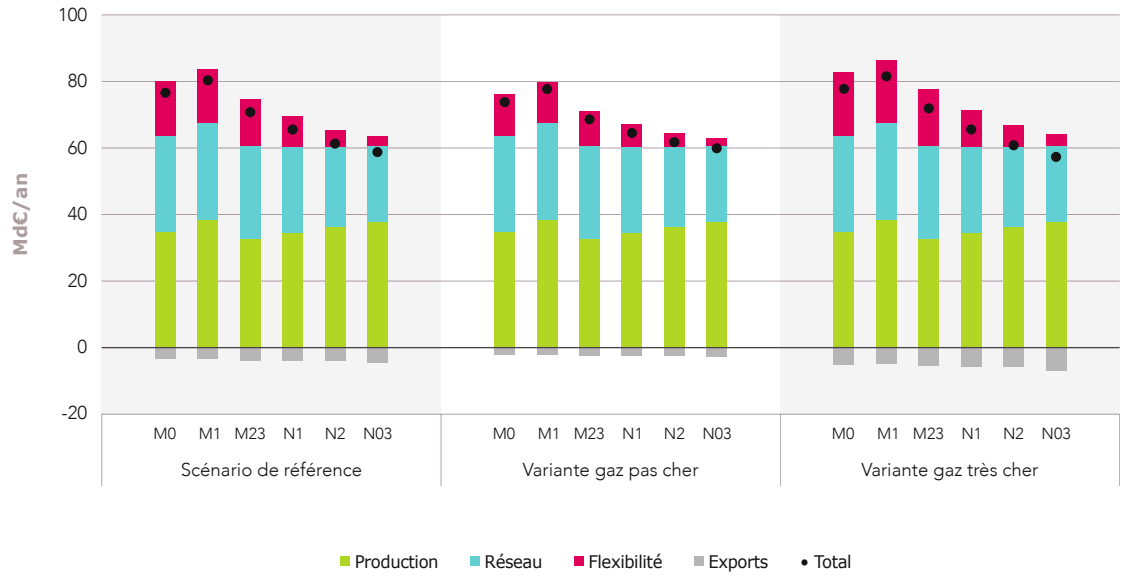
Plusieurs options d'approvisionnement sont en effet possibles (hydrogène vs méthane, production en France vs imports, flexibilité des électrolyseurs vs fonctionnement en bande) avec des incertitudes fortes sur l'évolution respective des coûts des différentes solutions envisagées.

Plusieurs hypothèses ont ainsi été testées et couvrent une plage de coûts des gaz verts accessibles en France allant de 70 €/MWh$_{PCI}$ (cas très favorable où la massification du développement de l'hydrogène ou du biométhane se traduit par des baisses de coûts très importantes) à 160 €/MWh$_{PCI}$ (cas défavorable avec une faible réduction des coûts de production de l'hydrogène par rapport à aujourd'hui et/ou le recours à la fabrication de méthane de synthèse).

Dans ces différentes configurations étudiées, l'interclassement économique des scénarios n'est pas modifié. Les écarts de coûts entre un scénario type M23 et un scénario type N2 varient entre 7 Md€/an dans le cas de gaz verts accessibles, relativement plus favorable à M23, et 11 Md€/an dans le cas défavorable de coût des gaz verts, renchérissant le coût des flexibilités dans des proportions plus importantes pour le scénario M23.

Enfin, si l'hypothèse de coût très élevé du gaz renchérit le coût des flexibilités d'autant plus que la part des énergies renouvelables est élevée, elle augmente également la valorisation des exports pour tous les scénarios. L'équilibre des deux

Figure 11.35 Sensibilité des coûts annuels complets par scénario à l'hypothèse de coût des gaz verts



effets – augmentation du coût des imports et augmentation du gain des exports – profite davantage aux scénarios avec nucléaire, pour lesquels les imports contribuant à la flexibilité sont les moins importants.

Au-delà de l'hypothèse de coûts sur l'approvisionnement en gaz verts, les différentes configurations testées sur la flexibilité du système électrique mettent en évidence une incertitude sur le volume de production thermique attendu à l'horizon 2050-2060 pour assurer l'équilibre offre-demande.

Ainsi, dans une configuration où les possibilités de flexibilisation du système hydrogène ne se traduisent pas dans la pratique (moindre développement de l'électrolyse à l'échelle européenne et fonctionnement des électrolyseurs plutôt en bande), les durées de fonctionnement des centrales thermiques seraient accrues *(voir chapitre 7).* Ceci conduirait ainsi à un plus fort besoin de combustible décarboné et renchérirait les coûts des scénarios à forte part en énergies renouvelables de plusieurs milliards d'euros par an.

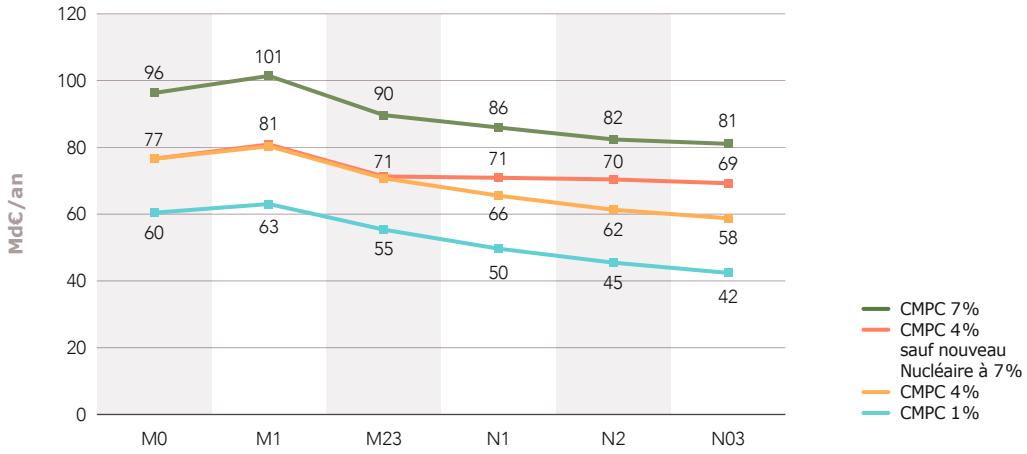
11.6.5.6 Le coût du capital a un impact important sur le coût complet des scénarios mais influe plus faiblement sur l'écart de coûts des scénarios, sauf dans une configuration où le coût du capital diffère entre les filières

Le coût de financement du capital pour les acteurs est un paramètre déterminant pour l'évaluation du coût du système électrique *(voir partie 11.2 dans le présent chapitre).* Le niveau du taux de rémunération a un impact très marqué sur le niveau global des coûts pour l'ensemble des scénarios : le coût de la transition énergétique, quel que soit le scénario de mix envisagé, est susceptible d'être bien plus faible si les conditions de financement des capacités de production décarbonée sont favorables.

Pour une variation du taux annuel de rémunération du capital allant de 1 % à 7 %, le coût complet annuel varie de plus 35 Md€/an pour tous les scénarios, ordre de grandeur bien supérieur aux écarts dus aux proportions respectives de production renouvelable et de nucléaire.

L'interclassement des scénarios en matière de coût complet apparaît robuste à des variations d'hypothèses de taux de rémunération du capital si celles-ci

Figure 11.36 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction du coût moyen pondéré du capital pour les acteurs du système électrique



s'appliquent à toutes les technologies et types d'infrastructures. La grande majorité des infrastructures d'un système électrique neutre en carbone (que ce soit le nucléaire, les énergies renouvelables, les flexibilités ou le réseau) sont en effet caractérisées par une part de CAPEX importante et des durées de vie plutôt longues en moyenne, et leur coût complet évolue donc de manière proche en cas d'évolution du coût du capital.

Seule la configuration où les différentes technologies ne pourraient pas se financer aux mêmes conditions, avec un coût du capital plus élevé pour le nouveau nucléaire (7 % contre 4 % pour les énergies renouvelables), pourrait amener à un rapprochement significatif de coût entre le scénario M23 et les scénarios « N », voire à une inversion de l'écart si la différence de coût de financement s'avérait très importante.

11.6.5.7 Les scénarios avec nouveau nucléaire s'avèrent moins coûteux que les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables dans la plupart des configurations testées même si l'écart peut s'inverser dans certaines configurations spécifiques

De manière générale, **à taux de rémunération du capital équivalent, les différentes analyses de sensibilité mettent en évidence un avantage économique pour les scénarios avec nouveau nucléaire, notamment pour ceux fondés sur un niveau de capacités nucléaires de l'ordre d'une quarantaine de gigawatts** (N2 et N03).

Dans la grande majorité des configurations étudiées, un scénario de type N2 ressort ainsi comme moins coûteux que les scénarios de sortie du nucléaire, y compris M23, avec des écarts de coûts complets annualisés de l'ordre de plusieurs milliards d'euros par an. Le différentiel de coût atteint près de 10 Md€ par an dans la configuration de référence et se situe dans une fourchette entre 0 Md€ et 16 Md€ selon les hypothèses. Quelques variantes ou tests de sensibilité spécifiques conduisent à inverser l'interclassement économique des scénarios, soulignant la prudence qui doit présider à une analyse prospective des coûts à long terme.

Cette différence économique s'explique par les coûts induits par les moyens de flexibilité

Figure 11.37 Coûts annualisés des scénarios en 2060, dans les différentes variantes et *stress tests* analysés

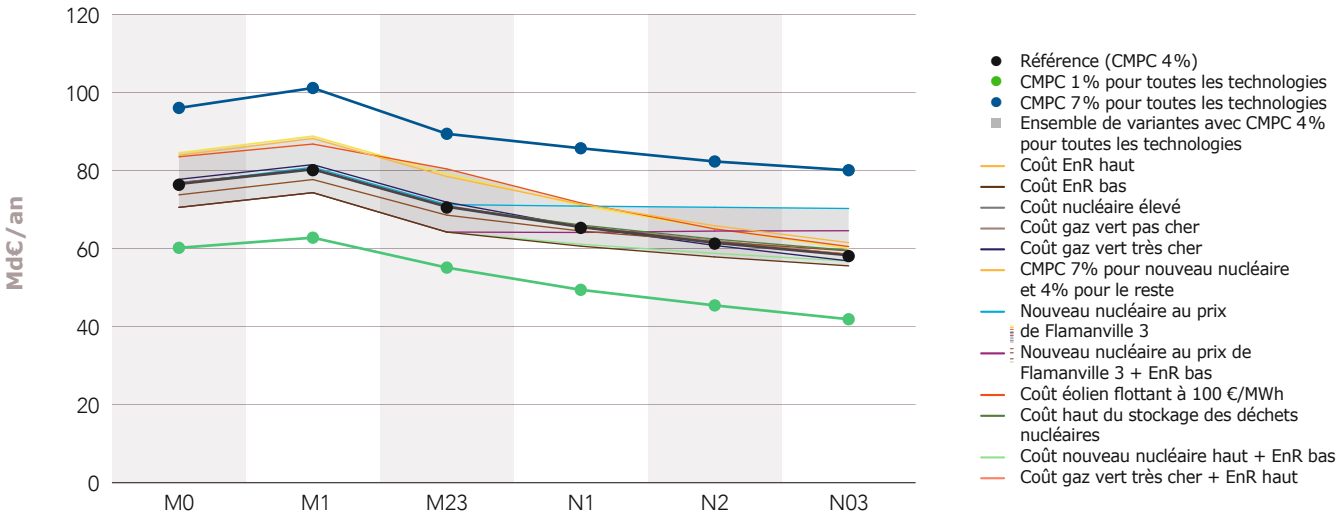
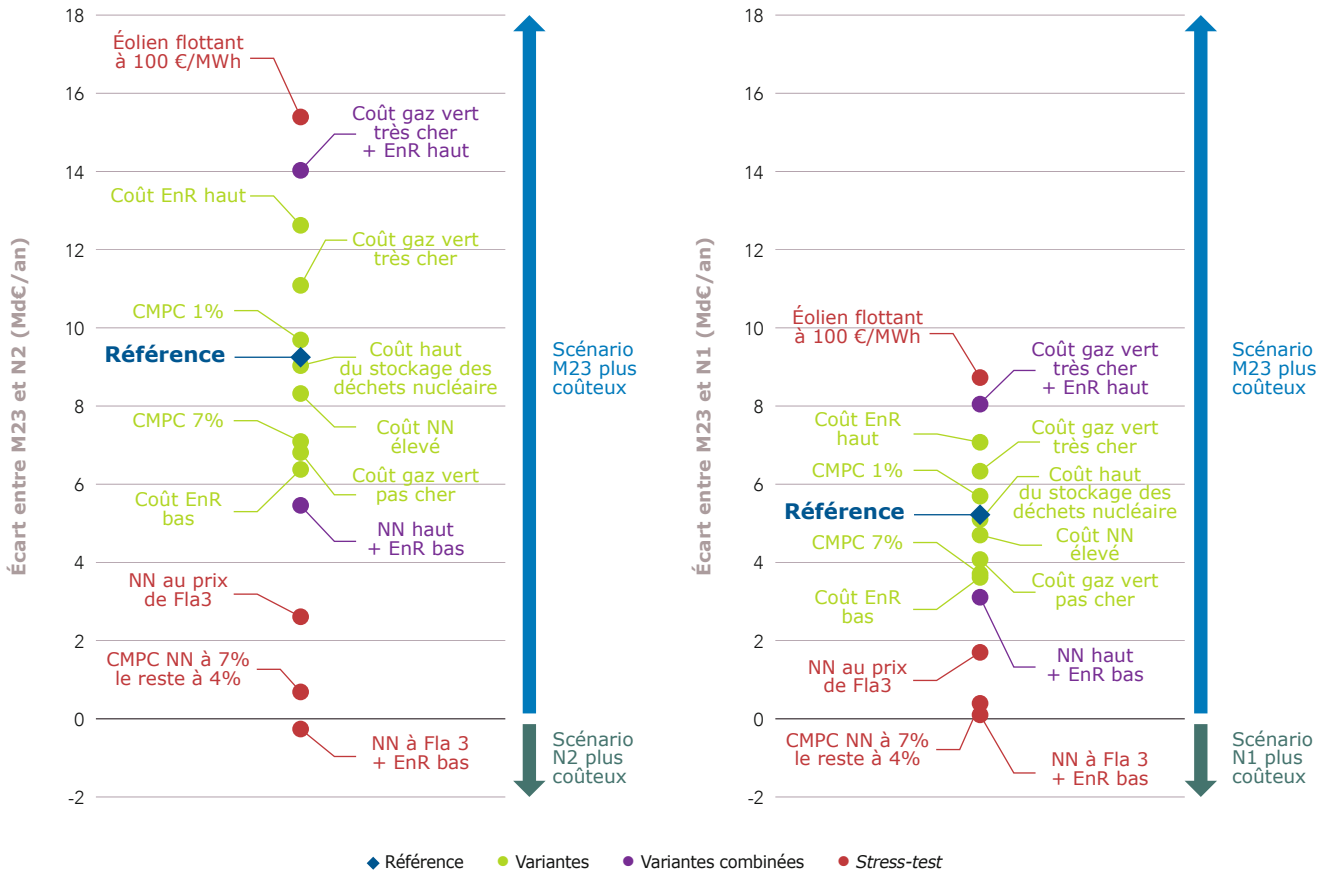


Figure 11.38 Différence de coûts annualisés en 2060 entre le scénario M23 et les scénarios N2 et N1



NN : nouveau nucléaire - FLA 3 : Flamanville 3

et les raccordements et renforcements de réseau dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables. Pour les hypothèses de référence de coût des énergies renouvelables et compte tenu des mix retenus pour les différentes technologies, le coût des scénarios avec nouveau nucléaire reste inférieur à celui du scénario M23 tant que le coût complet du nouveau nucléaire reste inférieur à environ 110 €/MWh. Pour des hypothèses de coût faible des énergies renouvelables, ce seuil tombe à environ 100 €/MWh.

11.6.6 Le développement des énergies renouvelables présente un intérêt économique, d'autant plus marqué pour les grands parcs

Les énergies renouvelables produisent de l'énergie à un coût complet rapporté à leur production qui est plus faible que celui des nouveaux réacteurs nucléaires. L'augmentation des coûts associés aux énergies renouvelables constatée dans les analyses de RTE provient de leur intégration système : coûts de réseaux et surtout coûts pour assurer la sécurité d'approvisionnement en développant les flexibilités (productions thermiques à partir de gaz verts et batteries en particulier) qui sont plus élevés que l'écart des coûts de production eux-mêmes.

Lorsque les besoins de flexibilité supplémentaires restent relativement limités, comme c'est le cas aujourd'hui, le surcoût système induit par les énergies renouvelables est moindre. Le développement d'une part d'énergies renouvelables plus importante qu'aujourd'hui n'est donc pas uniquement une nécessité industrielle et climatique : elle est également pertinente sur le plan économique.

Cet avantage de nature purement économique se réduit puis s'annule au fur et à mesure qu'apparaissent et croissent les besoins de flexibilités permettant de gérer la variabilité. Les simulations réalisées dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 » montrent que ces besoins se matérialiseront en premier lieu dans les pays limitrophes, où la part de l'éolien et du solaire est plus élevée qu'en France.

En France, l'analyse économique montre que le gain conduisant à passer d'un parc nucléaire de 40 GW (N2 – soit environ 36 % de nucléaire dans la consommation de référence) à environ 50 GW (N03 – soit environ 50 % de nucléaire dans la consommation de référence) est faible dans la plupart des configurations étudiées. Des analyses complémentaires seront nécessaires pour évaluer précisément les points de bascule, qui dépendent également du degré d'interconnexion de la France avec ses voisins et du besoin global de flexibilité du système européen interconnecté.

11.6.7 L'interclassement économique des scénarios devrait être peu modifié dans des scénarios de consommation plus hauts ou plus bas que la trajectoire de référence

À ce stade, l'analyse technico-économique a été menée de manière approfondie sur les scénarios adossés à la trajectoire de consommation de référence. Les analyses approfondies permettront de préciser l'appariement entre le mix électrique et les autres scénarios et variantes de consommation afin d'en déduire leurs conséquences techniques, économiques et environnementales.

Cependant, de premières estimations permettent de conforter dès à présent les résultats sur la comparaison économique des scénarios de mix électrique. **Celles-ci montrent qu'une trajectoire de consommation plus haute ou plus basse que la trajectoire de référence ne modifierait pas substantiellement les conclusions générales sur la place économique du nouveau nucléaire et des énergies renouvelables.**

En première approche, un scénario de « réindustrialisation profonde » conduirait à accroître les besoins de développement des énergies renouvelables et/ou à ralentir la fermeture du nucléaire dans les scénarios où cela est possible *(cf. partie 5.1)*. Les besoins en flexibilités et en réseau seraient également rehaussés, notamment dans les scénarios 100 % énergies renouvelables. En conséquence, les coûts de tous les scénarios seraient augmentés *(cf. partie 11.7)*.

À l'opposé, le scénario « sobriété » permet de soulager largement les rythmes de développement des énergies renouvelables dans les différentes configurations de mix, et donc de réduire les coûts du système électrique dans les différents scénarios considérés *(cf. partie 11.8)*. Les besoins de développement des flexibilités pour l'équilibre offre-demande pourraient également être réduits, et ce d'autant plus si les effets baissiers de la sobriété s'appliquent sur les consommations les plus contraignantes pour le système électrique (chauffage notamment). Une diminution de la consommation aurait tendance à rapprocher les scénarios, mais sans remettre en cause l'interclassement économique des scénarios de mix s'ils sont comparés en retenant un même niveau de consommation.

11.6.8 Les points de vigilance sur le bilan économique peuvent être différents selon les scénarios : une forte sensibilité aux coûts de financement (dans tous les scénarios) et aux coûts de la flexibilité (dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables)

11.6.8.1 Le coût du capital est déterminant pour le coût complet des scénarios, en particulier pour ceux avec du nouveau nucléaire

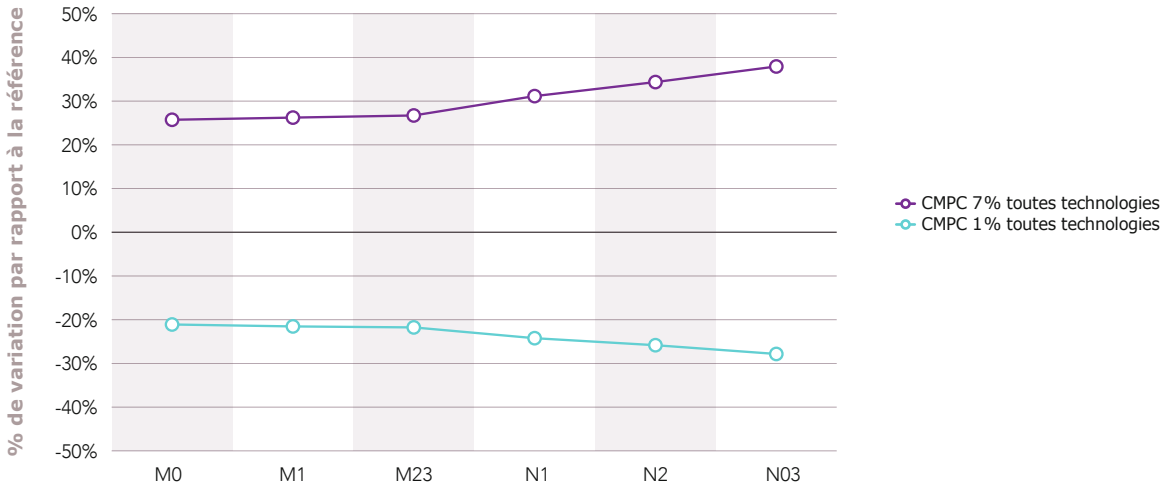
Toutes les technologies et infrastructures caractérisées par des dépenses d'investissement importantes et des durées de vie longues ont un coût de revient très sensible au taux de rémunération du capital *(cf. partie 11.2).*

L'équilibre économique des scénarios de neutralité carbone, qui repose largement sur des investissements de cette nature – les énergies renouvelables, le nucléaire ou encore le réseau sont tous des actifs à forte intensité capitalistique – présentent donc tous une forte sensibilité aux hypothèses sur les coûts du capital. Comme l'ont montré les analyses précédentes, une variation de trois points sur le coût du capital peut faire varier le coût du système de l'ordre de 17 à 18 Md€/an à la hausse ou à la baisse (soit ±25 à 30 % du coût complet annuel estimé avec un taux de rémunération du capital de 4 %). La sensibilité est un peu plus marquée dans les scénarios avec de nouveaux réacteurs nucléaires, ces derniers étant caractérisés par des durées de construction (10 à 15 ans) et des durées de vie (60 ans) particulièrement longues.

Ceci conduit dans tous les cas à porter une vigilance spécifique sur le coût de rémunération du capital et donc sur les conditions de financement des investissements bas-carbone afin de maîtriser l'évolution du coût de l'électricité pour les consommateurs.

La mise en place de dispositifs de soutien, que ce soit pour les énergies renouvelables ou le nucléaire, constitue ainsi un levier incontournable pour bénéficier de coûts de financement favorables. De manière générale, toutes les politiques publiques aboutissant à dérisquer l'investissement dans les technologies bas-carbone auront une influence directe sur la réduction de la facture à long terme des consommateurs.

Figure 11.39 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon l'hypothèse de CMPC



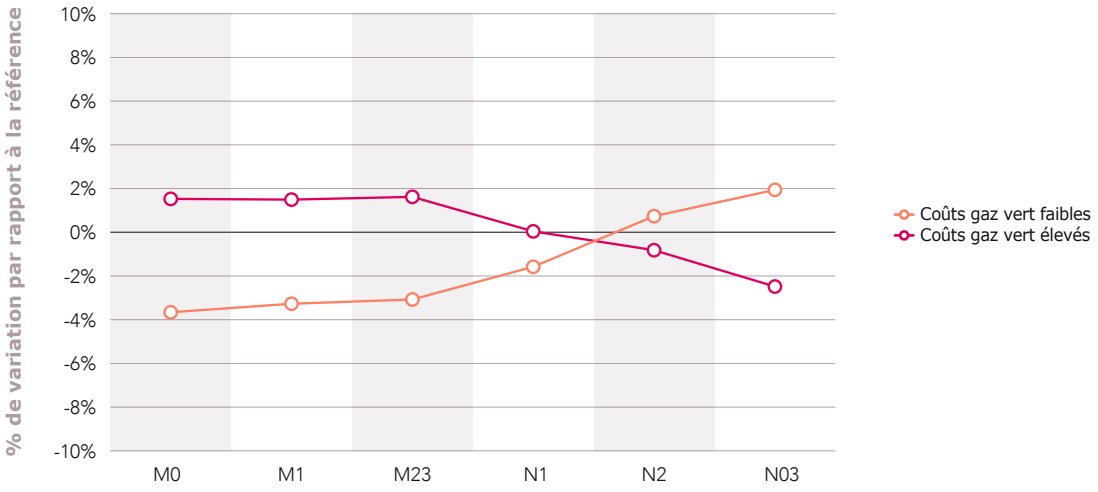
11.6.8.2 Les coûts des scénarios à forte part en énergies renouvelables sont très sensibles aux hypothèses de coût d'approvisionnement en gaz verts et à la maîtrise de la chaîne logistique de l'hydrogène

Un autre déterminant important dans l'économie des différents scénarios réside dans le coût de la flexibilité et plus particulièrement dans les enjeux autour de l'hydrogène et des gaz verts.

La faculté à déployer un système hydrogène performant et flexible a des effets importants sur le besoin et le coût des moyens de flexibilité du système électrique (un effet volume et un effet prix) :

- d'une part, l'absence de flexibilité du système hydrogène et notamment des électrolyseurs conduirait à renchérir significativement les besoins de production thermique des scénarios. De manière schématique, dans les périodes de tension du système (semaines froides avec vent faible en France et en Europe), les électrolyseurs ne pourraient alors pas effacer leur consommation d'électricité et devraient continuer à fonctionner pour alimenter les usages de l'hydrogène, conduisant potentiellement à faire fonctionner dans le même temps des centrales utilisant des gaz de synthèse pour assurer l'équilibre offre-demande *(voir chapitre 9.6.3)*. **Dans cette configuration, il est ainsi possible que de l'électricité soit utilisée pour produire de l'hydrogène concomitamment à l'utilisation d'hydrogène pour produire de l'électricité en un point différent du territoire, ce qui conduit à des pertes énergétiques importantes et *in fine* à des surcoûts pour le système électrique.** La flexibilité du système dépend en particulier de la capacité de stockage des gaz produits, et concernant l'hydrogène, la disponibilité de stockage salins.
- d'autre part, les conditions économiques sur l'approvisionnement en hydrogène et en gaz verts ont un impact sur la composante « flexibilité » du coût des scénarios. Ainsi, dans une situation d'abondance de gaz verts à faible coût à l'échelle européenne (biométhane accessible en des volumes importants et pour des coûts relativement faibles, hydrogène produit avec des électrolyseurs et des parcs d'énergies renouvelables à coûts faibles ou éventuellement importé depuis des régions avec des conditions de production favorables, etc.), les coûts de production à partir de moyens thermiques baissent significativement ; *a contrario*

Figure 11.40 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon le coût des gaz verts



un renchérissement des gaz décarbonés, correspondant par exemple au recours nécessaire à la fabrication de méthane de synthèse, pénalise les coûts de flexibilité.

La sensibilité à l'hypothèse de coût des gaz décarbonés est différente en fonction des besoins d'équilibrage propres à chaque scénario. Pour les scénarios M et le scénario N1, les forts taux d'énergie renouvelable et les besoins de flexibilité induits conduisent logiquement à une diminution de coût associée aux gaz verts peu chers et une augmentation de coût associée à leur renchérissement. Pour les scénarios N2 et N03, non seulement le besoin d'équilibrage à partir de production thermique est plus limité, mais les exports sont valorisés en cas de renchérissement des gaz verts, par évitement des productions thermiques à l'étranger. L'effet est donc inverse : les coûts des scénarios N2 et N03, diminués des gains associés aux exports, sont moindres en cas de coût élevé des gaz verts.

11.7 L'économie des scénarios de réindustrialisation : un coût supplémentaire du système électrique qui ne constitue pas un enjeu de premier ordre par rapport aux bénéfices attendus, sauf pour certaines industries électro-intensives

Le scénario de réindustrialisation profonde nécessite de produire davantage d'électricité en France pour répondre à l'augmentation de la consommation électrique de l'industrie, à la fois pour les usages directs de l'électricité (procédés, chaudières électriques…) ainsi que pour la production d'hydrogène en vue de fournir des gaz décarbonés pour certains usages difficilement électrifiables.

D'après les éléments présentés au chapitre 3, la consommation d'électricité serait ainsi plus élevée d'environ 30 TWh que celle de la trajectoire de référence en 2030 et de près de 100 TWh en 2050. Des estimations encore plus hautes sont possibles dans le cas où le taux d'électrification (par rapport à l'utilisation de la biomasse) serait encore plus important.

Le scénario de « réindustrialisation profonde » nécessite de bâtir un système électrique apte à alimenter une consommation plus importante, pouvant être dimensionnée autour de 750 TWh *(voir partie 5.2)*.

Cela se traduirait par des besoins d'investissement supérieurs à ceux des scénarios de référence, et par des coûts complets plus élevés même s'ils devraient être rapportés à une base de consommation plus large. Des simulations détaillées seront nécessaires pour évaluer précisément l'accroissement éventuel des besoins de flexibilités et de réseau dans ce type de scénarios, mais de premières estimations montrent que le coût additionnel associé au système électrique pour accompagner la trajectoire de réindustrialisation profonde serait de l'ordre de 3 Md€ par an en 2030, et de l'ordre de 11 Md€ par an en 2050 (+/-1 Md€ selon le mix privilégié pour les capacités de production additionnelles).

Ces coûts additionnels doivent cependant être mis en regard des bénéfices qui découleraient d'une réindustrialisation poussée de l'économie française. En effet, la réindustrialisation contribue grandement à l'amélioration du solde commercial de l'industrie manufacturière et de manière

Figure 11.41 Coûts complets du système électrique dans le scénario « réindustrialisation profonde », comparés à ceux de la trajectoire de référence

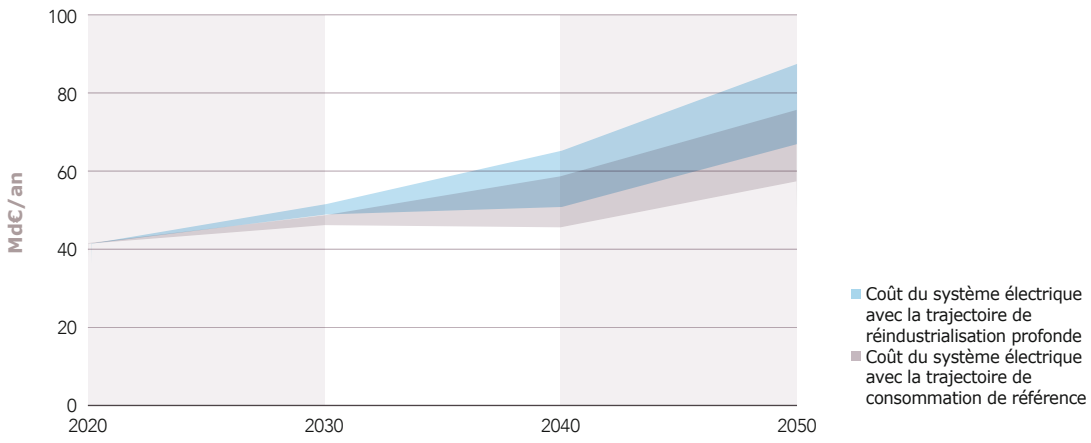
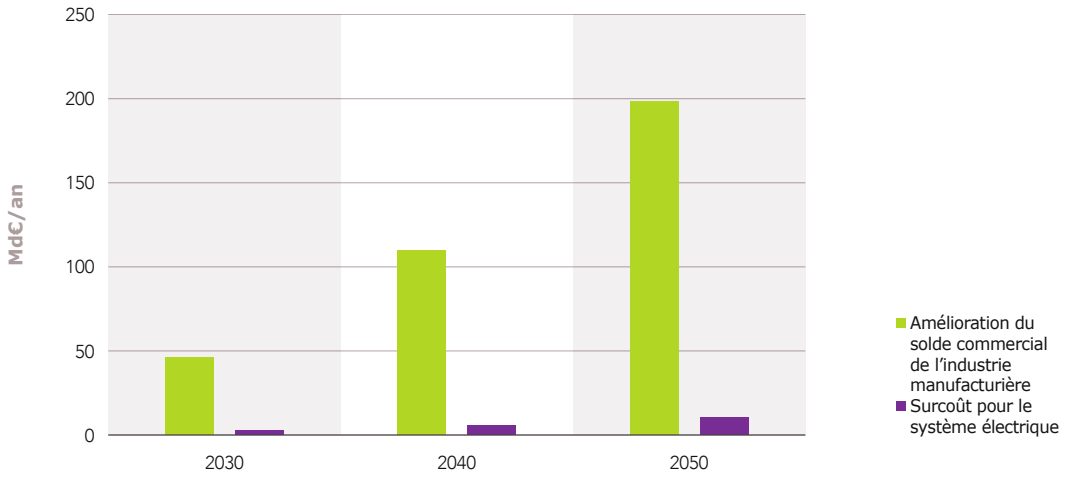


Figure 11.42 Effet du scénario de réindustrialisation profonde sur les coûts du système électrique et le solde commercial de l'industrie manufacturière



générale au solde commercial de la France. La différence par rapport à la trajectoire de référence (qui considérait déjà une légère amélioration – *voir chapitre 3)* est déjà marquée sur le court/moyen terme (+46 Md€ en 2030) pour ensuite gagner de plus en plus en ampleur au fil de la progression de la réindustrialisation, jusqu'à atteindre plus de 200 Md€ d'écart en 2050.

Des bénéfices apparaissent également au niveau de l'emploi : une estimation simplifiée[60] montre que près de 900000 emplois pourraient être créés dans l'industrie à l'horizon 2050 dans le scénario de réindustrialisation profonde. Au-delà des bénéfices économiques, les analyses environnementales montrent que la combinaison d'une stratégie de réindustrialisation avec le développement des capacités de production d'électricité décarbonée permettrait d'obtenir une réduction importante de l'empreinte carbone de la France[61]. Les analyses approfondies prévues pour début 2022 auront vocation à chiffrer ce gain par rapport aux volumes de gaz à effet de serre évités.

Du côté des coûts hors système électrique, un volume d'investissement important serait nécessaire de la part des industriels pour créer ou agrandir des capacités de production en France. Un soutien public pourrait également être requis pour assurer le déclenchement des investissements et/ou pour compenser la moindre compétitivité de certaines industries situées en France par rapport aux marchés mondiaux, notamment du fait de la tarification du carbone.

Finalement, **même si une trajectoire volontariste de réindustrialisation est susceptible de renchérir les coûts de production d'électricité, l'enjeu économique associé sur le mix de production n'apparaît pas de premier ordre au regard des autres coûts et bénéfices associés à une telle stratégie.**

En effet, pour une partie des industries considérées, notamment celles à forte valeur ajoutée (électronique, aéronautique, pharmaceutique…) la

60. Avec modèle entrées-sorties, à productivité inchangée et sans considérer les rétroactions macroéconomiques (effets sur les salaires, la consommation de biens…).
61. Voir partie 12.2.6 pour une description détaillée.

facture énergétique représente une faible partie des coûts de production : pour ces entreprises, la garantie des capacités de production nécessaires et la qualité de l'alimentation constituent des exigences plus importantes en matière de fourniture d'électricité que le niveau des prix.

Les industries grandes consommatrices d'énergie seraient en revanche plus sensibles à des variations des coûts d'approvisionnement en électricité. Pour ces branches électro-intensives, la possibilité de bénéficier de contrats de long terme avec des prix garantis ou encore la possibilité de disposer de dispositifs d'intégration au système facilitées pourraient constituer des prérequis pour assurer une visibilité et une confiance suffisante.

11.8 La sobriété : un levier important de réduction des coûts du système électrique

Dans le scénario «sobriété», la réduction des consommations d'électricité par rapport à la trajectoire de référence se traduit en un besoin moins important de capacités de production et de moyens de flexibilité. La sobriété permet en conséquence des économies importantes sur les coûts totaux du système électrique.

Des simulations détaillées sont nécessaires pour appréhender ces effets mais de premières estimations indiquent que les réductions de coûts complets annualisés s'élèveraient à environ 3 Md€ à l'horizon 2030 et jusqu'à 8 à 10 Md€ en 2050.

Ces économies, ici évaluées à l'échelle du seul système électrique, sont très significatives et mettent ainsi en évidence tout le potentiel de la sobriété pour favoriser une transition énergétique à un coût maîtrisé.

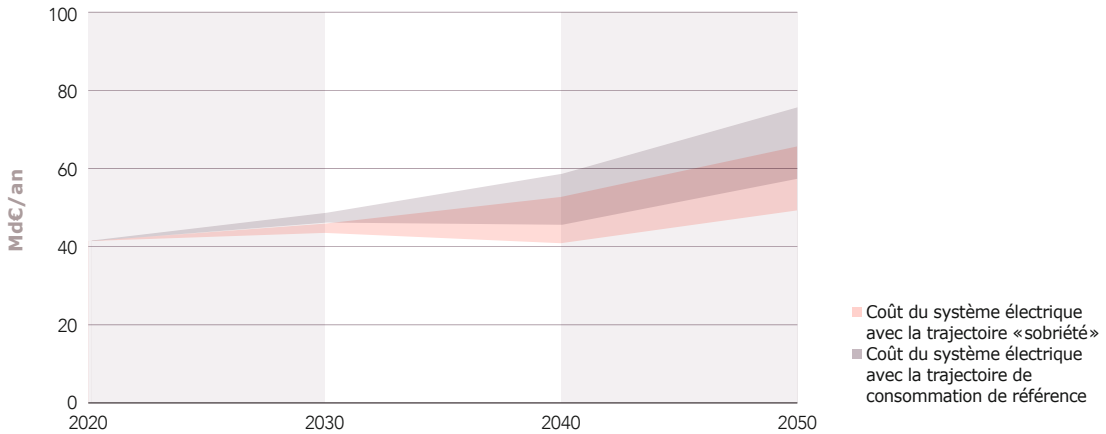
Au-delà de ce calcul de coût brut, la valorisation des externalités associées à la sobriété fait débat sur le plan de la théorie socio-économique.

D'un côté, certains estiment que la sobriété embarque des externalités négatives non directement économiques mais qui devraient être valorisées dans l'analyse : réduction du confort (dans le cas d'une baisse de la température de chauffage ou de partage d'équipements), perte d'utilité associée à certaines consommations énergétiques, etc. La valorisation de ce type d'externalités ne fait toutefois pas consensus, notamment dans le cadre d'une sobriété «choisie» et accompagnée d'une véritable transformation de la société et des modes de vie.

D'autres à l'inverse soulignent les effets positifs de la sobriété énergétique sur la qualité de vie, qui donneraient lieu à des externalités positives : réduction de la pollution, du bruit du trafic, du temps passé dans les transports, amélioration de la qualité de l'alimentation, etc.

Ce débat ne peut être tranché dans le cadre de «Futurs énergétiques 2050». **Les évaluations économiques de l'étude montrent néanmoins que les actions de maîtrise de la demande conduisent bien à soulager des besoins d'investissement déjà structurellement importants, et constituent donc, au niveau du système énergétique, un facteur important de réduction des coûts.**

Figure 11.43 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation «sobriété», comparés à ceux de la trajectoire de référence



12

L'ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

12

L'ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

12.1 L'objet du volet environnemental des « Futurs énergétiques 2050 » : analyser les caractéristiques environnementales des scénarios

12.1.1 Tous les modes de production, acheminement ou consommation d'énergie ont une incidence sur l'environnement

La transition énergétique s'inscrit dans une préoccupation d'ordre environnemental plus globale : la lutte contre le changement climatique en constitue l'un des piliers mais pas le seul, le respect de la biodiversité figurant également parmi les objectifs majeurs.

Ce cadrage est d'autant plus important que les différentes options pour réaliser la transition énergétique suscitent toutes leur part de polémiques sur la question environnementale.

Le nucléaire, qui n'émet pas de gaz à effet de serre, trouve des terrains de contestation sur le plan des déchets radioactifs à long terme pour les générations futures, vis-à-vis de son influence sur l'écosystème local (températures de rejet des eaux utilisées pour le refroidissement) et des conséquences en termes de dissémination de matières radioactives en cas d'accident. L'hydraulique est contestée pour son impact sur l'écosystème local (interruption du cours des rivières, créations de retenues d'eau artificielles entraînant des incidences sur l'environnement). Les nouvelles énergies renouvelables sont critiquées pour leur consommation de ressources minérales et sont accusées de contenir des terres rares. Du fait de la variabilité de leur production, les éoliennes et les panneaux solaires sont suspectés de servir de paravent au maintien de la production à base de charbon ou de gaz et donc de ne pas permettre de réellement réduire les émissions. Les panneaux solaires sont associés à une polémique sur la réalité de leur bilan environnemental du fait des conditions de leur production, souvent en Asie par des procédés énergivores dans des mix carbonés et donc polluants. Les éoliennes en mer sont suspectées de perturber les espèces vivant à proximité. Le bilan environnemental des batteries, les besoins en matières premières qui sont associés à leur développement pour les besoins du système électrique ou dans le cadre de la transition vers la mobilité bas-carbone, sont pointés du doigt. Les autres vecteurs énergétiques ne sont pas en reste : contestation de l'implantation de méthaniseurs au titre de la pollution des nappes phréatiques, interrogations sur les conséquences d'une mobilisation accrue de la biomasse, pollutions aux particules fines avec le chauffage au bois, réévaluation de l'effet anthropique des fuites de méthane dans les gazoducs, etc.

Cette liste, non exhaustive, souligne l'enjeu de la discussion : toutes les technologies de production, de transport ou de consommation d'énergie ont une incidence sur l'environnement. Cette incidence peut prendre des formes différentes, qui sont généralement non mesurables même si l'analyse socioéconomique permet dans une certaine mesure d'en intégrer certaines à l'évaluation des choix publics et privés. Dans le débat, l'entrelacement de ces problématiques de natures différentes rend difficile la prise de décision en matière énergétique, dans la mesure où aucun n'apparaît comme systématiquement moins-disant sur le terrain environnemental, mis à la part l'absence de consommation d'énergie.

12.1.2 La méthode d'évaluation environnementale des « Futurs énergétiques 2050 »

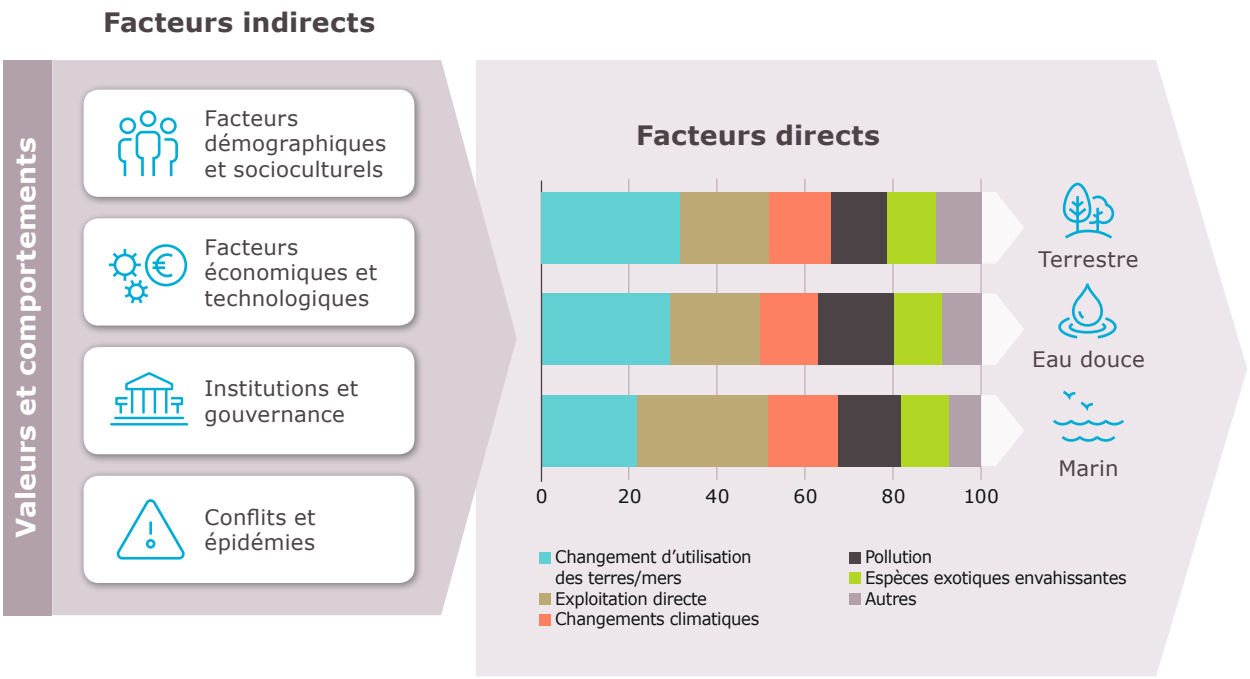
L'objet du volet environnemental de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » est de sortir du débat « par technologie » et « par projet » en proposant une analyse systématique de l'incidence environnementale « par scénario », selon une méthode rigoureuse et un jeu d'indicateurs partagés.

Sur le plan méthodologique, RTE revendique de présenter les différents indicateurs sans chercher à en déterminer une unique valeur socioéconomique. D'une part, l'analyse ne peut prétendre à ce stade à l'exhaustivité. D'autre part, certains indicateurs sont difficiles à monétiser (cas de la biodiversité par exemple), ou alors les méthodes pour y parvenir ne font pas consensus. Enfin, la réduction de l'ensemble de la complexité du monde à un unique indicateur semble insuffisante aux besoins du débat démocratique, qui nécessite que soient « données à voir » les différentes conséquences des options présentées.

Les enjeux environnementaux de notre époque s'articulent autour de multiples thématiques : la lutte contre le changement climatique, la préservation de la biodiversité, l'exploitation et l'épuisement des ressources naturelles, les déchets ou encore la santé humaine.

Si le changement climatique est essentiellement déterminé par la concentration atmosphérique de gaz à effet de serre et peut donc s'analyser à l'aune de bilans sur l'évolution de ces gaz à effet de serre, les autres thématiques sont plus difficilement appréhendables dans la mesure où elles dépendent de facteurs multiples et ne peuvent se résumer à un seul indicateur.

Figure 12.1 Facteurs directs et indirects impactant les écosystèmes terrestres, marin et d'eau douce



Source : issue du Rapport de l'évaluation mondiale de la biodiversité et des services écosystémiques (IPBES, 2019)

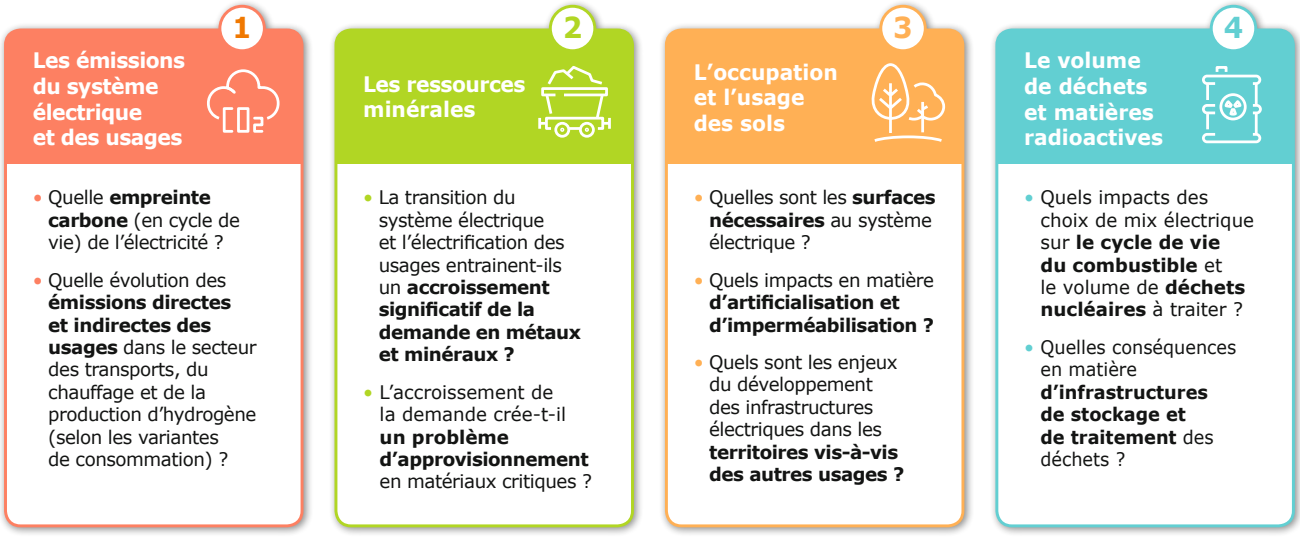
La préservation de la biodiversité en constitue un exemple caractéristique : si l'IPBES[1] alertait en 2019 dans son premier rapport d'évaluation sur la détérioration de la biodiversité dans le monde entier et si cette thématique constitue un point d'attention important dans le débat public et la concertation, il n'existe à ce jour pas d'indicateur agrégé permettant de résumer les conséquences des scénarios de transition énergétique sur la biodiversité. Les enjeux autour de la biodiversité dépendent en pratique de facteurs très divers ainsi que de spécificités locales qui ne peuvent être étudiées de manière exhaustive à l'échelle nationale.

Toutefois, dans son premier rapport d'évaluation de 2019, l'IPBES a mis en évidence cinq facteurs directs qui ont joué un rôle prépondérant dans la détérioration de la nature au cours des cinquante dernières années :

- Le changement d'affectation des terres (agriculture, villes, fragmentation et mitage des espaces naturelles, utilisation intensive et dégradation des terres) ;
- L'exploitation directe, c'est-à-dire l'exploitation des ressources vivantes, mais aussi de la biomasse, des ressources en eau, en minéraux, métaux, fossiles, etc. ;
- Le changement climatique qui affecte la biodiversité principalement à travers l'augmentation du niveau des mers et l'acidification des océans ;
- Les pollutions qui sont émises dans l'atmosphère, dans l'eau et par les déchets solides ;
- Les espèces exotiques envahissantes.

Pour certains de ces facteurs, il apparaît possible de quantifier en partie l'incidence des différentes propositions sur l'évolution du système électrique. Ainsi, pour répondre aux attentes de la concertation sur les enjeux en matière de préservation de la biodiversité, plusieurs de ces facteurs font l'objet d'analyses macroscopiques dans le cadre de

Figure 12.2 Axes de travail de l'analyse environnementale



1. L'IPBES est un organisme intergouvernemental indépendant comprenant plus de 130 États membres. Mis en place par les gouvernements en 2012, l'IPBES fournit aux décideurs des évaluations scientifiques objectives sur l'état des connaissances sur la biodiversité de la planète, les écosystèmes et les contributions qu'ils apportent aux populations, ainsi que les outils et les méthodes pour protéger et utiliser durablement ces atouts naturels vitaux.

l'étude « Futurs énergétiques 2050 » : l'occupation des sols et de l'espace, le changement climatique ou encore l'épuisement des ressources minérales.

De la même manière, les enjeux autour de la santé humaine relèvent de facteurs multiples, avec des interdépendances fortes vis-à-vis des autres enjeux évoqués précédemment : changement climatique, perte de biodiversité, dégradation des écosystèmes, pollutions, exposition, etc.

En définitive, au regard des principaux enjeux de protection de l'environnement ciblés par les politiques publiques, et de ceux discutés dans le cadre du débat public et de la concertation organisée par RTE, le volet environnemental de l'étude est structuré autour d'indicateurs chiffrés regroupés dans quatre axes de travail et développés dans le présent chapitre :

1) Les émissions de gaz à effet de serre induites par les scénarios (inventaire national et empreinte carbone) ;
2) La consommation de ressources minérales pour le système électrique
3) L'emprise au sol des infrastructures générées par chaque scénario
4) Le volume des résidus issus de la production nucléaire (matières valorisables et déchets ultimes)

À ces quatre axes s'ajoutera, dans la version finale de l'étude, un cinquième sur les pollutions atmosphériques, ainsi qu'une analyse systématique sur toutes les variantes et les scénarios dégradés.

L'étude d'autres enjeux ou indicateurs thématiques pourra également faire l'objet de prolongements au cours des prochains mois.

12.2 Les émissions de gaz à effet de serre : une transformation du système électrique qui contribue largement à la décarbonation de l'économie, même en tenant compte du cycle de vie des infrastructures

12.2.1 L'équation climatique de la France : un secteur électrique déjà quasi décarboné grâce aux choix historiques du nucléaire et de l'hydraulique, mais une production d'énergie totale encore dépendante à 60 % des énergies fossiles

12.2.1.1 Le secteur électrique français : un système atypique, décarboné à 93 %

La France a fait le choix du nucléaire civil pour la production d'électricité dans les années 1970 pour des raisons d'indépendance énergétique. Ce choix est aujourd'hui le principal facteur de performance du pays sur le plan du climat, l'exploitation d'une centrale nucléaire n'émettant pas de gaz à effet de serre qui perturbe le climat. Depuis l'achèvement du programme nucléaire, la France a ainsi pu s'appuyer sur une production de l'ordre de 400 TWh par an de production d'électricité bas-carbone.

Ce parc nucléaire s'est ajouté à un socle d'installations hydrauliques (allant du petit barrage sur différents cours d'eau aux grandes retenues d'eau artificielles en montagne) déjà largement constitué à la fin des années 1970, également non émetteur de gaz à effet de serre en exploitation. L'hydraulique produit aujourd'hui de l'ordre 60 TWh par an d'électricité bas-carbone, en partie flexible et donc très utile au fonctionnement du système électrique.

Dès les années 1990, la France disposait donc d'un système électrique largement décarboné.

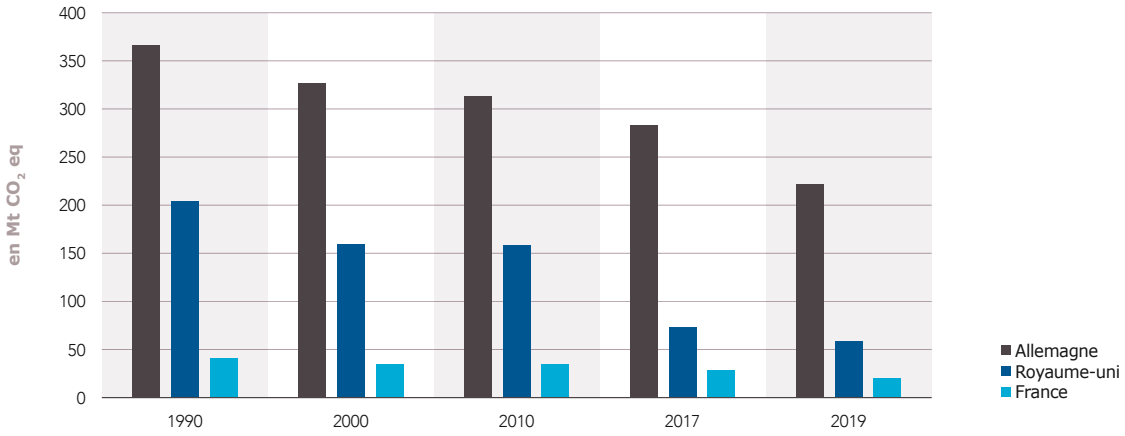
Cette performance s'est encore accrue depuis vingt ans, de nouvelles technologies bas-carbone ayant été ajoutées. La production combinée de l'éolien (40 TWh), du photovoltaïque (13 TWh) et des bioénergies (10 TWh) est aujourd'hui équivalente à celle du parc hydraulique français, contribuant ainsi à la réduction des émissions du secteur électrique.

Durant cette période, une grande part des installations les plus émettrices de gaz à effet de serre (installations fonctionnant au fioul et au charbon) ont été mises à l'arrêt. Plus de 10 GW ont été fermés depuis les années 2010, seules trois centrales au charbon sont encore en service et ne fonctionnent plus que de manière marginale. La fermeture des trois derniers sites est désormais actée par les pouvoirs publics : deux sites seront mis à l'arrêt d'ici fin 2022 et le dernier site sera mis à l'arrêt au plus tard entre 2024 et 2026.

Une fois que ce mouvement sera achevé, il ne demeurera plus en France que quelques turbines à combustion au fioul et au gaz et qu'une dizaine de centrales à gaz. Ces dernières sont récentes puisque construites entre 2008 et 2016 au moment de l'ouverture à la concurrence du marché de la production, participant d'un cycle d'investissement commun aux différents pays européens avant que les politiques publiques ne s'infléchissent vers la neutralité carbone. L'espace économique de ces centrales est appelé à se réduire progressivement pour en faire des centrales d'appoint répondant à une logique européenne : leur durée de fonctionnement, et donc les émissions de gaz à effet de serre associées, devraient alors se réduire.

Ce mix électrique est fortement décarboné (20 $MtCO_2eq$ en 2019) par rapport à ceux des pays voisins, et notamment ceux de l'Allemagne (222 $MtCO_2eq$ en 2019) ou dans une moindre mesure du Royaume-Uni (59 $MtCO_2eq$). Si ces pays se sont engagés dans l'objectif de décarbonation à l'horizon 2050, leurs mix électriques restent encore à ce jour composés à moitié d'installations fonctionnant au charbon ou au gaz. En conséquence, l'Allemagne a émis en 2019 neuf fois plus d'émissions par habitant (2,7 tCO_2eq/hab) que la France (0,3 tCO_2eq/hab) pour la production d'électricité.

Figure 12.3 Évolution des émissions directes du secteur électrique entre 1990 et aujourd'hui en Allemagne, au Royaume-Uni et en France



Source : Umweltbundesamt (2021) / «The Sixth Carbon Budget report, the UK's path to Net Zero » Committee on Climate Change (2020)

L'enjeu pour le système électrique français n'est donc pas, *in fine*, celui de la décarbonation de la production d'électricité. Il s'agit plutôt d'assurer sa transformation vers un système qui resterait bas-carbone tout en accompagnant la croissance de la consommation liée à des transferts d'usage vers l'électricité, et la fermeture d'ici 2050 d'une grande partie du parc nucléaire pour raison d'âge indépendamment des décisions politiques sur la diversification du parc.

12.2.1.2 La clé de l'atteinte de la neutralité carbone consiste à faire baisser les émissions dans les autres secteurs

La performance actuelle du système électrique français conduit parfois, dans le débat public, à une interrogation : ce secteur étant déjà largement bas-carbone, pourquoi devrait-il faire l'objet d'une politique de développement des renouvelables ? Dans cette discussion, certains opposants aux énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire utilisent ainsi largement ce point pour justifier l'inutilité d'une politique de développement de l'éolien ou du solaire en France.

Ce raisonnement est statique (à parc inchangé et à taille du secteur électrique constante). Il est donc inopérant à double titre :

- d'une part, il néglige le fait que les réacteurs nucléaires actuels devront à terme être fermés – voir la problématique générale exposée au chapitre 4 ;
- d'autre part, il fait l'hypothèse d'une stabilité du secteur électrique alors que les scénarios de transition énergétique sont dans la plupart des cas fondés sur l'idée d'une électrification des usages.

Dans la perspective générale de la neutralité carbone, l'ajout/retrait de moyens bas-carbone (hydraulique, nucléaire, éolien, solaire) doit ainsi être appréhendé non pas au périmètre du système électrique, mais du système énergétique tout entier et en particulier vis-à-vis des usages de l'énergie.

La partie suivante est organisée pour intégrer ces enjeux :

- la partie 12.2.2 est consacrée aux émissions directes de la production d'électricité à long terme ;

- la partie 12.2.3 permet un premier élargissement en intégrant le cycle de vie pour la production d'électricité et les moyens de flexibilité et de réseau ;
- la partie 12.2.4 analyse l'effet sur les émissions directes de gaz à effet de serre des secteurs concernés par la décarbonation des usages énergétiques, au-delà du système électrique ;
- la partie 12.2.5 évalue les perspectives d'accélération de réduction des émissions à l'horizon 2030 ;
- enfin, la partie 12.2.6 élargit encore l'analyse aux questions d'empreinte carbone de l'économie française, en lien avec les enjeux autour de la réindustrialisation.

12.2.2 Les perspectives pour les émissions dues à la production d'électricité d'ici 2050 : une décarbonation complète est atteignable dans tous les scénarios, avec un point de vigilance sur le thermique pour les scénarios à forte part en énergies renouvelables

12.2.2.1 La neutralité carbone peut être atteinte sur la base d'un système 100 % renouvelables ou d'un système « renouvelables + nucléaire »

Par construction, les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » conduisent à des systèmes électriques complétement décarbonés : à l'horizon 2050-2060, seules des émissions résiduelles liées à la valorisation de déchets pour la production d'électricité et de chaleur (i.e. énergies de récupération) peuvent subsister (2 $MtCO_2eq$/an), celles-ci étant difficilement compressibles.

L'essentiel des moyens de production construits sur l'horizon d'étude sont, pour les scénarios de type « M », des installations renouvelables et, pour les scénarios de type « N », des installations renouvelables et nucléaires. Ces moyens sont complétés, selon les scénarios, par des batteries et des moyens thermiques pilotables, n'utilisant en 2050 plus que des combustibles décarbonés.

En conséquence, les émissions directes de la production d'électricité associées aux combustibles fossiles, déjà faibles aujourd'hui, disparaissent progressivement dans ces scénarios par construction. D'une part, l'augmentation de la part du biométhane dans le réseau de gaz (supposée évoluer en cohérence avec la trajectoire de la SNBC, soit 10 % en 2030, 37 % en 2040 et 100 % en 2050) contribue à moyen terme à la réduction des émissions attribuables au fonctionnement des centrales au gaz. D'autre part, la transformation complète du parc thermique actuel (fermeture progressive ou conversion à l'hydrogène des installations fonctionnant au gaz fossile et construction éventuelle de nouveaux moyens thermiques fonctionnant exclusivement avec des combustibles décarbonés comme le biométhane, l'hydrogène ou le méthane de synthèse) permet à long terme d'assurer la décarbonation totale du parc de production électrique.

12.2.2.2 Les scénarios de mix électrique n'ont pas le même bilan sur la trajectoire de décarbonation en France et surtout en Europe, avec un écart qui porte essentiellement sur le point 2030 pour lequel le nombre de réacteurs nucléaires en service diffère d'un scénario à l'autre

Les trajectoires de diminution des émissions directes de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France sont relativement proches dans les différents scénarios.

Toutefois, des écarts sont observés entre les différents scénarios à l'horizon 2030, pour lequel les scénarios sont équivalents en matière de consommation et de production renouvelable mais se distinguent par la capacité nucléaire en service :

(i) les scénarios M1, M23, N1 et N2 se fondent sur la trajectoire de fermeture de tranches prévue par la PPE (quatre tranches fermées en 2030, en plus de celles de Fessenheim),

(ii) le scénario M0 intègre la fermeture de deux tranches supplémentaires par rapport à la trajectoire de la PPE,

(iii) le scénario N03 ne prévoit à l'inverse aucune fermeture de réacteurs d'ici 2030.

Toutes choses étant égales par ailleurs, la fermeture de réacteurs nucléaires conduit à une diminution plus lente de la production d'électricité d'origine thermique fossile, en France mais surtout en Europe, car les exports français d'électricité s'en trouvent réduits.

En conséquence, à l'horizon 2030, si les bilans d'émissions directes du système électrique en France présentent de faibles écarts, de l'ordre de moins d'un million de tonnes de CO_2 équivalent entre les différents scénarios de mix, la réduction des émissions de gaz à effet de serre associées à l'échelle de l'Europe présentent des écarts notables.

Les exports français, dans le cas où aucune tranche de réacteur nucléaire n'est fermée en 2030 (scénario N03), permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre en Europe hors France de 34 $MtCO_2eq$, alors que la fermeture de quatre tranches (scénarios M1, M23, N1 et N2) prive l'Union européenne d'une réduction d'émissions de 6 $MtCO_2eq$ et de six tranches (scénario M0) de 8,5 $MtCO_2eq$.

Il convient toutefois de noter que cette performance climatique n'est pas spécifique au scénario N03 ni uniquement aux scénarios avec nouveau nucléaire : elle pourrait également être obtenue en ralentissant la fermeture des réacteurs nucléaires à l'horizon 2030 dans les scénarios M1, M23, N1 et N2, quitte à avoir un rythme de fermeture plus rapide sur les décennies suivantes. Dans le scénario M0 en revanche, une absence de fermeture de réacteurs

Figure 12.4 Émissions directes évitées en Europe selon le maintien ou la fermeture des centrales nucléaires en 2030

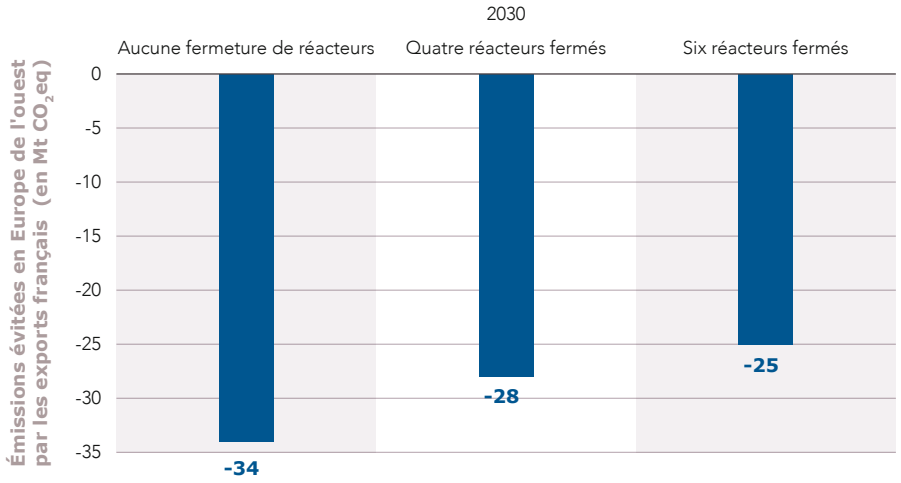
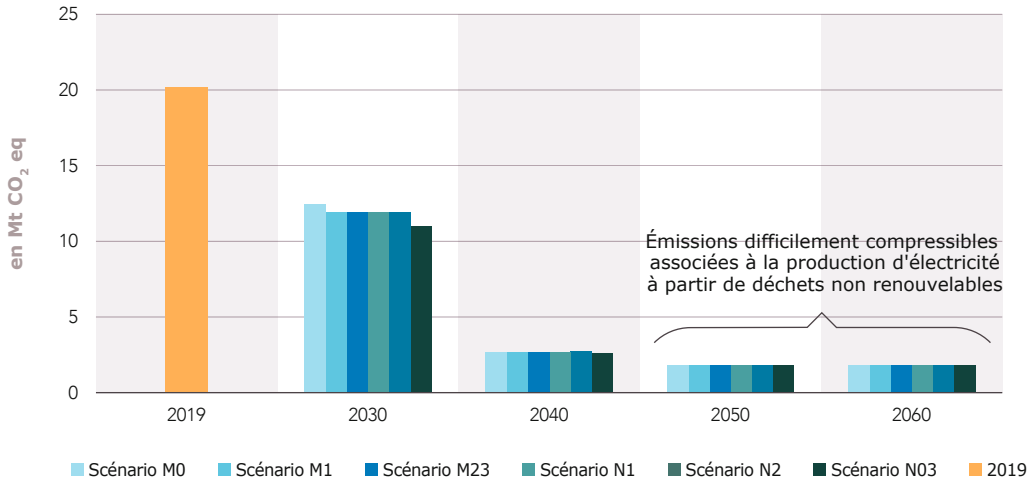


Figure 12.5 Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France dans les différents scénarios



d'ici 2030 paraît plus difficilement envisageable, car elle conduirait alors à devoir fermer un très grand nombre de réacteurs entre 2030 et 2050.

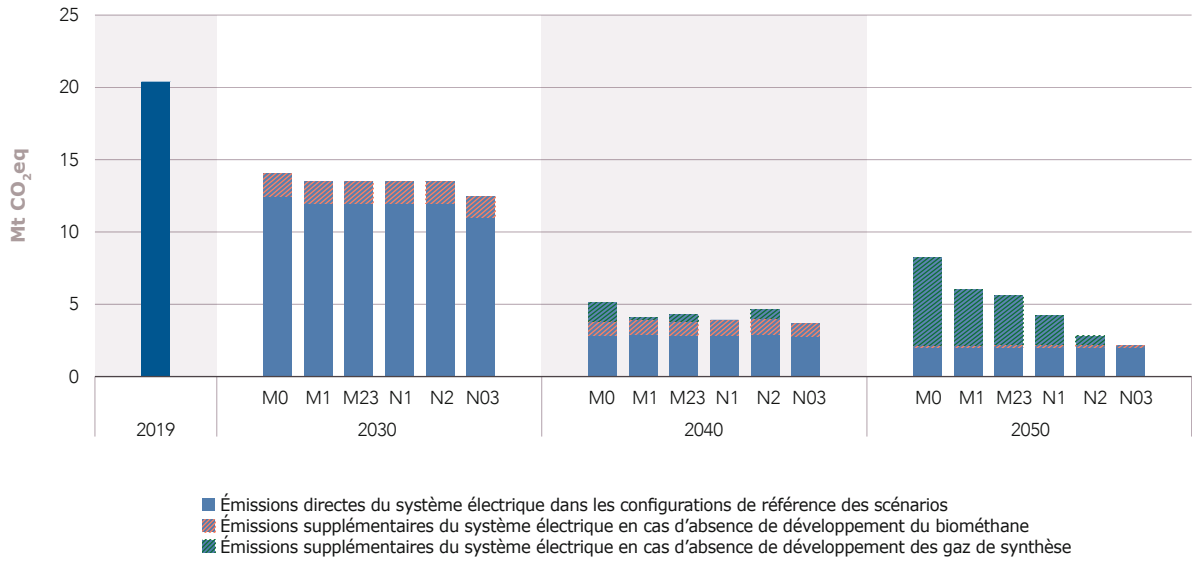
Par ailleurs, d'autres leviers peuvent aussi avoir des effets significatifs sur les émissions directes de la production d'électricité à l'horizon 2030 : accélération des efforts d'efficacité énergétique, actions de sobriété, accélération du développement des énergies renouvelables, flexibilité des nouveaux usages tels que la recharge de véhicules électriques qui permet de réduire la sollicitation des moyens thermiques fossiles, etc.

12.2.2.3 Un premier point de vigilance : l'atteinte de l'objectif de décarbonation du système électrique est en partie conditionnée à la faculté de décarboner totalement le gaz utilisé dans les centrales thermiques, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire

La disparition quasi complète des émissions directes de la production électrique à l'horizon 2050 est conditionnée à la fois par la capacité à développer suffisamment de moyens de production renouvelables et nucléaires pour accompagner l'évolution de la consommation énergétique, mais également par celle à convertir dans des délais raisonnables la nature des combustibles gazeux utilisés dans les centrales thermiques.

Cette condition apparaît d'autant plus importante dans les scénarios «M» et N1 pour lesquels le développement de moyens thermiques en France est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme *(voir détails au chapitre 7)*, ceux-ci devant alors être alimentés par des combustibles bas-carbone comme le biométhane, l'hydrogène ou le méthane de synthèse. Dans les autres scénarios (N2, N03), une grande partie de la flexibilité de pointe étant assurée

Figure 12.6 Évolution des émissions directes du système électrique français entre 2020 et 2050 selon l'atteinte des objectifs de décarbonation du gaz et selon le développement des gaz de synthèse et de leur utilisation pour la production d'électricité



par la mutualisation à l'échelle européenne, l'enjeu consiste à s'assurer que les moyens thermiques situés à l'étranger contribuant à la sécurité d'approvisionnement française, sont également décarbonés.

La performance carbone des scénarios est donc intrinsèquement liée au rythme de décarbonation du secteur gazier. Si le développement des gaz de synthèse ou du biométhane n'a pas lieu dans des volumes suffisants, alors le recours aux centrales à gaz d'origine fossile sera nécessaire.

À l'horizon 2050, les scénarios les plus sensibles à l'atteinte de l'objectif de décarbonation sont les scénarios de type M ainsi que le scénario N1. Sans recours à la décarbonation du gaz, les émissions atteindraient environ 8 $MtCO_2eq$/an dans le scénario M0. *A contrario*, dans le scénario N03, les émissions du système électrique français ne seraient pratiquement pas modifiées par la non-décarbonation du gaz.

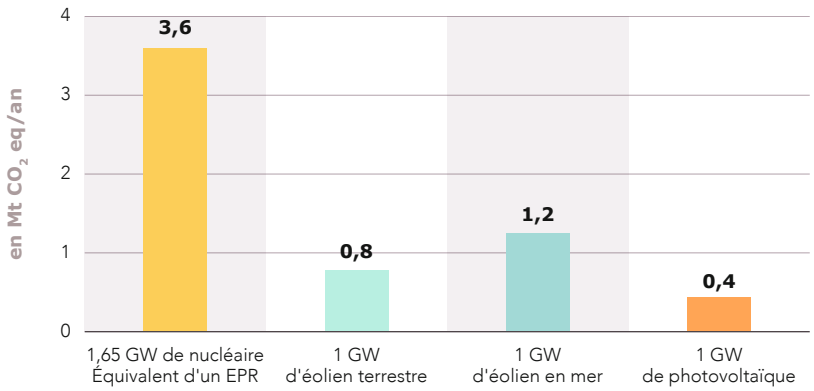
À des horizons plus proches (2030 ou 2040), c'est surtout le non-respect des trajectoires de développement du biométhane qui peut induire une augmentation des émissions attribuables à la production d'électricité pouvant atteindre de l'ordre d'1,5 $MtCO_2eq$ supplémentaires par an dans tous les scénarios.

In fine, quels que soient les scénarios, les ordres de grandeur des émissions du seul secteur électrique en cas de non décarbonation du gaz restent relativement faibles. L'essentiel de l'enjeu de la décarbonation du gaz portera sur les autres usages des combustibles gazeux (consommation de 200 à 300 TWh PCI en 2050 selon les projections de la SNBC contre une consommation de l'ordre de plusieurs dizaines de TWh au maximum pour la seule production d'électricité).

12.2.2.4 Deuxième point de vigilance : en cas de non-atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables ou du nucléaire, un risque de compensation par des centrales au gaz fossile

Si le risque de ne pas réussir à décarboner les combustibles gazeux utilisés pour la production d'électricité flexible est réel, celui-ci reste néanmoins de second ordre par rapport aux conséquences éventuelles d'une non-atteinte des objectifs sur le développement du parc renouvelable et/ou nucléaire dans les différents scénarios des « Futurs énergétiques 2050 ».

Figure 12.7 Émissions supplémentaires liées à un retard de développement des moyens de production décarbonés (dans le cas d'une substitution par un moyen thermique au gaz)



En cas de retard ou de non-développement de production renouvelable ou nucléaire, le risque pour le système électrique serait de double nature : (i) un risque en matière d'émissions de CO_2eq avec le recours à du gaz fossile pour compenser le manque de production, mais aussi (ii) au-delà d'un certain retard dans l'installation des moyens de production, des risques sur la sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, dans le cas où des retards dans les moyens de production bas-carbone devraient être compensés par le développement ou le maintien de moyens de production d'électricité à partir de gaz fossile en France, **le surcroît d'émissions pourrait atteindre de l'ordre de plusieurs millions de tonnes par an.**

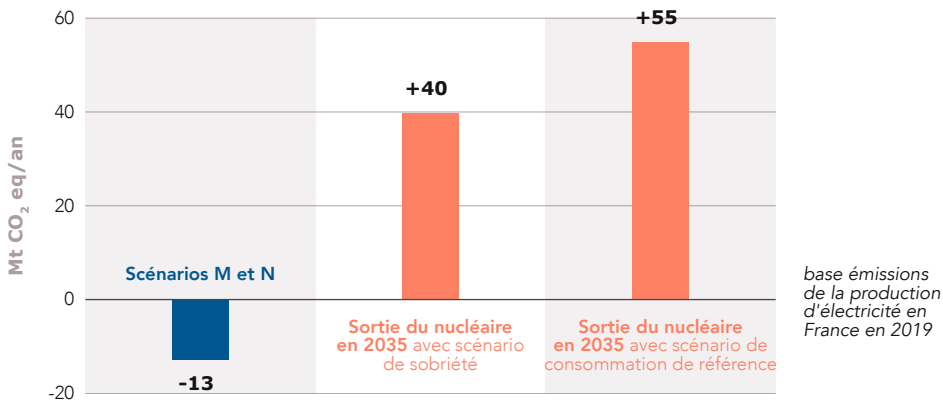
Ce risque est significativement plus élevé dans le scénario « M0 », et de manière générale dans tout scénario prévoyant un rythme rapide de fermeture du nucléaire par rapport aux rythmes envisageables de développement des énergies renouvelables. Par exemple, le rythme élevé de développement des renouvelables sur les dernières années en Allemagne n'a pas conduit à une forte réduction de l'utilisation du charbon, et donc des émissions, du fait de la fermeture progressive des réacteurs nucléaires (dont certains doivent encore être mis à l'arrêt d'ici fin 2022). La Belgique s'achemine vers la construction de centrales à gaz pour compenser la fermeture de son parc nucléaire et devrait ainsi voir les émissions de son secteur électrique augmenter.

12.2.2.5 Troisième point de vigilance majeur : un scénario de « substitution » plutôt que « d'addition » entre énergies bas-carbone conduit à faire augmenter les émissions

Seule une logique « additive » entre les énergies bas-carbone permet au système électrique de pourvoir à court/moyen terme à des besoins en augmentation.

Dans un scénario de sortie du nucléaire à une date très rapprochée (2035), décrit dans la partie 5.5.1, les leviers pour compenser la perte de production nucléaire sont de plusieurs ordres une fois le rythme de développement des énergies renouvelables poussé à son maximum sur une période de 10-15 ans (rythme scénario M0) : diminuer la consommation d'électricité, soit par des mesures de sobriété soit en renonçant à l'électrification de certains usages et/ou assumer un niveau de sécurité d'alimentation beaucoup plus faible et/

Figure 12.8 Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France en 2035 par rapport à 2019



ou compenser la production avec d'autres moyens que des énergies renouvelables, soit directement en France soit via les importations.

Même dans le scénario de consommation «sobriété» (décrit dans la partie 3.5), maintenir un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant en cas de sortie du nucléaire à l'horizon 2035 nécessite le recours à d'autres moyens de production carbonés, conduisant à tripler les émissions de la production électrique à cet horizon par rapport au niveau de 2019. Dans le scénario de référence, elles seraient multipliées par 3,5 alors même que ces émissions sont censées être divisées par 3 dans les scénarios M et N en France.

La solution qui consiste à adopter une logique de maximisation de la production bas-carbone est donc bien la plus performante sur le plan des trajectoires climatiques à court/moyen terme.

Les options permettant d'atteindre cet objectif consistent donc à prolonger l'exploitation de réacteurs nucléaires et à accélérer au maximum le rythme de développement des renouvelables. *A minima*, respecter les trajectoires de production décarbonée fixées par la PPE apparaît indispensable pour atteindre l'objectif.

12.2.3 L'intégration des émissions indirectes liées au cycle de vie, même pour des technologies comme le photovoltaïque, ne modifie pas le bénéfice climatique du remplacement des énergies fossiles par de l'électricité bas-carbone

12.2.3.1 L'étude « Futurs énergétiques 2050 » intègre une vision prospective de l'empreinte carbone des différentes technologies

Les émissions directes de gaz à effet de serre du système électrique français, aujourd'hui très faibles, tendent vers zéro à l'horizon 2050 dans le cadre de l'objectif de décarbonation.

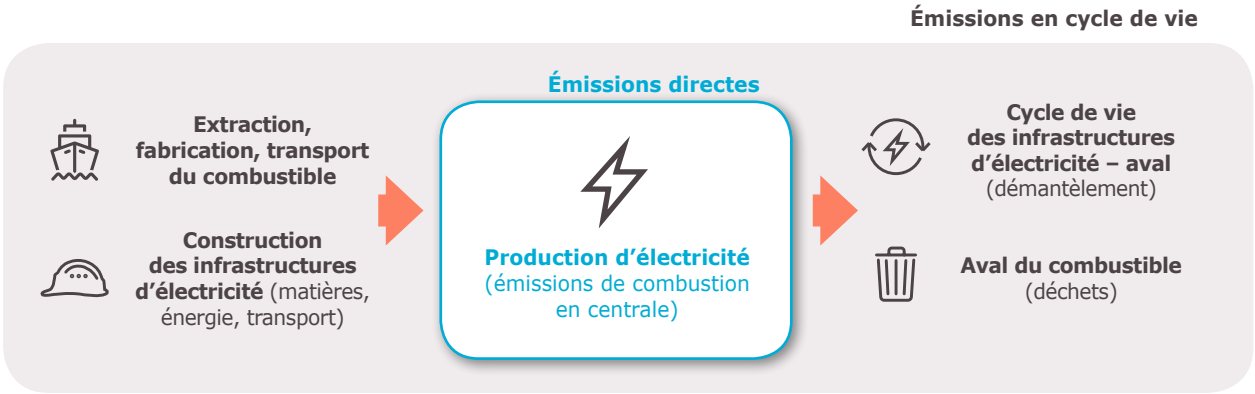
Pour autant, l'empreinte réelle du système électrique en termes d'émissions peut être partiellement masquée. En effet, les émissions de gaz à effet de serre des installations ne se limitent pas aux seules phases de production d'électricité. Les phases de construction ou de démantèlement des installations et l'approvisionnement en combustible génèrent également des gaz à effet de serre. Les émissions associées à ces étapes, qu'elles soient réalisées en France ou à l'étranger, doivent être prises en compte pour refléter au mieux l'impact carbone de l'évolution du mix électrique.

Aussi, afin d'éviter une délocalisation masquée d'une partie des émissions de gaz à effet de serre qui serait contraire aux objectifs climatiques, l'empreinte carbone du système électrique (calcul intégrant les émissions sur l'ensemble du cycle de vie des installations) est également évaluée en complément du calcul en émissions directes.

L'analyse des émissions du système électrique en cycle de vie nécessite l'utilisation de facteurs d'émissions pour chacune des technologies qui composent le système. La base carbone de l'ADEME, la base de donnée *ecoinvent* (base de données d'inventaire internationale la plus exhaustive à ce jour) ou encore la littérature scientifique sont autant de sources qui permettent de disposer d'un certain nombre de facteurs d'émissions. Ces données correspondent toutefois à un horizon temporel, une situation géographique et des technologies précises, qui présentent des limites pour se projeter à l'horizon 2050 ou encore s'adapter au contexte français.

Pour adapter l'analyse en cycle de vie au plus juste des installations électriques et intégrer les évolutions possibles du contexte à long terme, l'étude réalisée par RTE s'appuie sur des modèles

Figure 12.9 Schéma de principe des émissions directes et en cycle de vie



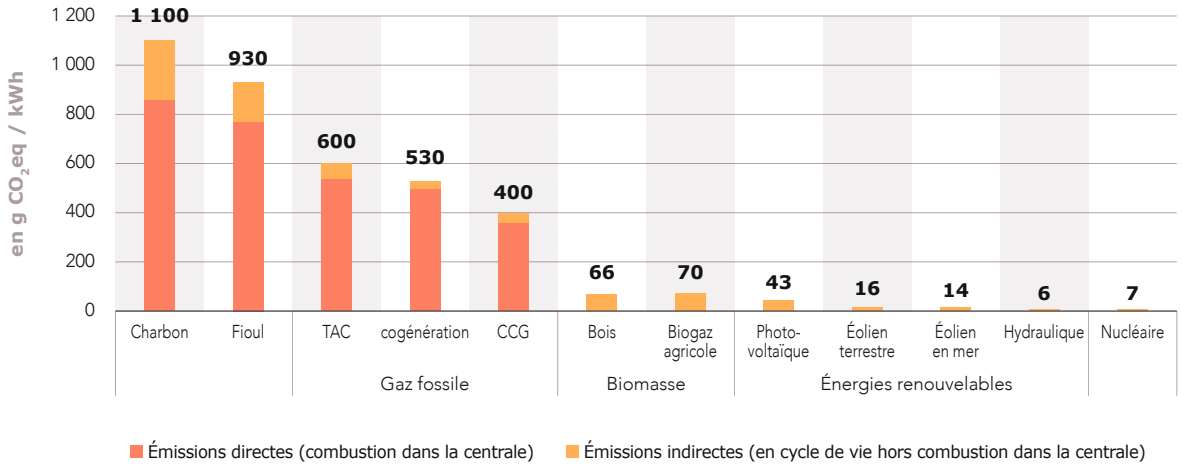
paramétrés[2], développés en lien avec le centre de recherche OIE MINES ParisTech. Ces modèles paramétrés visent à prendre en compte l'état le plus actuel des technologies, adapté au contexte français, et les possibles évolutions des technologies ou des mix énergétiques mondiaux qui interviennent à certaines étapes du cycle de vie des installations. Ils permettent également d'étudier l'influence des paramètres sur le résultat final. Une centaine de paramètres ont ainsi été introduits dans les jeux de données tels que la durée de vie des installations, les modes de fabrication, la quantité de matières ou encore le contenu carbone des mix énergétiques utilisé pour la fabrication.

12.2.3.2 Dès aujourd'hui : les facteurs d'émissions des technologies bas-carbone (nucléaire et renouvelables) sont considérablement inférieurs à ceux des énergies fossiles même en intégrant les émissions indirectes sur l'ensemble du cycle de vie

Certaines installations d'énergies renouvelables sont parfois réputées avoir un bilan carbone très important dès lors que l'on prend en compte les émissions sur l'ensemble du cycle de vie. Pourtant, l'analyse met en évidence des facteurs d'émissions faibles pour toutes les technologies renouvelables et nucléaire, en comparaison de ceux associés aux technologies fossiles.

Ainsi, pour les installations utilisant des combustibles fossiles (gaz, fioul et charbon), les émissions à la combustion dans les centrales représentent la très grande majorité des émissions totales sur le cycle de vie (entre 75 % et 95 %). La prise en compte des phases d'extraction et d'acheminement du combustible conduit de plus à des volumes d'émissions non négligeables qui rehaussent encore le bilan carbone de ces technologies. Sur l'ensemble du cycle de vie, les émissions atteignent ainsi entre 400 gCO_2eq/kWh_e (centrales au gaz les plus performantes) et 1 100 gCO_2eq/kWh_e (centrales au charbon).

Figure 12.10 Émissions en cycle de vie pour différentes filières aujourd'hui (émissions directes et indirectes)



2. (Cooper *et al.* 2012) Parameterization in Life Cycle Assessment inventory data: review of current use and the representation of uncertainty. https://doi.org/10.1007/s11367-012-0411-1

S'agissant des technologies bas-carbone (nucléaire et renouvelables), celles-ci n'émettent pas de gaz à effet de serre lors de la phase de production d'électricité, mais conduisent néanmoins à des émissions indirectes principalement lors des phases de fabrication, de construction et de démantèlement des infrastructures, ainsi que, dans le cas du nucléaire lors des phases amont et aval du combustible (extraction et enrichissement de l'uranium, retraitement du combustible et stockage des déchets)[3].

En prenant en compte l'ensemble du cycle de vie, l'empreinte carbone des technologies bas-carbone (entre 5 et 43 gCO_2eq/kWh_e) reste d'un niveau très inférieur à celle de centrales thermiques fossiles, et ce quelle que soit la technologie considérée. Ce résultat se vérifie même en considérant l'état actuel des technologies (sans amélioration future) et une fabrication des équipements en Asie sur la base de mix énergétiques encore largement carbonés (sans relocalisation future), comme ceci est aujourd'hui le cas pour l'essentiel des panneaux photovoltaïques. Dans cette configuration, l'empreinte carbone d'une installation photovoltaïque moyenne actuelle[4] (autour de 43 gCO_2eq/kWh_e) est malgré tout dix fois inférieure à celle des meilleures centrales à gaz et vingt-cinq fois inférieure à celle des centrales au charbon.

Le développement des énergies renouvelables ne conduit donc pas à «délocaliser» des émissions hors de France dans des proportions significatives.

12.2.3.3 Au sein des technologies bas-carbone, le nucléaire, l'hydraulique et l'éolien se distinguent aujourd'hui par une empreinte carbone particulièrement faible, tandis que celle du photovoltaïque, aujourd'hui légèrement plus élevée, devrait baisser à terme

Parmi les technologies bas-carbone, les bilans d'émissions des installations présentent quelques différences. Les filières nucléaire, hydraulique et éolienne sont celles pour lesquelles les émissions totales sur le cycle de vie sont les plus faibles, avec des niveaux dès aujourd'hui inférieurs à ou proche de 15 gCO_2eq/kWh.

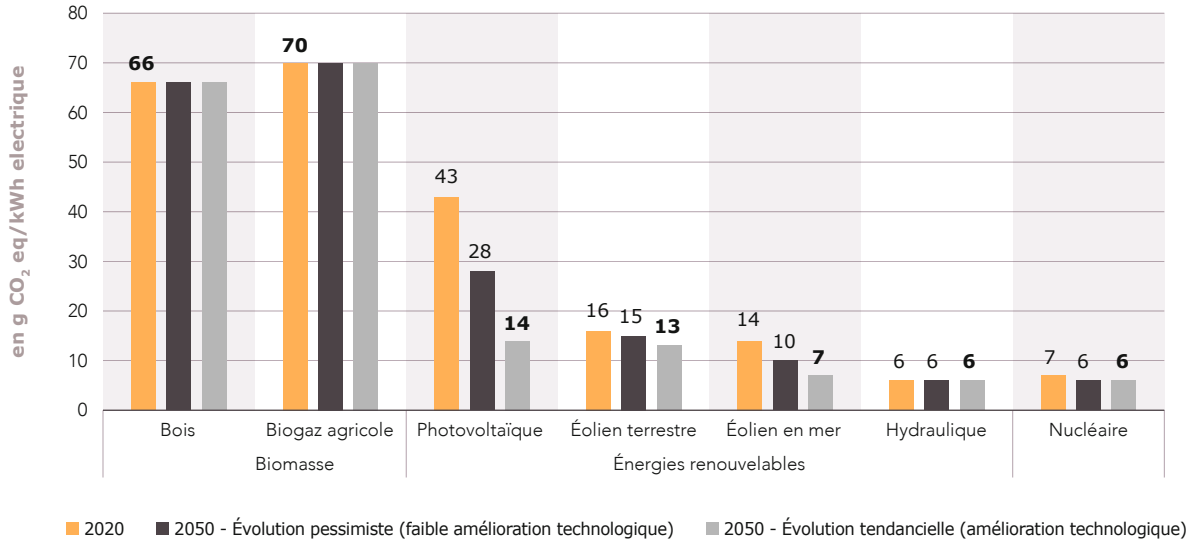
Même si les émissions des installations photovoltaïques ont baissé, par exemple passant depuis 2005 de 80 gCO_2eq/kWh à 43 gCO_2eq/kWh[5], elles restent néanmoins légèrement plus élevées que celles des autres installations décarbonées. Cette baisse devrait se poursuivre dans les prochaines années sous l'effet de plusieurs facteurs : (i) une augmentation de la durée de vie des installations, (ii) l'amélioration de l'efficacité des modules et (iii) la réduction de la quantité d'énergie pour la fabrication. Ces progrès pourraient conduire la filière à réduire l'empreinte carbone des panneaux à un niveau autour de 15 gCO_2eq/kWh à terme et d'avantage dans le cas de la décarbonation de l'énergie à la fabrication.

Les baisses d'émissions pourront aussi concerner la filière éolienne. Néanmoins, compte tenu de la maturité de la filière, les leviers semblent plus limités, et concerner essentiellement la durée de vie des installations.

Enfin, les émissions associées à la combustion de biomasse ou de biogaz agricole sont nulles[6] mais les émissions en cycle de vie restent supérieures (autour de 70 gCO_2eq/kWh). Mais d'une part ces émissions correspondent à un impact carbone dit *cut-off*, c'est-à-dire que les émissions évitées par

3. Assessment of the environmental footprint of nuclear energy system. Comparison between closed and open fuel cycles. (2014, C. Poinssot)
4. Deux grandes familles de technologies existent dans la filière photovoltaïque, les cellules cristallines à base de silicium et les cellules dites couches minces. Cette dernière était présente sur le marché au début du développement de la filière pour son avantage économique, mais depuis les cellules cristallines ont vu leur rendement s'améliorer plus rapidement et leurs coûts de fabrication baisser, inondant ainsi le marché [Photovoltaics Report (fraunhofer.de)].
5. Selon la base carbone de l'ADEME : https://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/basecarbone/donnees-consulter/liste-element/categorie/71 et l'outil INCER-ACV : http://viewer.webservice-energy.org/incer-acv/app/
6. Le carbone émis à la combustion de la biomasse d'origine agricole ou forestière correspond à du carbone biogénique. Quelle que soit son origine, biogénique ou fossile, une molécule de CO_2 agit de la même façon sur l'effet de serre. Cependant, au contraire des énergies fossiles, la biomasse peut se renouveler à l'échelle humaine, avec des cycles plus ou moins longs (cultures annuelles, forêts).

Figure 12.11 Émissions en cycle de vie des technologies bas-carbone en 2020 et en 2050 (évolution pessimiste et tendancielle)



la valorisation des « co-produits » comme la chaleur, ou la valorisation de déchets (déchets verts ou effluents d'élevage par exemple) ne sont pas prises en compte. D'autre part, ces filières ne sont mobilisées qu'à la marge dans les scénarios étudiés, qui intègrent uniquement les installations existantes ou les sites pour lesquels il n'existe pas d'autres débouchés possibles que la production d'électricité (par exemple, les sites agricoles éloignés du réseau gazier et ne pouvant y être raccordés pour injecter le biogaz produit).

Ces progrès sur l'empreinte carbone pourraient par ailleurs être accentués par la décarbonation des mix énergétiques dans les pays producteurs des infrastructures des moyens de production. Pour l'évaluation des émissions en cycle de vie du système électrique, le choix méthodologique retenu dans les « Futurs énergétiques 2050 » consiste à rester prudent quant à l'atteinte des objectifs de décarbonation des autres pays.

Ces niveaux d'émissions restent dans tous les cas très inférieurs à ceux associés aux énergies fossiles et ne remettent pas en cause l'opportunité du développement des différentes filières pour décarboner l'économie. En particulier, le déploiement des énergies renouvelables permet non seulement d'éviter le recours aux centrales thermiques fossiles pour la production d'électricité mais aussi d'accompagner l'électrification des usages et donc la réduction du recours aux énergies fossiles dans tous les autres secteurs (bâtiments, transport, industrie…) ce qui a globalement un bilan positif pour le climat. À titre d'exemple, même en prenant en compte les émissions en cycle de vie, l'empreinte carbone de la mobilité des français dans le scénario de référence passerait d'environ 2,8 tCO_2eq/hab[7] à 0,6 tCO_2eq/hab, sans prendre en compte la décarbonation des autres pays. La publication complémentaire prévue pour début 2022 précisera les analyses en cycle de vie au niveau des usages.

7. *« L'empreinte carbone de la France »* SDES, 2020

12.2.3.4 Dans tous les scénarios, l'empreinte carbone de l'électricité produite en France est en forte baisse

En prenant en compte l'ensemble des émissions sur le cycle de vie, l'empreinte carbone du système électrique français est aujourd'hui d'environ 26 $MtCO_2eq$ (à conditions météorologiques moyennes). L'essentiel de cette empreinte provient des émissions directes liées à la combustion de fioul, gaz et charbon dans les centrales (20 $MtCO_2eq$) mais avec un talon également issu du reste du cycle de vie des installations (6 $MtCO_2eq$), correspondant aux émissions amont (extraction et transport des combustibles) et à la construction et à la fin de vie des moyens de production et de réseau.

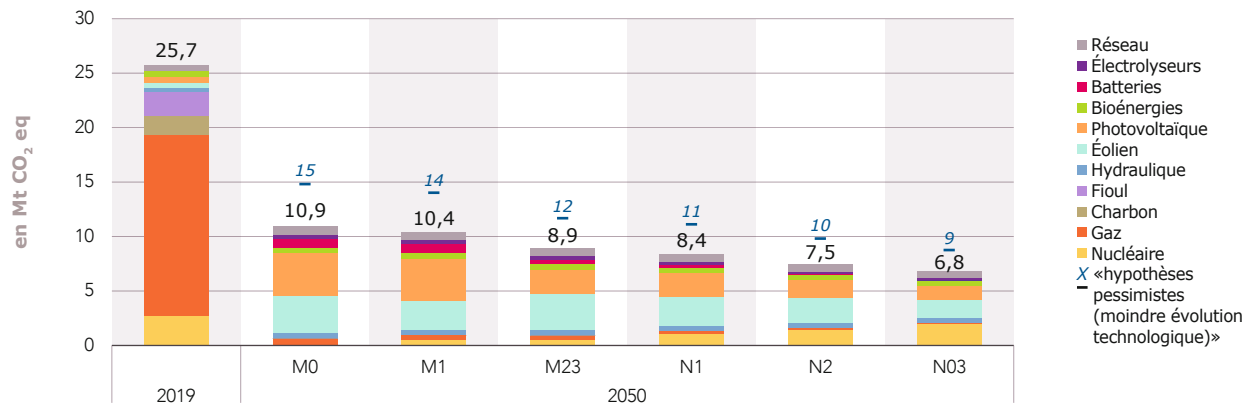
Dans tous les scénarios étudiés, cette empreinte est nettement réduite à l'horizon 2050, le bilan carbone associé aux nouvelles infrastructures (notamment énergies renouvelables et stockage) étant largement compensé par les gains carbone liés à la décarbonation de la production d'électricité. Dans l'hypothèse de référence (améliorations technologiques tendancielles mais sans décarbonation des mix énergétiques à l'étranger), les émissions en cycle de vie du système électrique français sont ainsi réduites de 60 % à 75 % d'ici 2050 selon les scénarios, avec une baisse un peu plus prononcée dans les scénarios comprenant le développement du photovoltaïque et des batteries le plus faible. Même dans une hypothèse plus pessimiste de moindres améliorations technologiques et toujours sans intégrer la décarbonation des mix énergétiques étrangers, la réduction des émissions du système électrique est de l'ordre de 40 à 65 %.

Cette baisse, importante en pourcentage, reste néanmoins limitée en valeur absolue compte tenu de l'empreinte carbone déjà relativement faible du système électrique actuel. La baisse obtenue représente tout de même de l'ordre de 2,5 % de l'empreinte carbone totale actuelle de la France.

Dans l'hypothèse où l'intensité carbone des mix énergétiques mondiaux baisserait, comme mentionné dans la partie 12.2.6, alors l'empreinte carbone du secteur électrique français pourrait être encore plus faible à l'horizon 2050, avec en corollaire une réduction de l'écart entre les scénarios étudiés.

Finalement, **les émissions du système électrique français se réduisent donc significativement même en intégrant l'ensemble du cycle de vie des moyens de production, de stockage et de réseau et ce alors même que la consommation et la production d'électricité sont amenées à augmenter.** Ceci conforte l'intérêt d'un recours à l'électricité pour décarboner les usages énergétiques quand cela est possible.

Figure 12.12 Émissions en cycle de vie du système électrique en France en 2020 et en 2050 dans les six scénarios



12.2.4 Remplacer les combustibles fossiles dans les transports, le bâtiment et l'industrie par de l'électricité bas-carbone contribue à une réduction des émissions de la France de plus de 35% à long terme

12.2.4.1 L'électrification des usages énergétiques ou de certains procédés industriels permet de s'attaquer aux principaux postes d'émissions de gaz à effet de serre de la France

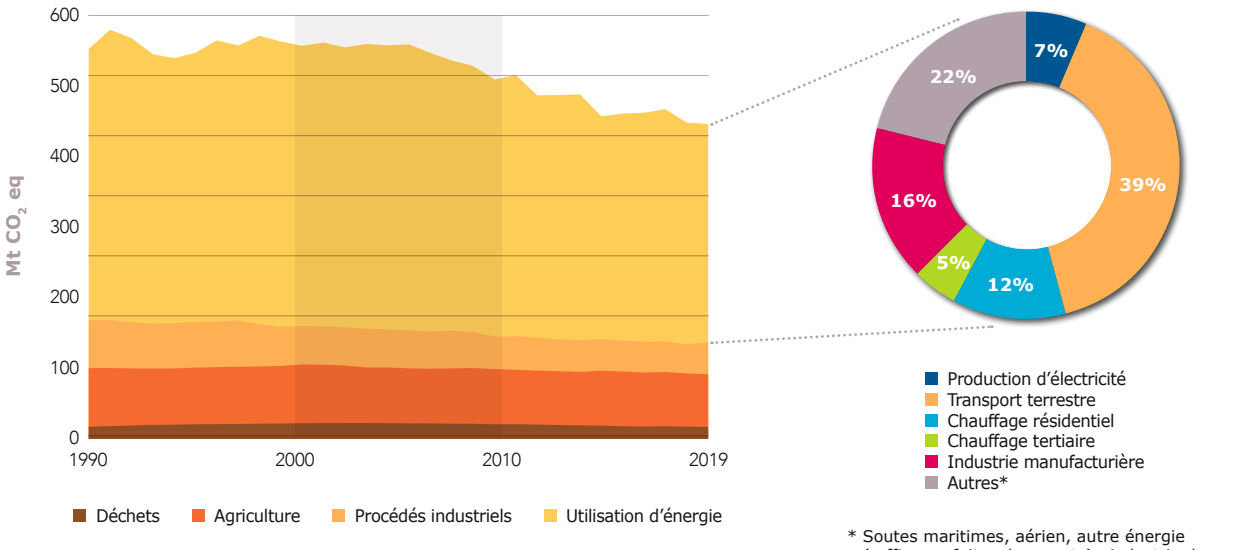
La majeure partie des émissions de gaz à effet de serre de la France est aujourd'hui associée à l'utilisation d'énergie fossile (70 % des émissions nationales en 2019), le reste étant issu de l'agriculture, des procédés industriels non énergétiques et de la gestion des déchets.

Parmi les usages énergétiques, l'électricité représente une part limitée des émissions en France, l'essentiel de la production étant déjà bas-carbone. En revanche, le recours aux énergies fossiles dans les transports, les bâtiments et l'industrie contribue largement aux émissions nationales et constitue le gisement principal de réduction des émissions de la France. La SNBC, tout comme l'ensemble des stratégies de décarbonation publiées dans le monde, prévoit ainsi d'électrifier (directement ou indirectement via l'hydrogène) un certain nombre d'usages énergétiques en vue d'atteindre la neutralité carbone.

Les effets de la transformation du secteur électrique sur les émissions de gaz à effet de serre au cours des trente à quarante prochaines années ne doivent donc pas s'étudier sur le seul périmètre de la production d'électricité mais plutôt en intégrant l'ensemble des transferts d'usages vers l'électricité.

Au-delà de l'utilisation de l'énergie, le recours à l'électricité peut également favoriser la réduction des émissions de certains procédés industriels utilisant de l'hydrogène. Ainsi, le développement de la production d'hydrogène à partir d'électricité bas-carbone (via l'électrolyse) contribue à remplacer des procédés utilisant des énergies fossiles dans la chimie, la sidérurgie ou encore dans les raffineries et bioraffineries.

Figure 12.13 Répartition par source des émissions de gaz à effet de serre en France entre 1990 et 2019



* Soutes maritimes, aérien, autre énergie (raffinage, fuites de gaz,etc), industrie de construction, énergie dans l'agriculture, autres

Source : «Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde» SDES (2021)

12.2.4.2 Les transferts d'usages vers l'électricité représentent plus de 50 % des baisses d'émissions liées à l'énergie projetées à l'horizon 2050 et contribuent ainsi fortement à l'atteinte de la neutralité carbone

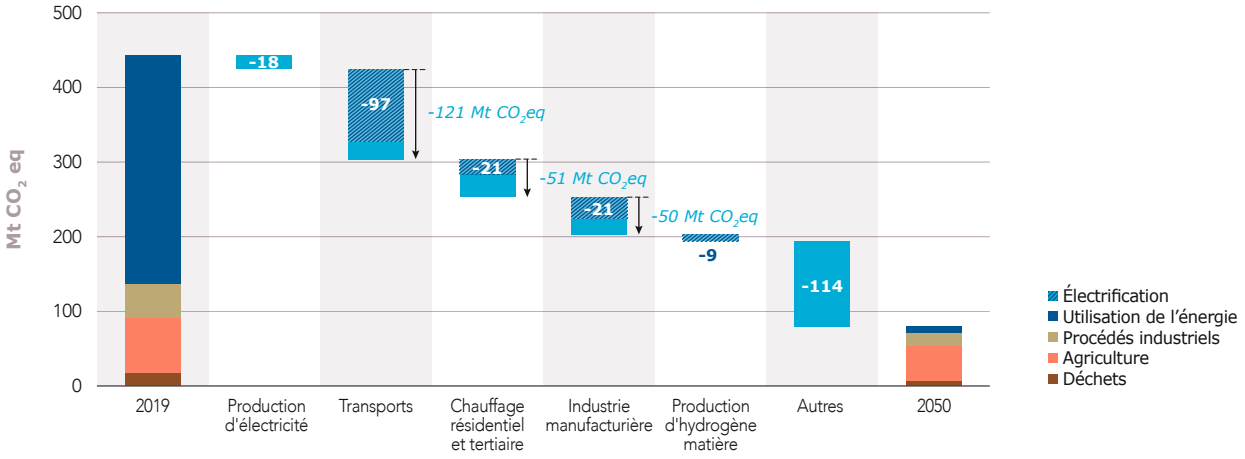
À l'horizon 2050, la SNBC table sur une décarbonation quasi complète de la consommation d'énergie, dont les émissions, aujourd'hui de l'ordre de 310 $MtCO_2eq$, se réduisent à 6 $MtCO_2eq$. Les émissions résiduelles, qui correspondent au transport aérien et maritimes internationaux (appelés «combustibles soutes»), sont considérées comme difficilement compressibles et visent donc à être compensées par des puits de carbone.

Cette trajectoire de réduction des émissions liées à la consommation d'énergie projetée par la SNBC s'appuie sur deux principaux leviers :

- la baisse de la demande en énergie notamment via des mesures d'efficacité énergétique ;
- un remplacement des énergies fossiles par des énergies bas-carbone, notamment via des transferts d'usages importants vers l'électricité.

En conséquence, une grande partie des baisses d'émissions projetées est directement liée au développement des nouveaux usages de l'électricité dans les transports, les bâtiments et l'industrie. Au cours des dernières années, RTE a étudié de manière approfondie ces effets à travers plusieurs publications[8], qui ont permis de préciser les méthodologies d'analyse et de quantifier les émissions de gaz à effet de serre évitées par l'électrification à l'horizon 2030-2035.

Figure 12.14 Évolution des émissions de gaz à effet de serre territoriales de la France et contribution du système électrique à la décarbonation de l'économie à l'horizon 2050



NB : la catégorie «Autres» regroupe la baisse des émissions liées à l'agriculture, au traitement des déchets, aux procédés industriels et le reste des émissions liées à l'énergie dans le secteur du bâtiment (équipements domestiques, cuisson, etc.) et le secteur de la construction

8. *«Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique»* (mai 2019) : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf
«La transition vers un hydrogène bas-carbone» (janvier 2020) : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf
«Réduction des émissions de CO_2, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?» (décembre 2020) : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf

Le prolongement de ces travaux sur les nouveaux scénarios à l'horizon 2050 montre que l'électrification joue un rôle majeur dans la décarbonation du mix énergétique français et l'atteinte de la neutralité carbone. Dans l'ensemble, le secteur électrique contribuera ainsi pour environ 55 % à la réduction des émissions liées à l'énergie, dont près de 50 % pour l'effet des transferts vers l'électricité (-156 $MtCO_2eq$) et 5 % associé à la décarbonation totale de la production d'électricité grâce à la fermeture ou la conversion des dernières centrales thermiques fossiles. Parmi les différents secteurs concernés, l'électrification des transports représente le levier principal de baisse des émissions (-97 $MtCO_2eq$).

En complément des baisses d'émissions liées à l'utilisation de l'énergie, le développement de la production d'hydrogène par électrolyse en lieu et place du vaporeformage permet de réduire les émissions des procédés industriels d'environ 9 $MtCO_2eq$.

12.2.4.3 La décarbonation des transports à long terme repose à 80 % sur l'électricité, essentiellement via les véhicules électriques à batteries mais également via le développement de l'hydrogène dans le transport lourd

Les émissions directes dans le secteur des transports (liées au seul usage des véhicules) représentent aujourd'hui la principale source d'émissions territoriales, avec plus de 120 $MtCO_2eq$/an en incluant les émissions des véhicules particuliers et celles associées aux transports en commun et au transport de marchandises.

À l'horizon 2050, les perspectives d'évolution de la consommation énergétique intègrent une augmentation de la distance moyenne parcourue par les personnes et les marchandises, dans la continuité des tendances actuelles. Toutes choses étant égales par ailleurs, cette hypothèse tendrait à faire croître légèrement les émissions dans le scénario de référence, même si la hausse est partiellement compensée par une augmentation des taux de remplissage des véhicules.

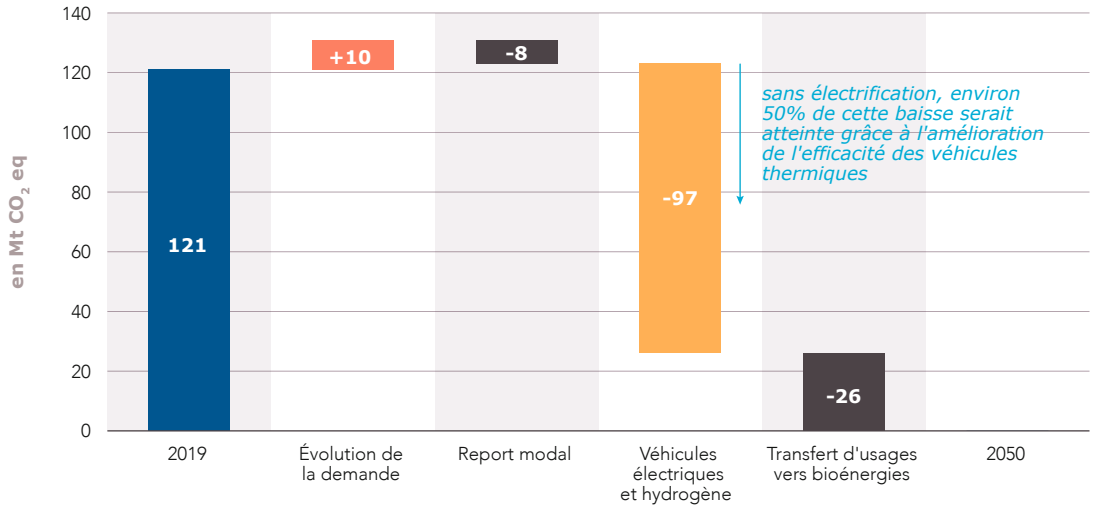
Pour décarboner le secteur, les politiques publiques visent à s'appuyer sur différents leviers :

- le report modal, qui se traduit par un transfert des déplacements en voiture vers les transports en commun et la mobilité douce, et un report des transports de marchandises par camions vers le fret ferroviaire ;
- une décarbonation de l'énergie utilisée, avec en particulier un développement massif des véhicules particuliers électriques ainsi qu'un développement combiné de l'électrique, de l'hydrogène, des biocarburants et du bio-GNV pour les poids lourds ;
- une diminution de la consommation unitaire des véhicules, via l'amélioration du rendement des moteurs, qu'ils soient électriques ou thermiques.

Parmi ces leviers, le recours massif au véhicule électrique constitue une condition nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone. Ainsi, l'électrification de 95 % du parc de véhicules particuliers et le développement des poids lourds fonctionnant à l'électricité ou à l'hydrogène (produit par électrolyse) contribuent à réduire les émissions directes du secteur des transports de plus de 80 % d'ici 2050. Le reste des baisses d'émissions est atteint avec le report modal et le développement des biocarburants et du bio-GNV pour décarboner une partie des poids lourds.

À titre de comparaison, un scénario dans lequel la décarbonation des transports s'appuierait uniquement sur l'amélioration des véhicules thermiques (remplacement du parc par des véhicules aux meilleures performances actuelles) ne permettrait de réduire que près de 50 % des émissions évitées par le déploiement des véhicules électriques à long terme.

Figure 12.15 Évolution des émissions dans le secteur des transports terrestres entre 2019 et 2050



12.2.4.4 L'électrification du chauffage permet de réduire les émissions de plus de 40 % dans le secteur du bâtiment

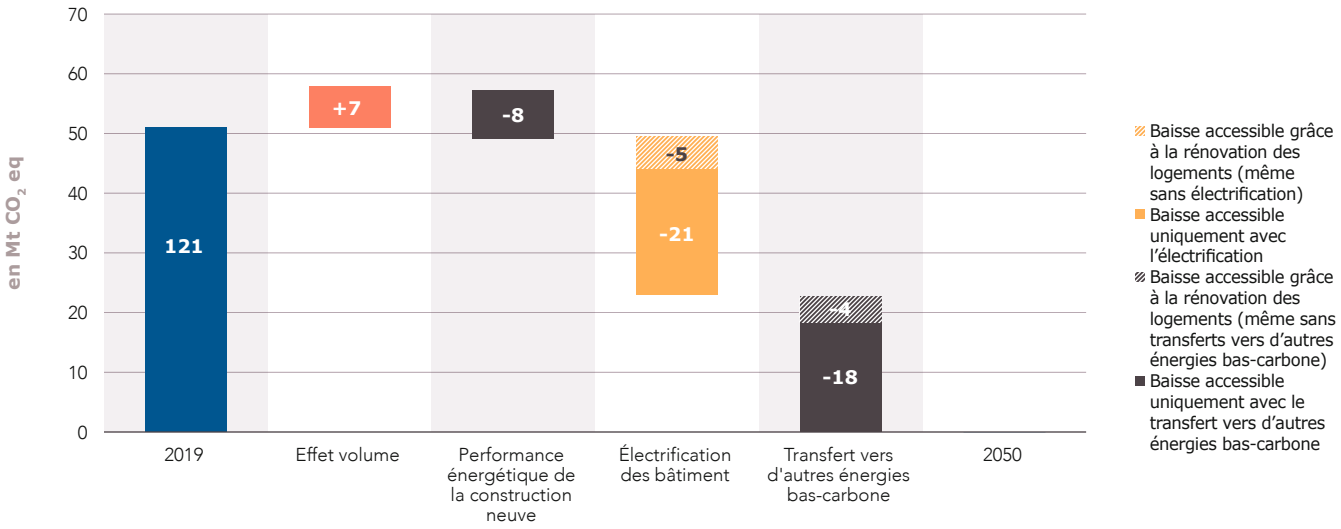
Les émissions directes liées aux usages énergétiques dans le secteur des bâtiments (résidentiels et tertiaires) ont représenté environ 70 $MtCO_2eq$ en 2019 (16 % des émissions totales de la France), dont environ 50 $MtCO_2eq$ pour les seules émissions liées au chauffage (le reste correspondant à la cuisson, à l'eau chaude sanitaire et aux émissions des fluides frigorigènes pour la climatisation).

Le rapport publié par RTE et l'ADEME en décembre 2020 a mis en évidence les principaux leviers mis en place par les pouvoirs publics pour réduire les émissions du chauffage : performance énergétique et climatique de la construction neuve (notamment via la nouvelle réglementation environnementale des bâtiments RE2020), rénovation des bâtiments existants, recours aux solutions de chauffage les plus efficaces (notamment pompes à chaleur) et bascule vers des vecteurs décarbonés comme l'électricité, la biomasse et les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération. Cette étude avait montré qu'à l'horizon 2035, une combinaison de l'ensemble des leviers permet de sortir du chauffage au fioul et de diviser par deux les émissions du chauffage en France.

À l'horizon 2050, la décarbonation profonde passe par une accélération de la rénovation et des transferts vers les solutions décarbonées. Dans cette stratégie, le déploiement massif de systèmes très efficaces comme les pompes à chaleur conduit à augmenter la part de l'électricité dans les bâtiments de 40 % aujourd'hui à 70 % en 2050 *(cf. chapitre 3)*, et contribue ainsi à réduire de plus de 40 % les émissions du chauffage en France.

Contrairement à une idée parfois reçue, la stratégie nationale bas-carbone ne prévoit toutefois pas une vision tout-électrique pour le bâtiment en 2050, mais conduit à une part significative de logements et bâtiments tertiaires chauffés au bois, au biométhane ou encore avec des réseaux de chaleur alimentés par des sources renouvelables ou de récupération. La transformation de ces bâtiments constitue donc également une condition nécessaire à la décarbonation totale du chauffage en 2050.

Figure 12.16 Évolution des émissions liées au chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire entre 2019 et 2050



Enfin, l'amélioration de la performance du bâti (murs, toits, fenêtres…) à la fois dans le neuf, via la réglementation environnementale des bâtiments, et dans l'existant, via la rénovation, apparaît comme un levier important de la stratégie de décarbonation, même si ce type d'actions est en partie contrebalancé par un effet rebond (suite aux travaux de rénovation, les utilisateurs sont ainsi susceptibles d'augmenter leur température de chauffage, effaçant ainsi partiellement les gains énergétiques liés aux travaux).

12.2.4.5 Dans l'industrie manufacturière, la substitution de l'électricité aux sources d'énergie d'origine fossile représente la moitié du gisement de réduction des émissions énergétiques

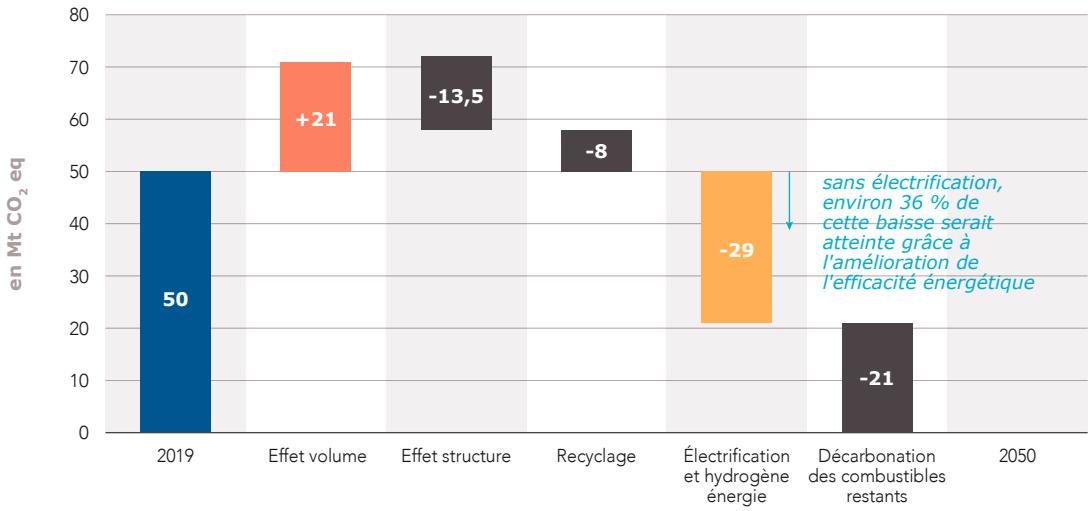
L'industrie manufacturière est aujourd'hui à l'origine de près de 17 % des émissions de la France (près de 74 $MtCO_2eq$/an), dont 50 sont associées à des usages énergétiques et 24 pour les procédés industriels non énergétiques.

À l'horizon 2050, la stratégie nationale bas-carbone considère que le secteur de l'industrie manufacturière ne se décarbone pas entièrement du fait des émissions incompressibles des procédés industriels, mais table en revanche sur une suppression des émissions liées à l'utilisation de l'énergie, malgré une forte croissance de l'activité industrielle.

Cette croissance de l'industrie (en valeur ajoutée) si elle ne s'accompagnait pas d'une stratégie de décarbonation serait de nature à accroître les émissions de gaz à effet de serre. Néanmoins, cet effet haussier est en partie compensé par un effet de structure : la croissance de l'industrie se porte sur des secteurs moins énergivores (équipements électriques et électroniques, matériel de transport…) tandis que l'activité de certaines des branches les plus énergivores et émettrices doit baisser (engrais azotés, baisse du besoin en ciment et matériaux de construction…).

Au-delà de ces effets « volume » et « structure », plusieurs leviers de décarbonation doivent être

Figure 12.17 Évolution des émissions directes (hors procédés) dans l'industrie manufacturière entre 2019 et 2050



déployés pour réduire les émissions énergétiques de l'industrie et atteindre la neutralité carbone :

- en premier lieu l'électrification des procédés et de la production de chaleur (chaudières électriques et pompes à chaleur), qui contribue pour plus de 55 % aux baisses d'émissions ;
- le recours aux bioénergies (bois et autres combustibles solides, biométhane), dans la mesure de leur disponibilité ;
- enfin, le recyclage des produits, qui est moins énergivore que la filière primaire de production et contribue ainsi à réduire les émissions associées à la combustion dans certains secteurs (acier, aluminium, verre, papier-carton…).

12.2.4.6 Dans le domaine des procédés industriels non énergétiques, la production d'hydrogène par électrolyse représente un potentiel de décarbonation important

L'hydrogène à usage matériau que ce soit pour le raffinage (carburants et biocarburants), la production d'ammoniac ou autre produit chimique, est une substance difficilement substituable dans les procédés chimiques. Si certains de ces usages sont appelés à diminuer à long terme (raffinage de pétrole, engrais azotés), de nouveaux usages matériau de l'hydrogène pourront aussi se développer, comme par exemple l'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie.

Pour ces usages matériau, la quasi-totalité de l'hydrogène concerné est aujourd'hui produit à partir de procédés utilisant des énergies fossiles et fortement émetteurs de gaz à effet de serre. Si une partie de la production d'hydrogène est fatale et inhérente à certains procédés industriels (et donc difficilement substituable), une grande partie est encore assurée par des unités dédiées de vaporeformage du méthane susceptibles d'être remplacées par de l'électrolyse bas-carbone.

Dans les scénarios étudiés, une telle stratégie permet d'assurer la production d'environ 900 000 tonnes d'hydrogène pour des usages matériau à partir d'électricité bas-carbone, ce qui contribue à baisser les émissions nationales de près de 9 $MtCO_2eq$/an.

12.2.5 Une accélération du rythme de décarbonation est possible dès l'horizon 2030 via des transferts d'usages accrus vers l'électricité

12.2.5.1 Le nouvel objectif européen implique d'accélérer le rythme de décarbonation

Au-delà de l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050 se pose la question du rythme de cette décarbonation. Dans le cadre du nouveau « Pacte vert », l'Union européenne a fixé l'objectif d'une réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990, soit un renforcement important de l'objectif précédent qui consistait en une réduction des émissions de 40 % à cet horizon.

Plusieurs mesures contenues dans le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » publié en juillet 2021 visent à accompagner cet objectif, avec notamment la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émissions pour le transport routier et le bâtiment, ou encore la réduction de 100 % des émissions dans les parcs de véhicules légers (voitures et VUL) vendus dès 2035.

Même si le nouvel objectif de réduction des émissions pour la France n'est pas encore fixé, la proposition de modification du règlement européen sur la répartition des efforts, concernant les émissions des secteurs non couverts à l'origine par le système d'échange de quotas d'émissions, établirait une réduction de 47,5 % des émissions françaises dans ces secteurs en 2030. De manière générale, le nouvel objectif de -55 % sur les émissions nettes appliqué à la France pourrait se traduire par une réduction de l'ordre de -50 % sur les émissions brutes (c'est-à-dire hors prise en compte des puits de carbone).

L'accélération de l'électrification est un des leviers efficaces pour permettre l'atteinte des nouveaux objectifs 2030, d'autant plus que la production d'électricité bas-carbone en France restera excédentaire à cet horizon, résultat déjà mis en avant par l'étude publiée par RTE au printemps 2021[9].

Dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 », l'analyse des perspectives d'accélération de la décarbonation à l'horizon 2030 a été approfondie, notamment au travers de l'étude d'une variante spécifique (« Accélération 2030 ») présentée dans le chapitre 3.

Figure 12.18 Émissions évitées supplémentaires en 2030 dans le scénario « électrification + »

	Scénario de référence	Scénario « électrification + »	Émissions évitées supplémentaires dans « électrification + »
Transports terrestres	33 TWh	61 TWh	15 $MtCO_2eq$
Chauffages résidentiels et tertiaires	56 TWh	58 TWh	0,4 $MtCO_2eq$
Industrie manufacturière	113 TWh	116 TWh	0,7 $MtCO_2eq$

9. RTE, 2021, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2021, https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021%20-%20principaux%20enseignements.pdf

Cette variante repose sur des transferts d'usages plus poussés, dans les secteurs du transport, des bâtiments et de l'industrie. Parmi ces différents secteurs, le transport présente en particulier plusieurs caractéristiques qui en font un segment propice pour l'accélération de l'électrification : taux de renouvellement du parc relativement rapide, efficacité économique par rapport à d'autres mesures de décarbonation, dynamique positive déjà engagée en 2020 avec un bond de la part de marché de l'électrique dans les ventes (près de 10 % des véhicules neufs), accélération prévisible avec le nouvel objectif de fin de vente de nouveaux véhicules thermiques en 2035.

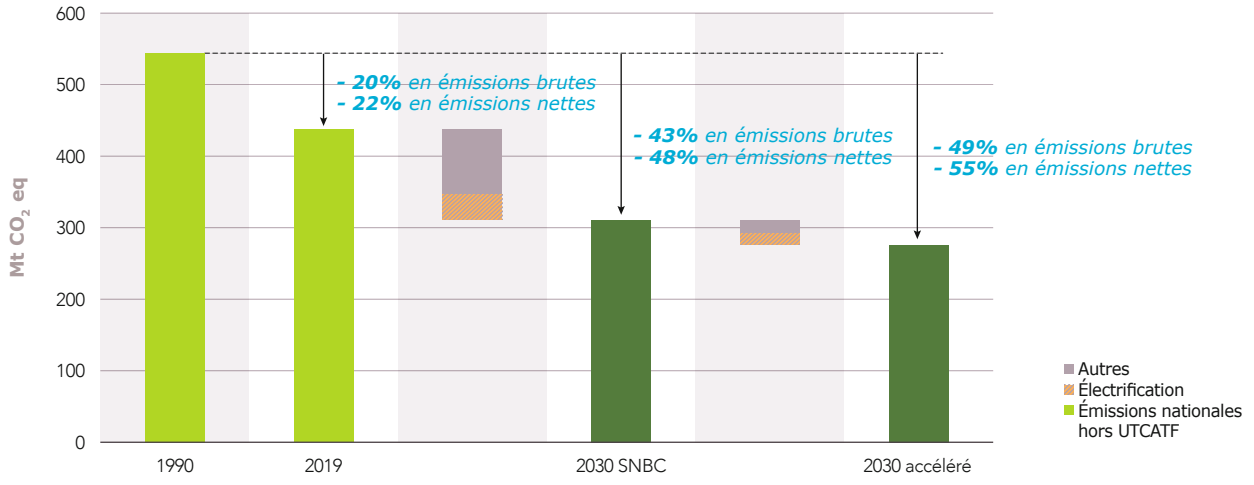
La variante « accélération 2030 » prévoit en conséquence un déploiement plus rapide du véhicule électrique (13 millions de véhicules électriques en 2030 contre 7 millions dans la trajectoire de référence), et dans une moindre mesure une accélération des transferts d'usages vers l'électricité dans le bâtiment et l'industrie. D'autres stratégies consistant à accélérer plus spécifiquement sur le chauffage ou certains procédés industriels sont également envisageables. Par ailleurs, cette trajectoire doit s'intégrer dans un effort plus global d'accélération sur d'autres actions, notamment en matière d'efficacité énergétique et de décarbonation des autres vecteurs : l'accélération de l'électrification constitue en effet un prérequis important pour l'atteinte des nouveaux objectifs mais ne sera pas suffisante à elle seule.

12.2.5.2 L'accélération de l'électrification

L'accélération des transferts d'usage vers l'électricité contribue largement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En reprenant le principe des évaluations présentées ci-dessus, l'analyse montre que la contribution du système électrique à la décarbonation pèse pour 29 % dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 dans la trajectoire de référence et 33 % dans la variante « accélération 2030 ».

Ces évaluations montrent ainsi l'intérêt d'accélérer les transferts d'usages pour contribuer aux nouveaux objectifs climatiques de la France et de l'Europe.

Figure 12.19 Baisse des émissions territoriales à l'horizon 2030



Ces perspectives de renforcement des objectifs de décarbonation ne peuvent s'inscrire durablement que dans une perspective de croissance de la production d'électricité décarbonée sur les dix prochaines années. Si l'analyse avait déjà mis en évidence les marges de production d'électricité dont disposera la France et donc le caractère fortement exportateur du système électrique français à l'horizon 2030, une telle stratégie d'accélération sera favorisée par la mobilisation de l'ensemble des leviers permettant de maximiser la production d'électricité décarbonée. Le nouveau nucléaire ne pouvant être déployé de manière assez rapide pour produire des effets sur les dix prochaines années, les leviers sur le mix électrique consistent essentiellement à développer le maximum d'énergies renouvelables, notamment en suivant voire en dépassant les trajectoires actuelles de la PPE, ainsi qu'à maintenir les réacteurs nucléaires existants.

12.2.6 La France pourrait réduire de manière progressive son empreinte carbone de 50 à 100 MtCO$_2$eq supplémentaire grâce à une stratégie combinée de réindustrialisation et de décarbonation assise sur un parc électrique bas-carbone compétitif

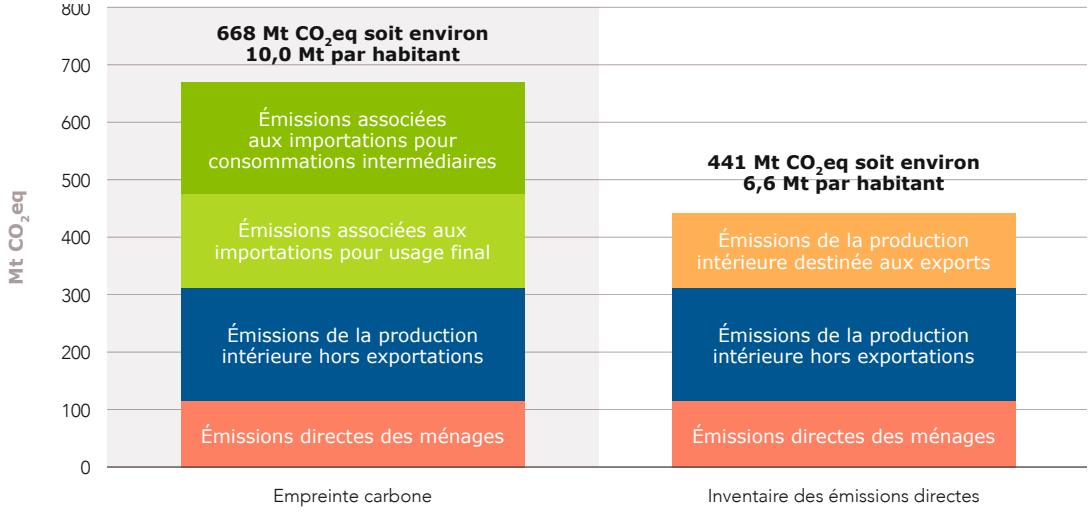
12.2.6.1 L'empreinte carbone : un indicateur qui permet de refléter la pression sur le climat générée par la demande

Au-delà de la seule question des émissions directes, dans un contexte d'accélération de la lutte contre le changement climatique, l'attention se focalise également sur la notion d'empreinte carbone, qui inclut les émissions induites à l'échelle mondiale par la consommation des Français, plutôt que sur les seules émissions nationales.

L'empreinte carbone permet d'apprécier les pressions exercées sur le climat par la demande intérieure française quelle que soit l'origine géographique des produits consommés. Elle est complémentaire de l'inventaire national qui estime les émissions directes. Son calcul n'est pas encadré par des normes reconnues et différentes approches méthodologiques existent. Néanmoins, la modélisation macroéconomique est la méthode[10] privilégiée par la communauté scientifique et les organismes statistiques internationaux ou nationaux, tel que le Service des données et études statistiques (SDES) du Ministère de la Transition écologique en France.

Le GIEC a estimé dans son rapport[11] publié en octobre 2018 un « budget » carbone mondial restant compatible avec une limitation du réchauffement planétaire de 2°C. Rapporté à la population, le « budget CO_2 » de chaque habitant sur Terre devrait

Figure 12.20 Empreinte carbone de la France vs émissions directes en 2019



10. Les calculs d'empreinte carbone réalisés dans ce chapitre s'appuient sur la méthode proposée par le SDES, qui est décrite ici : https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-01/empreinte-carbone-methodologie-012020.pdf
Ils reposent sur l'exploitation de données fournies par le Citepa, par Eurostat, par les Douanes, par l'AIE et par la FAO. Les analyses d'empreinte carbone se restreignent aux trois principaux gaz à effet de serre, c'est-à-dire le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O). L'agrégation en équivalent CO_2 se fait à partir du pouvoir de réchauffement global à 100 ans (PRG) de chacun de ces gaz à effet de serre, chiffres fournis par le GIEC.
11. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2018), *« Rapport spécial sur le réchauffement planétaire de 1,5°C »*

être compris entre 1,6 tonne (hypothèse basse) et 2,8 tonnes (hypothèse haute) de CO_2 équivalent par an entre aujourd'hui et 2100. Pour comparaison, en 2017, l'empreinte carbone moyenne par habitant dans le monde était de 4,8 tCO_2eq/an contre 10,1 tCO_2eq/an pour un Français.

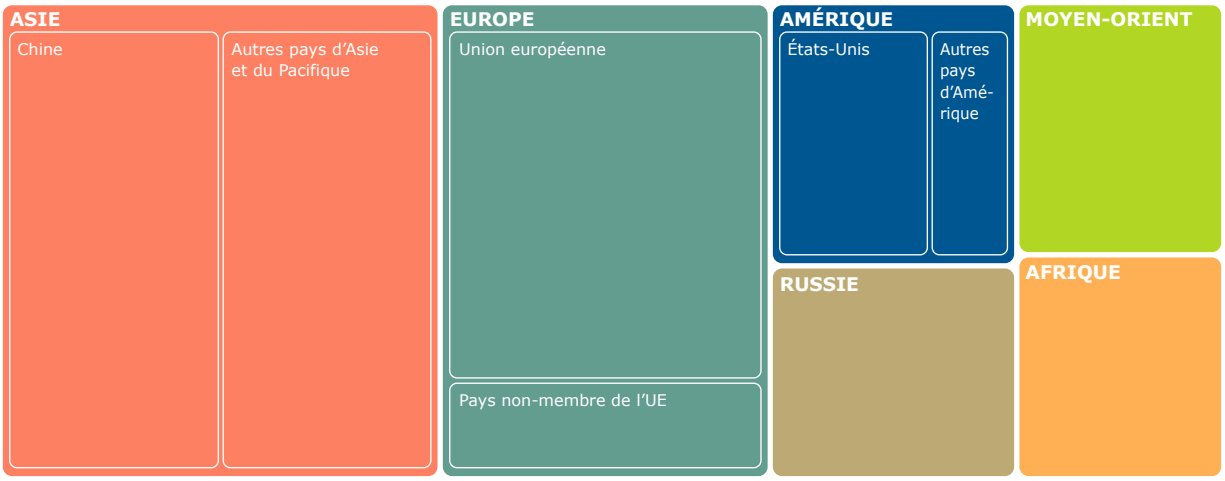
Désormais introduit dans la loi énergie et climat de 2019, l'objectif de réduction de l'empreinte carbone de la France complète les objectifs de réduction sur les émissions territoriales. Les objectifs quantitatifs associés à cette évolution de l'empreinte carbone doivent être précisés dans la prochaine SNBC.

12.2.6.2 Une empreinte carbone en nette diminution dans la trajectoire de référence grâce à la décarbonation progressive de la France et des autres pays

Malgré une baisse des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire français au cours des quinze dernières années, l'empreinte carbone de la France est demeurée globalement stable autour de 700 $MtCO_2eq$ entre 2000 et 2015, même si elle tend à baisser légèrement après 2015. Une partie de ce constat s'explique par l'augmentation des émissions dues aux importations, qui est passée d'environ 285 à 360 $MtCO_2eq$ sur la période 2000-2019. Aujourd'hui, l'empreinte carbone de la France est 1,5 fois plus élevée que les émissions territoriales.

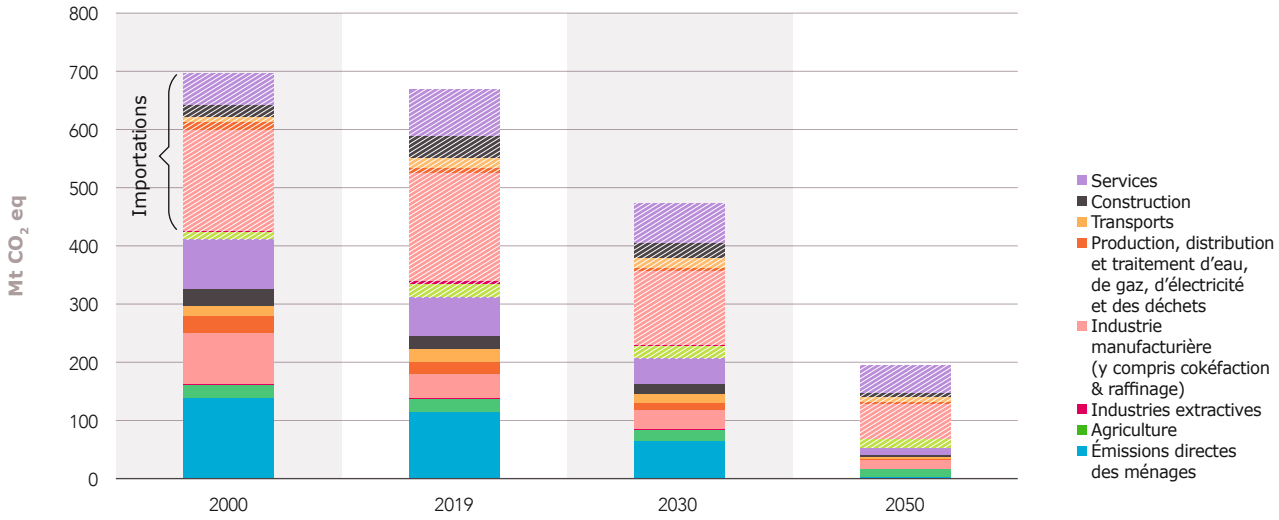
Dans l'Union européenne, les objectifs du nouveau «Pacte vert» incluent la réduction des émissions nettes de 55% en 2030 par rapport à 1990 (contre une réduction de 48% visée auparavant) et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. La Chine a quant à elle annoncé fin 2020 un objectif de réduction de son intensité carbone (émissions de CO_2 rapportées au PIB) de 65% par rapport au niveau de 2005, et de zéro émissions nettes au plus tard en 2060. Après avoir rejoint de nouveau les signataires de l'accord de Paris, les États-Unis ont affiché en 2021 la volonté de réduire leurs émissions de 50% en 2030 comparé au niveau de 2005 et s'engagent avec leur plan d'action en faveur du climat à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Mi-octobre, le président de la Russie a également déclaré vouloir atteindre la neutralité carbone au plus tard en 2060.

Figure 12.21 Décomposition des contributions de chaque pays à l'empreinte carbone de la France en 2011



Source : données Haut Conseil pour le Climat et Observatoire Français de la Conjoncture Economique

Figure 12.22 Évolution de l'empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence (en tenant compte de la décarbonation progressive de la France et des autres pays selon leurs objectifs publics)



Ainsi, dans le scénario consommation de référence, une diminution progressive de l'empreinte carbone de la France est attendue, principalement sous l'effet de la réduction des émissions du mix énergétique en France, ainsi que dans les pays depuis lesquels la France importe des produits manufacturés. L'empreinte carbone passe ainsi d'environ 670 $MtCO_2eq$ en 2019 à environ 470 $MtCO_2eq$ en 2030 (-30%) et 195 $MtCO_2eq$ en 2050 (-72%). Le volume des échanges reste globalement proportionnel à la progression du PIB, les importations et les exportations augmentant de manière tendancielle.

À l'horizon 2050, l'empreinte carbone de la France reste significative, notamment du fait des émissions liées aux importations. Ceci s'explique essentiellement par le fait que les objectifs de décarbonation suivent un rythme plus lent dans beaucoup d'autres pays que la France (peu de pays dans le monde ont encore adopté un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, la plupart ayant à ce jour uniquement des objectifs de baisse à l'horizon 2030) et dans une moindre mesure par le fait que la France continue d'importer des biens dont les procédés de production apparaissent difficiles à décarboner, comme des métaux ou des produits agricoles.

12.2.6.3 Dès aujourd'hui, une relocalisation de la production en France permet d'améliorer l'empreinte carbone de la France

L'industrie française est aujourd'hui toujours alimentée par un mix énergétique majoritairement carboné (65% de combustibles fossiles). Cependant, des efforts sur l'efficacité énergétique de divers procédés de fabrication ont permis de réduire l'intensité énergétique de l'ordre de 30% depuis 2000. De même, l'intensité carbone de l'énergie consommée a baissé de 7% sur cette même période[12], grâce à un recours croissant à la biomasse qui représente aujourd'hui 5% du mix énergétique, à l'électricité

12. Dossier INSEE : *«Une analyse de la baisse des émissions de CO_2 dues à la combustion d'énergie en France depuis 1990»* https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/3280934/Enviro17d_D3_Emissions-carbone.pdf

déjà bas-carbone et au gaz, des vecteurs moins émetteurs que d'autres énergies fossiles qu'ils remplacent. Enfin, concernant l'électricité, la France dispose déjà d'une production largement bas-carbone, ce qui lui confère un avantage relatif sur ce point par rapport aux autres pays. Bien que l'électricité représente environ 30 % des consommations d'énergie de l'industrie (un niveau comparable à celui d'autres pays européens), il n'en reste pas moins que les émissions indirectes liées à la consommation électrique de l'industrie permettent de réduire l'intensité carbone par unité de valeur ajoutée.

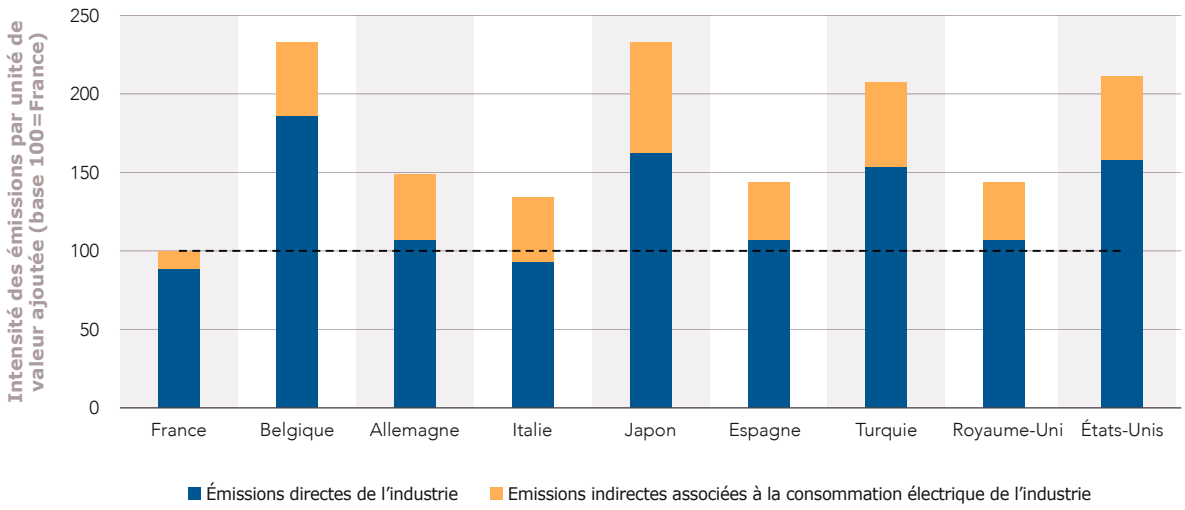
Ainsi, d'ores et déjà l'industrie française est plus performante en termes d'émissions carbone que dans la plupart des pays d'où les biens sont importés. En moyenne, les produits manufacturés importés en France ont une intensité carbone supérieure de 58 % à l'intensité carbone de la production des mêmes produits en France.

Sur le court et moyen terme, l'augmentation de la part de production locale dans la consommation nationale de produits industriels constitue donc un levier significatif pour la réduction de l'empreinte carbone de la France. Si tous les produits manufacturés importés aujourd'hui étaient produits localement, alors l'empreinte carbone serait plus faible d'environ 75 $MtCO_2eq$.

À long terme, l'électrification et le transfert vers des combustibles verts vont permettre de réduire l'intensité en émissions des différentes branches de l'industrie française. **Malgré les ambitions de décarbonation du reste du monde, la France garde jusqu'en 2050 un avantage à relocaliser la production de biens manufacturés si elle tient ses objectifs. Cela est dû à son avantage carbone de départ ainsi qu'au fait que tous les pays depuis lesquels la France importe n'ont pas un objectif de neutralité carbone en 2050.**

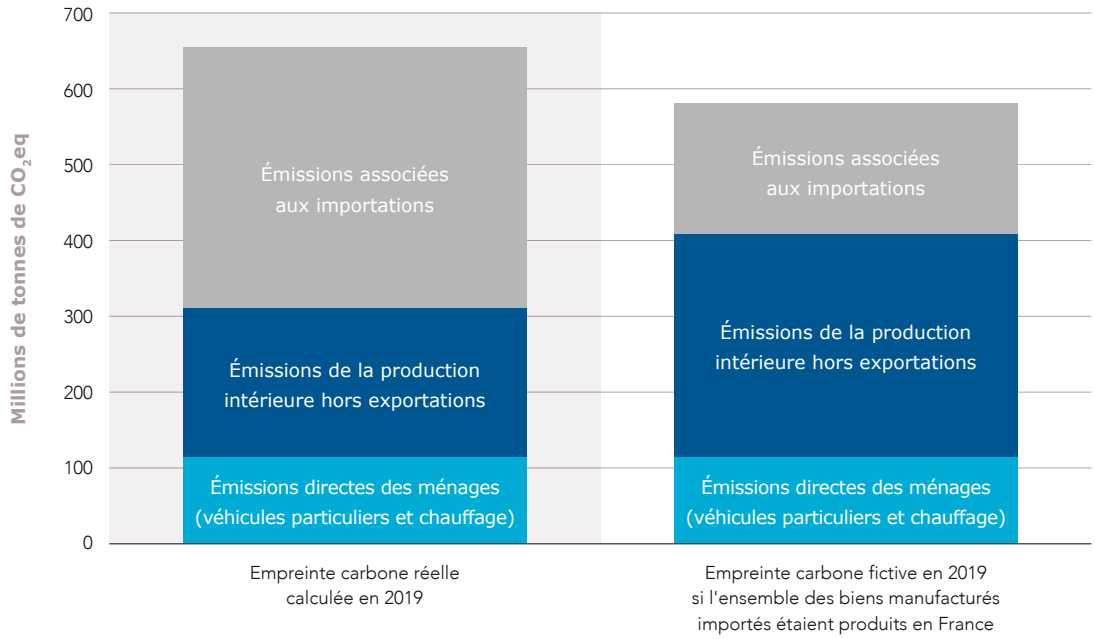
En transposant l'exercice théorique d'une relocalisation totale de la production sur l'année 2050 dans une France neutre en carbone, plus de 65 $MtCO_2eq$ d'empreinte carbone seraient évitées. Cette réduction est inférieure à celle qui aurait été obtenue en 2019 du fait de la réduction de l'intensité carbone dans les pays depuis lesquels la France importe des produits manufacturés.

Figure 12.23 Comparaison des émissions par unité de valeur ajoutée de l'industrie manufacturière (directes de l'industrie et indirectes associées à la consommation d'électricité) (traitement de données AIE)



Source : données AIE

Figure 12.24 Empreinte carbone de la France en 2019 et empreinte fictive 2019 calculée en supposant que l'ensemble des produits manufacturés importés en 2019 avaient été produits en France



12.2.6.4 À l'horizon 2030 et 2050, le bénéfice de la réindustrialisation sur l'empreinte carbone dépend de plusieurs facteurs

Dans le détail, l'effet d'une stratégie de réindustrialisation réaliste sur l'empreinte carbone à l'horizon 2050 dépendra de plusieurs facteurs parmi lesquels :

- l'ampleur de la relocalisation des importations,
- les branches sur lesquels porte la stratégie de réindustrialisation,
- l'évolution du commerce extérieur de la France,
- la trajectoire de décarbonation du mix énergétique français,
- la trajectoire de décarbonation des autres pays, sachant que la plupart des pays industrialisés affichent aujourd'hui des objectifs ambitieux en la matière.

Dans le cas d'une réindustrialisation essentiellement tournée vers le commerce extérieur, la France contribuera à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le monde, avec un impact moindre sur l'empreinte du pays. Au contraire, si la réindustrialisation est combinée avec une relocalisation pour une production davantage orientée vers la satisfaction de la demande intérieure, elle se traduirait par une réduction significative de l'empreinte carbone de la France.

L'hypothèse retenue dans le scénario de référence est celle d'une évolution tendancielle du commerce extérieur, sans volonté particulière de relocaliser la production malgré une progression de l'activité industrielle. En revanche, le scénario « réindustrialisation profonde » est caractérisé par une réindustrialisation essentiellement orientée vers l'alimentation de la demande intérieure et la réduction des importations. Dans ce scénario, l'empreinte carbone est d'environ 25 $MtCO_2$eq plus faible en 2030 que dans le scénario de référence, et de 45 $MtCO_2$eq plus faible en 2050. Au total, la trajectoire de réindustrialisation profonde permet d'éviter environ 900 $MtCO_2$eq supplémentaires

Figure 12.25 Évolution de l'empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence, dans le scénario de réindustrialisation profonde et dans le scénario de réindustrialisation profonde accompagné par la trajectoire électrification rapide et l'atteinte des nouveaux objectifs Fit for 55 par les pays de l'Union européenne

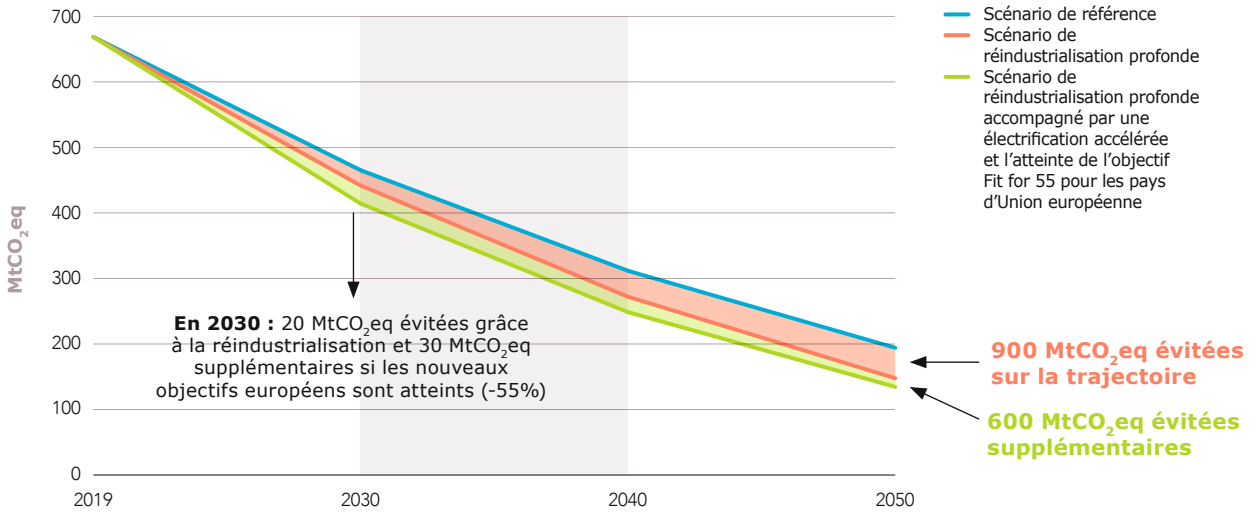
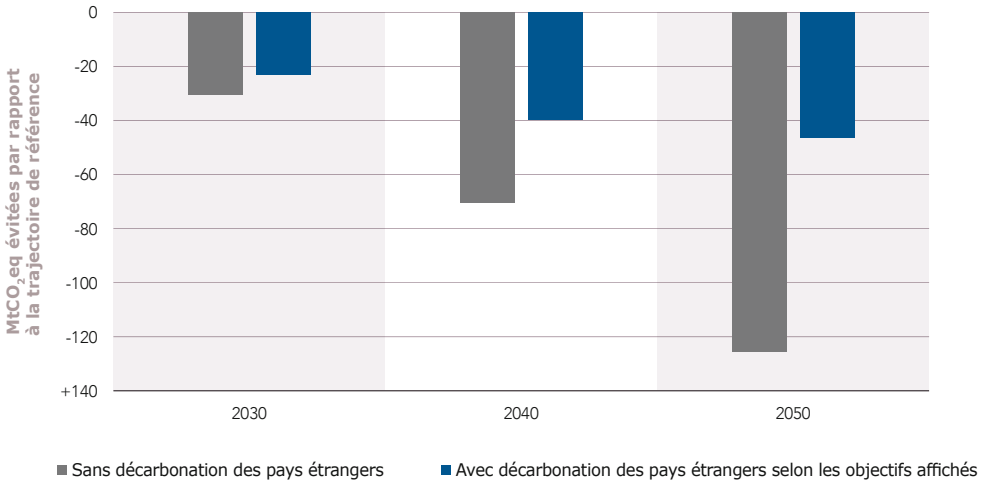


Figure 12.26 Réduction de l'empreinte carbone de la France associée au scénario de réindustrialisation profonde, par rapport au scénario de référence, en fonction de la trajectoire de décarbonation des autres pays (la France respecte la trajectoire de neutralité carbone en 2050 dans les deux cas)



entre 2020 et 2050 par rapport à la trajectoire de référence. L'empreinte carbone d'un français en 2050 serait alors réduite de 2,7 tCO_2eq/hab dans le scénario de référence à 2 tonnes grâce à la réindustrialisation.

Si cette réindustrialisation profonde est combinée avec une accélération du processus de décarbonation en France ainsi que dans les pays de l'Union Européenne, en cohérence avec le nouvel objectif plus ambitieux «Fit for 55», le bénéfice observé sur l'empreinte carbone est plus élevé encore, notamment

en 2030. Sur la période 2020-2050, 600 $MtCO_2eq$ supplémentaires pourraient alors être évitées. Ce résultat ne dépend alors pas uniquement de la capacité de la France à réindustrialiser et à décarboner son économie mais aussi de la faculté des pays européens à tenir leurs objectifs climatiques.

Les bénéfices de la réindustrialisation pourraient être par ailleurs encore plus importants dans le cas où les autres pays ne parviennent pas à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Pour illustrer cet enjeu, il est possible d'évaluer un majorant de la réduction de l'empreinte carbone dans le cas théorique où seule la France tiendrait ses objectifs de décarbonation du mix énergétique. Dans cette configuration, l'empreinte carbone de la France en 2050 serait alors d'environ 400 $MtCO_2eq$ dans la trajectoire de référence, et d'environ 275 $MtCO_2eq$ dans un scénario de « réindustrialisation profonde », soit donc un bénéfice de plus de 125 $MtCO_2eq$ à cet horizon.

12.2.6.5 L'augmentation des consommations d'énergie et des émissions de procédés associées à la réindustrialisation devra être couverte par de la production d'énergie décarbonée pour atteindre l'objectif de neutralité carbone

La conséquence du scénario de « réindustrialisation profonde » et de la réduction qu'il permet sur l'empreinte carbone de la France est une augmentation de la consommation d'énergie en France, et notamment d'électricité. Pour être compatible avec l'objectif de neutralité carbone sur les émissions territoriales, la stratégie de réindustrialisation profonde doit en effet s'accompagner d'un accroissement de la production d'énergie décarbonée en France et/ou d'un recours à des imports de combustibles décarbonés (même si cette option n'est pas privilégiée par les orientations de la SNBC et semble en partie contradictoire avec l'esprit de la stratégie de relocalisation) et/ou d'une augmentation des puits de carbone, dans la limite du possible, notamment pour les émissions relatives aux procédés industriels difficiles à décarboner.

Les éléments sur la consommation présentés dans le chapitre 3 montrent en particulier que la trajectoire de réindustrialisation profonde conduirait à augmenter la consommation d'électricité (pour alimenter de manière directe de nouveaux usages énergétiques ou pour produire de l'hydrogène nécessaire aux nouvelles industries) d'environ 100 TWh par rapport à la trajectoire de référence. Ce volume supplémentaire devrait alors être couvert par un développement plus important de la production d'électricité décarbonée et notamment des énergies renouvelables. Différentes variantes du scénario de réindustrialisation, ainsi que certaines projections des fédérations industrielles, peuvent conduire à des estimations encore plus hautes.

À l'horizon 2030, le surplus de consommation serait d'environ 27 TWh. De la même manière que pour la stratégie d'accélération sur l'électrification, cette trajectoire est favorisée par un fort développement des énergies renouvelables et une prolongation de l'essentiel des réacteurs nucléaires existants à cet horizon.

12.3 Les ressources : des tensions possibles sur l'approvisionnement en ressources minérales, particulièrement pour certains métaux, qu'il sera nécessaire d'anticiper

12.3.1 La transition énergétique réduit la dépendance liée aux énergies fossiles mais induit des besoins et circuits d'approvisionnement nouveaux en ressources minérales

12.3.1.1 De nouveaux enjeux en matière d'approvisionnement en ressources pour le système énergétique

Le débat sur l'approvisionnement énergétique au XXe siècle a été marqué par des interrogations récurrentes sur la taille des réserves de gaz et de pétrole, l'horizon du pic pétrolier ou encore sur les problèmes de dépendance énergétique aux pays producteurs.

La transition énergétique du XXIe siècle déplace ces questions d'approvisionnement en ressources : le système énergétique sort de sa dépendance aux énergies fossiles mais nécessite des quantités importantes de ressources minérales qui suscitent leurs propres enjeux d'approvisionnement et de dépendance.

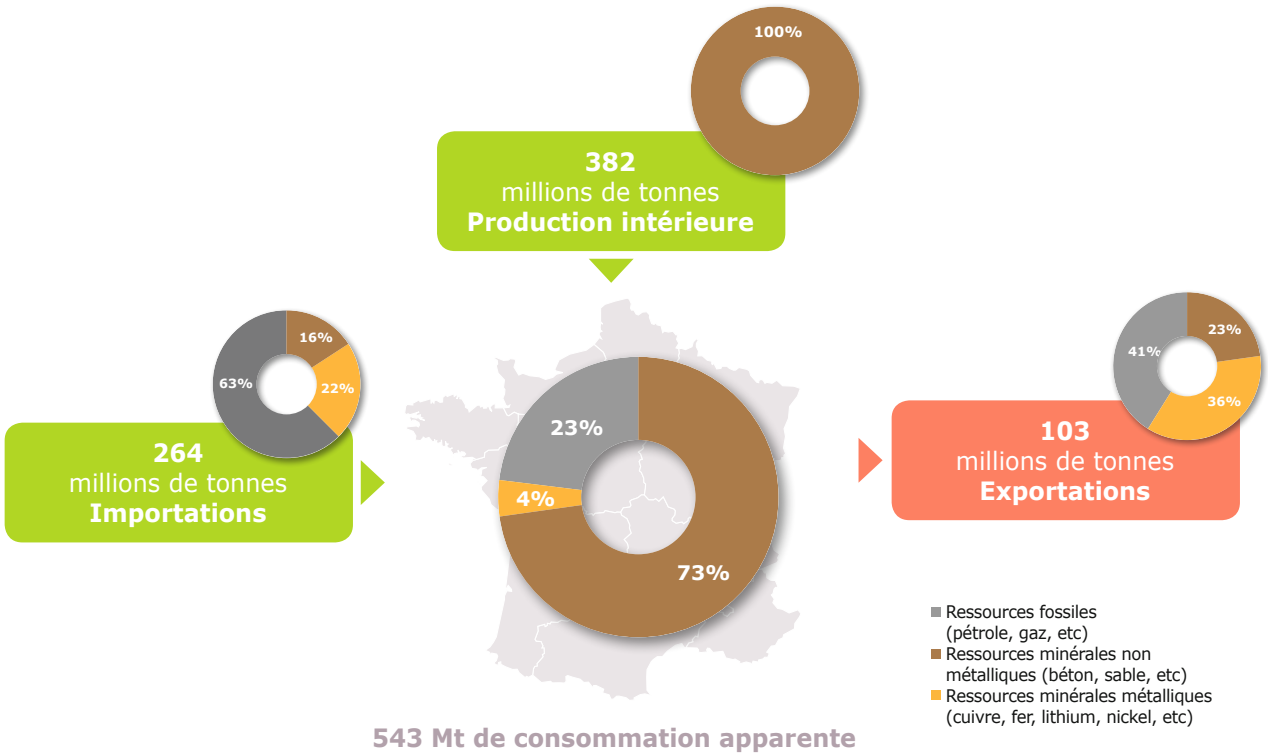
Les transformations du système électrique décrites dans les « Futurs énergétiques 2050 » font partie des évolutions qui nécessiteront des besoins importants en ressources minérales. Le développement des énergies renouvelables requiert à la fois des ressources structurelles comme le cuivre, l'aluminium ou l'acier, et d'autres plus spécifiques comme le silicium pour les panneaux photovoltaïques. Le renouvellement éventuel du parc nucléaire ou encore l'adaptation du réseau électrique seront également consommateurs de ressources minérales structurelles (béton, acier, cuivre…). Enfin, l'électrification des usages, notamment à travers le développement des véhicules électriques et leurs batteries, conduira à une demande accrue en métaux critiques comme le cobalt et le lithium.

Toutes les technologies envisagées induisent donc des besoins en ressources plus ou moins importants qu'il convient d'anticiper dans la planification du système. Cette demande accrue en ressources minérales s'inscrit par ailleurs dans un contexte où la France importe aujourd'hui la quasi-totalité des métaux et combustibles qu'elle consomme[13], et où de nombreux autres pays et secteurs en croissance sont également consommateurs de ressources (par exemple, dans le numérique, également mis en avant comme incontournable pour accompagner la transition et lutter contre le réchauffement climatique). Au-delà de l'enjeu d'approvisionnement (économique et géopolitique), les conditions d'extraction des ressources minérales ainsi que la gestion de leur fin de vie constituent également des points d'attention importants sur le plan environnemental et social.

Une réflexion sur la consommation et l'approvisionnement en ressources minérales (métalliques et non métalliques) apparaît donc indispensable à toute prospective sur le système énergétique.

13. «Évolution de la consommation intérieure de matières en France», Ministère de la transition écologique (2021) https://ree.developpement-durable.gouv.fr/themes/pressions-exercees-par-les-modes-de-production-et-de-consommation/prelevements-de-ressources-naturelles/utilisation-des-ressources-naturelles-en-france/article/evolution-de-la-consommation-interieure-de-matieres-en-france

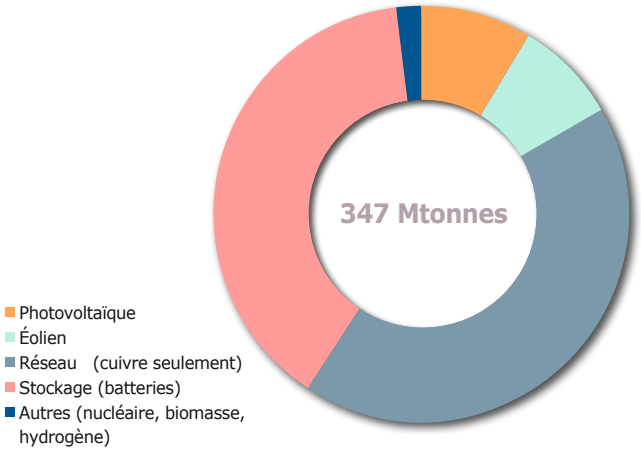
Figure 12.27 Bilan matières (hors biomasse) des imports/exports/production intérieure en France en 2018



Source : «Évolution de la consommation intérieure de matières en France», Ministère de la transition écologique (2021)

12.3.1.2 Des besoins en matières grandissants pour la transition énergétique au niveau mondial

Figure 12.28 Consommation cumulée de ressources minérales (cuivre, cobalt, chrome, nickel, lithium, graphite, manganèse, zinc) entre 2020 et 2040 (dans le scénario SDS de l'AIE)



Source : IEA, 2021, "The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions"

À l'heure où de nombreux pays s'engagent dans une décarbonation profonde de leur économie pour lutter contre le changement climatique et respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris, plusieurs études se sont intéressées à l'évaluation des besoins mondiaux en ressources pour le développement des infrastructures d'énergie et de mobilité.

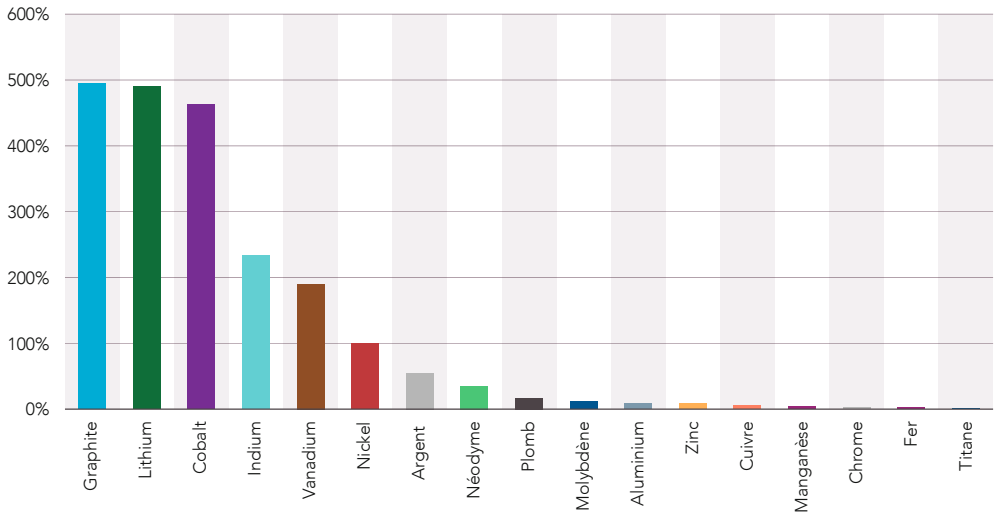
L'Agence internationale de l'énergie a estimé en 2021[14] que, pour la transition énergétique au niveau mondial, la demande en ressources minérales (cuivre, lithium, cobalt, nickel, terres rares…) serait multipliée par 6 d'ici 2040, dans un scénario compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone mondiale au milieu du siècle (scénario SDS[15]). L'augmentation de ces besoins est principalement due au développement du stockage par batterie (véhicules électriques et batteries stationnaires dédiées au système électrique), à l'évolution des réseaux d'électricité et dans une moindre mesure aux éoliennes et panneaux photovoltaïques.

12.3.1.3 Au-delà de l'évaluation de la quantité de ressources nécessaires, des enjeux d'approvisionnement, de relations internationales, de stratégie industrielle et de responsabilité environnementale et sociale intégrés à l'analyse

Les analyses sur les ressources au niveau mondial mettent en évidence l'accroissement de la demande en ressources minérales dans les scénarios de transition énergétique. Pour autant, ces résultats d'ensemble doivent être pris avec précaution dans la mesure où ils agrègent des matières pour lesquelles les enjeux sont très différents. Ainsi, une demande en volume importante pour certaines matières ne pose pas nécessairement de difficultés en matière d'approvisionnement (béton, acier…). À l'inverse, une augmentation de la consommation de certaines matières qui représentent des volumes faibles en absolu peut susciter des enjeux d'approvisionnement beaucoup plus critiques (par exemple pour le cobalt). Ainsi dans un rapport[16] de 2020, la Banque mondiale estime que la consommation de métaux[17] pour la production et le stockage d'électricité dont les batteries de véhicules sera multipliée par 4 d'ici 2050 dans le scénario 2DS[18] de l'AIE et si l'acier, l'aluminium représentent des volumes importants, ce sont le graphite, le lithium et le cobalt qui voient leur demande s'accroître le plus fortement.

14. «The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions», IEA (2021)
15. SDS = «*sustainable development scenario*», repose sur une montée en puissance des politiques et des investissements en matière d'énergie propre qui met le système énergétique sur la voie des principaux ODD. Dans ce scénario, tous les engagements actuels de réduction nette zéro sont pleinement réalisés et des efforts considérables sont déployés pour réduire les émissions à court terme : atteinte de la neutralité carbone en 2050 dans les économies les plus avancées, en 2060 en Chine et au plus tard en 2070 dans les autres pays ; IEA, 2021 «WEO-2021»
16. «*Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition*», World Bank group (2020)
17. Aluminium, Chrome, Cobalt, Cuivre, Graphite, Indium, fer, plomb, Lithium, Manganese, Molybdenum, Néodyme, Nickel, Argent, Titane, Vanadium, Zinc
18. 2DS = "2°C scenario", le secteur de l'énergie mondiale atteint la neutralité carbone en 2060 grâce à des ambitions poussées de décarbonation par les technologies bas-carbone, atteignant un réchauffement limité à 2°C en 2100 ; IEA, 2017, "Energy Technologies Perspectives 2017"

Figure 12.29 Demande annuelle en 2050 pour la production d'électricité et le stockage en pourcentage de la production de 2018 (dans le scénario 2DS de l'AIE)



Source: « Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition », World Bank group (2020)

Dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 », une évaluation de la consommation de ressources minérales pour l'évolution du système électrique français a été réalisée et montre que si aujourd'hui les imports de ressources fossiles représentent environ 160 Mt/an, sur la période 2020-2050 le volume de ressources minérales pour le système électrique et les batteries des véhicules serait compris entre 6 et 8 Mt/an dont 15 % de ressources métalliques. Cette analyse répond ainsi à une demande exprimée de manière récurrente dans la concertation de pouvoir identifier les volumes de ressources nécessaires à chaque scénario.

Cependant, la seule évaluation des quantités de ressources minérales nécessaires à la transformation du système énergétique ne suffit pas à identifier les principaux enjeux en matière d'approvisionnement.

Il apparaît nécessaire de mettre en perspective les volumes requis en identifiant plus précisément les points de criticité associés à chaque type de ressources étudiées : niveau de réserves sur le plan géologique, disponibilité sur le plan technico-économique, dépendance géostratégique, conflit d'usage, caractère recyclable, substituable ou encore impact environnemental et social au niveau des mines d'extraction, etc.

Les ressources étudiées et la grille d'analyse retenue pour préciser les enjeux en matière de criticité sont présentées dans les paragraphes suivants.

12.3.2 Les risques associés à l'approvisionnement des ressources dépendent à la fois de l'évolution des gisements et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale

12.3.2.1 De nombreuses ressources différentes nécessaires pour l'évolution du système électrique sont étudiées

De très nombreux types de ressources sont nécessaires à la transformation du système énergétique et embarquent des enjeux différents en matière d'approvisionnement.

Afin de concentrer l'analyse sur les problématiques les plus importantes, l'analyse quantitative réalisée par RTE s'est concentrée sur 16 types de ressources, listées dans le tableau ci-contre. Ces ressources correspondent à celles qui sont requises pour la transition énergétique et qui présentent un enjeu en matière de criticité, identifié en s'appuyant notamment sur les références suivantes :

- la liste de matières premières critiques d'après le comité des métaux stratégiques (COMES) et celle de la Commission européenne (lithium, cobalt, bauxite (pour l'aluminium), etc.) ;
- les études publiées récemment (AIE, World Bank) ;
- le débat public (béton, uranium, etc.).

La liste des ressources n'est donc pas exhaustive[19] mais a été confortée par la concertation avec les parties prenantes. Parmi ces ressources certaines sont minérales métalliques et d'autres minérales non métalliques. Par ailleurs, certaines peuvent être qualifiées de « structurelles » dans la mesure où on les retrouve dans de nombreux composants tandis que d'autres sont plus spécifiques à certaines technologies.

L'évaluation quantitative a été centrée sur les besoins pour les moyens de production et de stockage d'électricité, pour l'adaptation du réseau de transport électrique, ainsi que sur la demande en ressources associée au développement du véhicule électrique, dans la mesure où celui-ci conduit à des enjeux spécifiques sur certaines ressources qui se trouvent dans les batteries (cobalt, lithium…).

L'analyse consiste à évaluer à la fois les ressources immobilisées dans l'infrastructure mais aussi l'ensemble des autres ressources mobilisées et déplacées sur l'ensemble du cycle de vie (fabrication, utilisation et recyclage de l'infrastructure). Plus précisément, ceci signifie qu'une fraction des matières utilisées pour une usine de production de lingots de silicium sont attribuées à un panneau solaire, au prorata des quantités de lingots de silicium nécessaires pour le panneau considéré.

Cette méthode s'appuie sur l'approche de cycle de vie et sur les mêmes modèles que ceux utilisés pour les analyses en cycle de vie des émissions de gaz à effet de serre. Les calculs sont menés pour l'ensemble des matières précisées ci-dessus et les résultats sont restitués pour chacune des matières. Ceux-ci ne sont pas ramenés à un indicateur unique agrégeant l'ensemble des masses de différentes matières en une forme de « matière équivalente » comme cela est parfois fait (via l'unité d'antimoine), afin de ne pas masquer les enjeux spécifiques à chacune des matières. La méthode employée se rapproche de l'indicateur MIPS (Material Input per Service-unit)[20].

Des résultats et bilans préliminaires sont présentés dans la suite de cette partie. Ceux-ci seront précisés dans les analyses approfondies prévues pour début 2022.

19. Pour certains métaux comme le chrome, le nickel, le silicium ou encore le manganèse, la consommation pour les alliages n'est pas intégrée à l'analyse quantitative (seule la consommation en tant que composant principal hors alliages est évaluée), faute de données disponibles, comme mentionné dans l'« inventaire des besoins en matière, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique » (ADEME, 2021).
20. L'indicateur MIPS au niveau du produit : Dématérialisation – Mesure par bilans matières et MIPS : L'indicateur MIPS au niveau du produit | Techniques de l'Ingénieur (techniques-ingenieur.fr)

Figure 12.30 Technologies et ressources minérales étudiées

	Batteries	Réseau	Nucléaire	Photovoltaïque	Éolien terrestre	Éolien en mer	Hydraulique	CCG Gaz	Charbon
Aluminium	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Cuivre	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Acier	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Béton	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Terres rares						●			
Argent				●					
Silicium		○		●					
Uranium			●						
Zirconium			●						
Graphite	●			●					
Lithium	●								
Cobalt	●								
Manganese	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Nickel	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Chrome	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Zinc	○	○	○	○	○	○	○	○	○

● Ressource mobilisée dans la structure ou pour le combustible ○ Ressource mobilisée dans des alliages (non quantifiable)

12.3.2.2 La criticité d'une ressource, une notion à géométrie variable

La notion de criticité des ressources fait l'objet d'un nombre croissant de publications scientifiques et est de plus en plus utilisée dans diverses études sur la transition énergétique. Toutefois cette notion n'est aujourd'hui pas définie de manière standardisée et renvoie à des enjeux de natures différentes, déjà évoqués précédemment. Selon le cadre d'application, les indicateurs qui permettent d'aboutir à un niveau de criticité peuvent ainsi être variables et plus ou moins nombreux.

En particulier, le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) qui est l'établissement public français de référence sur le sujet, exprime la criticité d'une ressource selon deux axes : la disponibilité de la substance et son importance économique. Les facteurs qui influencent ces deux axes peuvent être nombreux. La disponibilité de la substance peut aussi bien dépendre de l'accès géologique à la ressource que des monopoles existants que ce soit au niveau de la production minière ou métallurgique. L'impact social et environnemental de l'exploitation d'une ressource peut également constituer un facteur influent sur la disponibilité de la ressource. De même l'importance économique pour le territoire concerné dépend à la fois de l'importance stratégique de la ressource dans l'économie et de la capacité de recyclage ou de substitution de la ressource.

Figure 12.31 Matrice de criticité des ressources-clé en 2020 et les tendances à venir vues d'aujourd'hui

	Réserves disponibles		Monopole sur l'approvisionnement et la production		Dimension stratégique/ conflit d'usage		Substituabilité		Recyclabilité		Impacts social et environnemental	
	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir
Cuivre	●	↗	●	=	●	=	●	=	●	↘	●	=
Argent	●	=	●	=	●	= ou ↗	●	= ou ↘	●	= ou ↘	●	=
Silicium	●	= ou ↗	●	↗ ou ↘	●	= ou ↗	●	↘	●	↘	●	↘
Uranium	●	= ou ↗	●	=	●	=	●	=	●	= ou ↘	●	=
Lithium	●	= ou ↗	●	↗	●	=	●	=	●	=	●	= ou ↘
Cobalt	●	= ou ↗	●	=	●	=	●	=	●	↘	●	= ou ↘

● niveau de criticité faible ● niveau de criticité moyen ● niveau de criticité élevé
↘ niveau de criticité à la baisse ↗ niveau de criticité à la hausse = niveau de criticité identique

Pour évaluer la criticité des ressources étudiées RTE a retenu six indicateurs, qui permettent de restituer les principaux enjeux sans pour autant être exhaustifs. Ceux-ci portent sur les réserves disponibles[21], l'existence de situations de monopole, le caractère stratégique (intégrant les questions autour des conflits d'usage), la substituabilité, la recyclabilité et enfin sur les impacts sociaux et environnementaux.

L'analyse consiste à préciser l'état de criticité actuel pour chacun de ces indicateurs ainsi que la tendance d'évolution perçue aujourd'hui sur les trente prochaines années. Cette tendance est néanmoins nécessairement incertaine dans la mesure où elle dépend de nombreux facteurs liés à l'évolution réelle des réserves et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale.

Le tableau ci-dessus présente les valeurs d'indicateurs retenus par RTE en s'appuyant sur la littérature et sur une série d'expertises réalisées par le BRGM. À ce stade, les indicateurs de criticité sont qualifiés seulement pour une partie des ressources identifiées comme les plus critiques. Le tableau sera complété dans la restitution des analyses approfondies prévues début 2022.

21. Les réserves minérales désignent la partie économiquement exploitable des ressources minérales mesurées ou indiquées, démontrée par au moins une étude préliminaire de faisabilité

12.3.3 Les terres rares, souvent évoquées dans le débat, ne présentent en pratique pas d'enjeu de premier ordre du point de vue du système électrique

Dans le débat qui entoure le développement des énergies renouvelables, la question des ressources est souvent réduite à celle des terres rares, avec l'idée que celles-ci présentent une forme de rareté créant une difficulté pour assurer la transition du système électrique.

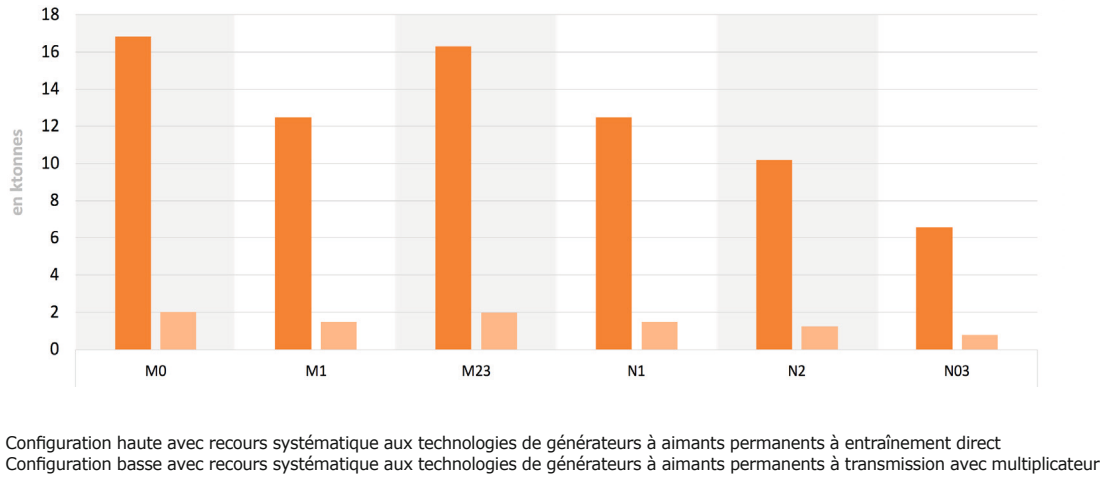
Cependant, l'approvisionnement en terres rares, s'il soulève des questions spécifiques en matière de dépendance à certains pays, ne constitue pas un enjeu de premier ordre pour l'évolution du système électrique.

D'une part, contrairement à leur dénomination, ces métaux ne présentent pas de rareté géologique : ils sont aussi abondants que le cuivre ou le nickel dans la croûte terrestre, même s'ils sont plus dispersés.

D'autre part, les technologies déployées pour la transformation du système électrique sont en pratique peu consommatrices de terres rares. En effet, ces ressources ne sont nécessaires que pour des alternateurs synchrones à aimants permanents qui ne sont utilisés que dans certaines technologies d'éoliennes (essentiellement pour les éoliennes en mer), mais quasiment pas pour les autres filières. En 2019, l'ADEME a ainsi estimé que 6% des éoliennes en France contenaient des alternateurs synchrones utilisant des terres rares[22] (néodyme et dysprosium) dont seulement la moitié avec des générateurs à aimants permanents à entraînement direct qui sont les technologies les plus consommatrices de terres rares. L'essor de l'éolien en mer pourrait conduire à faire augmenter cette part à moyen terme mais des leviers existent pour limiter la demande en terres rares dans les scénarios à l'horizon 2050 avec le recours à des technologies moins consommatrices.

Dans les scénarios les plus ambitieux en matière de développement de l'éolien en mer (M0 et M23 qui prévoient environ 60 GW à l'horizon 2050), la

Figure 12.32 Consommation cumulée des terres rares entre 2020 et 2050 dans les aimants permanents des éoliennes offshore selon deux choix technologiques



22. «*Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie – Avis technique*» ADEME (2020)

consommation cumulée sur la période 2020-2050 de l'ensemble des terres rares est estimée entre 2 kilotonnes et 17 kilotonnes, selon le type de technologies privilégiées pour le développement de l'éolien en mer. À titre de comparaison, les réserves mondiales vues d'aujourd'hui s'élèvent à environ 10 millions de tonnes pour le néodyme et 690 kilotonnes pour le dysprosium.

Cette situation ne signifie pas pour autant l'absence d'enjeu de criticité autour de la demande en terres rares de manière générale. Si celles-ci sont peu présentes dans le système électrique, elles sont en revanche utilisées de manière croissante dans certains secteurs et usages comme le numérique, tous les appareils avec de moteurs miniatures, ou encore les LED.

Vu d'aujourd'hui, la disponibilité géologique de ces matières ne semble pas présenter de contrainte importante pour la couverture de la demande. Elle pose néanmoins une question de dépendance géostratégique dans la mesure où la Chine dispose aujourd'hui d'une forme de monopole pour leur extraction et leur transformation. Ceci place notamment le dysprosium comme une ressource à la criticité forte en termes de risque d'approvisionnement selon la classification du BRGM[23].

Les terres rares, les métaux rares, de quoi parle-t-on ?

L'appellation « terre rare » recouvre les éléments situés entre le numéro atomique 57 (lanthane) et le numéro 71 (lutétium) de la table périodique des éléments ainsi que le scandium et l'yttrium. En réalité, ces terres sont des métaux aussi abondants que d'autres comme le nickel ou le cuivre mais beaucoup plus dispersés. Ainsi, si l'on s'en tient à une mesure géologique de la part d'une matière dans la croûte terrestre, exprimée en ppm (parties par millions), les terres rares ne sont donc pas devenues une source de tension géopolitique et économique pour une question de rareté géologique mais parce qu'elles présentent des conditions d'extraction particulièrement difficiles. Ainsi, la criticité des terres rares est principalement liée au quasi-monopole actuel de la Chine pour leur extraction et transformation. En 2017, la Chine réalisait environ 86 % de leur production mondiale[24].

En parallèle, la notion de « rareté » définit du point de vue économique la valeur d'échange d'un bien, donc son prix de marché. Les analystes des prix des matières premières utilisent la définition de « métaux rares » pour les matières présentes en faible quantité dans un petit nombre de pays, qui sont peu substituables et qui, du fait de leur faible concentration dans les alliages produits, présentent des perspectives de recyclage limitées. Certains métaux rares ne sont ainsi pas des « terres rares », comme le cobalt par exemple. Il n'existe pas aujourd'hui de liste standard et unique de l'ensemble des métaux considérés comme rares.

La définition de rareté est donc loin d'être univoque. Il s'agit d'une notion, évolutive dans le temps, qui agrège, comme la criticité, des aspects géologiques, économiques, politiques et environnementaux. Les experts semblent préférer d'ailleurs désormais utiliser la notion de métaux stratégiques plutôt que celle que de métaux rares.

23. *« Fiche de synthèse sur la criticité des métaux – Le dysprosium »* BRGM (2016) https://www.mineralinfo.fr/sites/default/files/documents/2020-12/fichecriticitedysprosium-publique160913.pdf
24. « Mineral Commodity Summaries, Rare Earth » U.S. Geological Survey (2019) https://prd-wret.s3-us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/atoms/files/mcs-2019-raree.pdf

12.3.4 Les besoins en métaux spécifiques pour les batteries constitue un point de vigilance réel surtout pour les véhicules électriques

12.3.4.1 Des batteries aujourd'hui largement consommatrices de métaux critiques comme le lithium, le cobalt et le nickel

Les batteries s'imposent aujourd'hui comme un élément incontournable de la décarbonation des systèmes énergétiques dans le monde, notamment à travers le développement du véhicule électrique. Ce dernier doit ainsi permettre de remplacer les véhicules à essence et diesel, nettement plus émetteurs de gaz à effet de serre (même en tenant compte du cycle de vie des batteries pour les véhicules électriques) et d'autres polluants atmosphériques. Comme présenté à la partie 12.2.4, l'électrification des transports contribuera ainsi à une part très importante de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, en France mais également dans beaucoup d'autres pays.

Plus spécifiquement, les batteries lithium-ion, dont la technologie a progressé et les coûts ont fortement baissé ces dernières années, apparaissent comme la solution privilégiée aujourd'hui pour les véhicules électriques ou encore pour les stockages stationnaires fournissant des services au système électrique.

Pour autant, ces batteries présentent des besoins importants en métaux, et en particulier en lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite. Les consommations de tels métaux peuvent varier selon les technologies précises[25] mais suscitent dans tous les cas un point de vigilance particulier en matière d'approvisionnement. Pour chacune des matières considérées, les enjeux sont variables : disponibilité des réserves géologiques, dépendance géostratégique ou économique ou encore impact environnemental et social associé à leur extraction dans les mines. Ceux-ci sont détaillés dans la suite de cette partie pour le lithium et le cobalt, qui présentent, vu d'aujourd'hui, les problématiques de criticité les plus importantes. Des compléments pourront être apportés dans les analyses approfondies qui seront publiées au premier trimestre 2022.

12.3.4.2 Une consommation de ressources spécifiques pour les batteries essentiellement dépendante du développement des véhicules électriques et qui peut être modérée grâce à la sobriété énergétique

Dans les « Futurs énergétiques 2050 », les batteries sont mobilisées de manière importante pour la décarbonation du système énergétique, à la fois pour les véhicules électriques (qui représentent 95 % du parc de véhicules légers à l'horizon 2050) et pour la fourniture de services au système électrique (batteries dites « stationnaires »).

Toutefois, les volumes en jeu pour ces deux types de fonctions sont d'ordres de grandeur très différents. Dans tous les scénarios étudiés, les batteries dédiées à l'équilibrage du système électrique à l'horizon 2050 représentent ainsi entre quelques gigawattheures et quelques dizaines de gigawattheures (voir chapitre 7), soit des capacités sans commune mesure avec celles correspondant au parc de véhicules électriques au même horizon qui atteint plusieurs milliers de gigawattheures.

L'essentiel de l'enjeu autour de la consommation en métaux critiques des batteries porte donc sur les effets associés à l'essor du véhicule électrique. Dans ce cadre, **un des principaux leviers pour réduire la demande en métaux critiques des batteries consiste à accompagner la décarbonation des transports et le**

25. Il est possible de distinguer plusieurs technologies de batteries lithium-ion parmi lesquelles :
- NMC (nickel, cobalt, manganèse), les plus répandues pour leur bon rapport poids/énergie et qualité/prix ;
- NCA (nickel, cobalt, aluminium) moins répandue ;
- LFP (lithium, fer, phosphate), technologie aujourd'hui peu répandue mais qui pourrait se développer.

Figure 12.33 Capacité des batteries stationnaires en 2050 dans les six scénarios et dans les véhicules électriques légers dans les scénarios de référence et sobriété

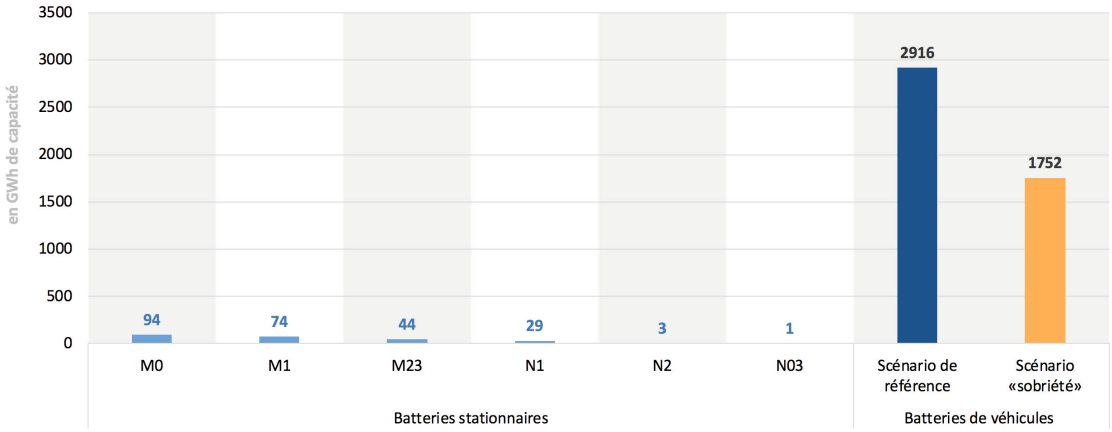
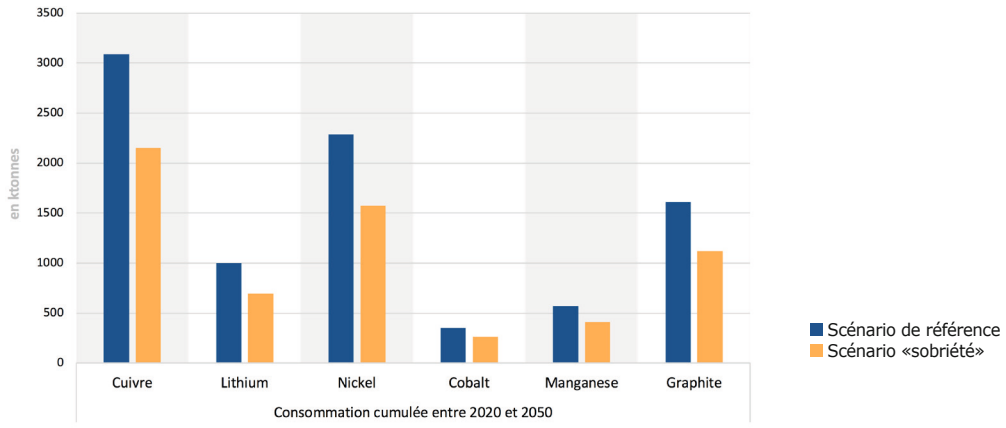


Figure 12.34 Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries des véhicules électriques dans différentes trajectoires de consommation électrique



développement du véhicule électrique d'une approche de sobriété *(voir chapitre 3)*. Celle-ci repose notamment sur le fait de privilégier, lorsque cela est possible, le report modal vers les transports en commun ou des modes «doux» (vélo, marche…), l'autopartage et le covoiturage ou encore le recours à des batteries de petite taille pour les véhicules amenés à faire majoritairement de petits trajets quotidiens.

Le rapport publié par RTE en mai 2019 sur les enjeux autour du développement de la mobilité électrique avait déjà mis en évidence les impacts positifs des leviers de sobriété, notamment en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'étude «Futurs énergétiques 2050» conforte ce résultat et met en évidence les réductions importantes de consommation de ressources critiques permises par une telle approche.

Dans la trajectoire de référence sur la consommation, la demande en lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite associée au développement du véhicule électrique en France atteint plusieurs centaines de milliers de tonnes voire plusieurs millions de tonnes en cumul sur la période 2020-2050. **Cette consommation est significativement réduite, d'environ 30 %, dans le scénario sobriété présenté au chapitre 3.**

Au-delà des économies permises par la sobriété, plusieurs autres leviers pourront contribuer à minimiser le besoin en métaux critiques ou à soulager les contraintes en matière d'approvisionnement.

D'une part, il convient de prolonger la recherche sur des technologies innovantes consommant moins de matériaux critiques et de développer le recyclage, notamment pour certaines matières comme le cobalt pour lesquelles des solutions technologiques existent dès à présent.

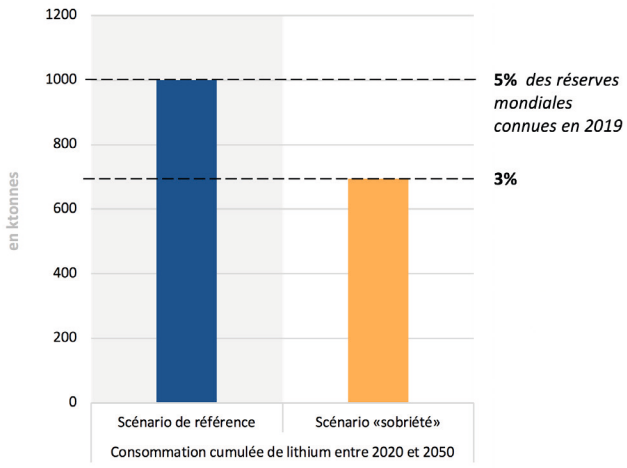
D'autre part, la recherche de nouveaux gisements pourrait permettre de développer de nouvelles chaînes d'approvisionnement. L'exploration des grands fonds océaniques, évoquée par le gouvernement français dans la Stratégie nationale d'exploration et d'exploitation des ressources minérales, constitue une solution possible pour accéder à de nouvelles réserves en métaux rares (notamment cobalt, nickel et cuivre). Celle-ci présente toutefois des incertitudes en matière d'impact environnemental. L'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN) a ainsi récemment adopté une motion demandant un moratoire sur l'exploitation minière des fonds marins, qui est également réclamé par de nombreuses associations de protection de l'environnement.

12.3.4.3 Lithium : une vigilance particulière dans un contexte d'essor du véhicule électrique au niveau mondial, de dépendance croissante à la Chine pour cette ressource et de faibles perspectives de recyclage

La demande en lithium a connu une forte croissance au cours des dernières années, portée par le développement des batteries lithium-ion et leur utilisation généralisée dans les véhicules électriques. Cette augmentation de la demande, qui devrait se poursuivre et même s'accentuer dans les prochaines décennies suscite des inquiétudes sur l'approvisionnement en lithium à long terme pour différentes raisons.

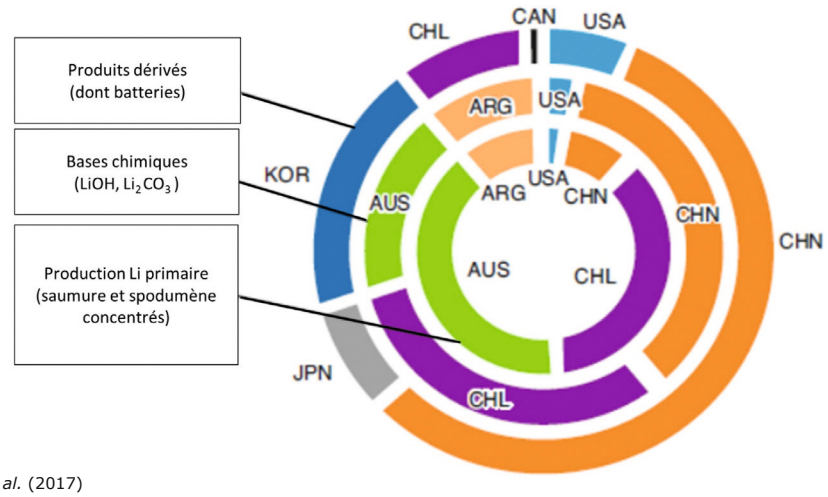
En premier lieu, les réserves mondiales de lithium connues à l'heure actuelle apparaissent limitées en regard de la croissance de la consommation. Le scénario de référence décrit dans les « Futurs énergétiques 2050 » prévoit une demande cumulée en lithium d'environ 1 million de tonnes sur les trente prochaines années pour électrifier 95 % du parc de véhicules légers en France et décarboner les transports. Cette demande représente de l'ordre de 5 % des réserves mondiales connues de lithium[26], pour les seuls besoins associés aux véhicules électriques français alors même que d'autres secteurs sont

Figure 12.35 Consommation cumulée de lithium entre 2020 et 2050 dans le scénario de référence et le scénario sobriété pour les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport aux réserves mondiales connues en 2019



26. « *Mineral Commodity Summaries, Lithium* » U.S. Geological Survey (2021) https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-lithium.pdf

Figure 12.36 Répartition géographique de la production minière et métallurgique du Lithium et produits dérivés en 2017



Source : Hao *et al.* (2017)

également consommateurs de lithium (industrie du verre et de la céramique…) et que la plupart des pays dans le monde prévoient également un développement massif du véhicule électrique. Même dans le scénario de sobriété, la consommation en lithium sur la période 2020-2050 atteindrait 3 % des réserves, ce qui apparaît contraignant étant donné que la France compte aujourd'hui pour environ 1 % de la population mondiale et 3 % des véhicules dans le monde.

De plus, l'utilisation du lithium dans les batteries apparaît aujourd'hui difficilement substituable dans la mesure où la technologie lithium-ion est largement dominante. Seul un changement technologique serait de nature à diminuer fortement la contrainte sur la croissance de la demande en lithium mais aucune technologie alternative ne semble aujourd'hui en mesure de remplacer les batteries lithium. Par ailleurs, les capacités de recyclage visant à réutiliser le lithium dans les batteries en perspective de la fabrication de nouvelles batteries sont aujourd'hui très faiblement développées (l'obtention de lithium de qualité suffisante pour un ré-usage en batteries se faisant à des coûts très élevés).

Sur les plans environnementaux et sociaux, l'extraction et la transformation du lithium suscitent également des inquiétudes dans certaines régions du monde. L'exploitation de la filière « salars » en Amérique du Sud conduit par exemple à des risques de conflits d'usage de l'eau et à une consommation d'espace important susceptible de perturber la biodiversité. Un autre enjeu majeur porte sur le raffinage, aujourd'hui concentré en Chine et qui est très énergivore et émetteur de gaz à effet de serre.

Enfin, l'approvisionnement en lithium pose des questions de dépendance géostratégique vis-à-vis de la Chine. Celle-ci constitue un acteur majeur intégré dans le secteur du lithium avec deux importantes compagnies, Tianqi Lithium et Ganfeng Lithium Co. La Chine est ainsi devenue le plus gros consommateur de lithium et le plus gros producteur de lithium transformé. Bien qu'elle importe la majorité des ressources qu'elle raffine sur son territoire (dont 75 % de spodumène en provenance d'Australie et 25 % de saumures en provenance d'Amérique du Sud) elle devrait garder à moyen terme une place prédominante avec un fort risque de capter les nouvelles productions de lithium mondiales, malgré l'initiation de stratégies en Europe, aux États-Unis et en Australie.

12.3.4.4 Cobalt : des réserves limitées et une chaîne d'approvisionnement qui repose sur un petit nombre de pays

Le cobalt est aujourd'hui essentiellement extrait à partir des mines de cuivre, nickel et gisements sulfurés. Il constitue désormais une des ressources essentielles pour les technologies de batteries actuellement les plus utilisées pour les véhicules électriques, à savoir les batteries nickel-manganèse-cobalt (NMC). Les évolutions technologiques récentes conduisent à développer des batteries moins gourmandes en cobalt (NMC811), permettant de modérer l'accroissement de la demande, mais le cobalt restera à moyen terme une ressource stratégique pour les batteries rechargeables mobiles à moyen long terme (pour les véhicules électriques mais également pour de nombreuses autres applications comme le numérique) du fait de la stabilité qu'il procure à la batterie.

Il s'agit en outre d'une des ressources présentant aujourd'hui le plus de vigilance en matière d'approvisionnement, pour plusieurs raisons d'ordre géologique et stratégique.

En premier lieu, le niveau de réserves connues ne permet de répondre qu'à quelques dizaines d'années de consommation au rythme actuel tout au plus : depuis 2002, le niveau de réserves est passé d'environ 150 ans à 50 ans de consommation, étant donné que les besoins augmentent fortement tandis que le niveau des réserves connues tend à stagner. **À moyen terme, l'accélération du développement du véhicule électrique et du numérique à travers le monde contribuera à accentuer encore la pression sur les réserves de cobalt.**

À titre d'illustration, à l'échelle des besoins français pour la décarbonation des transports, la demande en cobalt s'élèverait, selon l'évolution des parts de marché des différentes technologies (NMC333, NMC622, NMC811…), entre 360 et 1 000 kilotonnes sur la période de 2020-2050 dans la trajectoire de référence. Dans le cas le plus favorable intégrant une évolution vers le recours à des batteries moins consommatrices de cobalt, ceci représente une consommation annuelle d'environ 12 kt/an, soit l'équivalent de 8,5 % de la production mondiale[27] de cobalt en 2019 (uniquement pour les véhicules électriques français).

Dans le scénario sobriété, la consommation annuelle de cobalt est réduite à 9 kt/an, soit 6 % de la production actuelle au niveau mondial, ce qui reste un niveau très important (d'autant que le parc de véhicules français ne représente qu'environ 2,5 % du nombre total de véhicules dans le monde et que cette part devrait baisser à l'avenir).

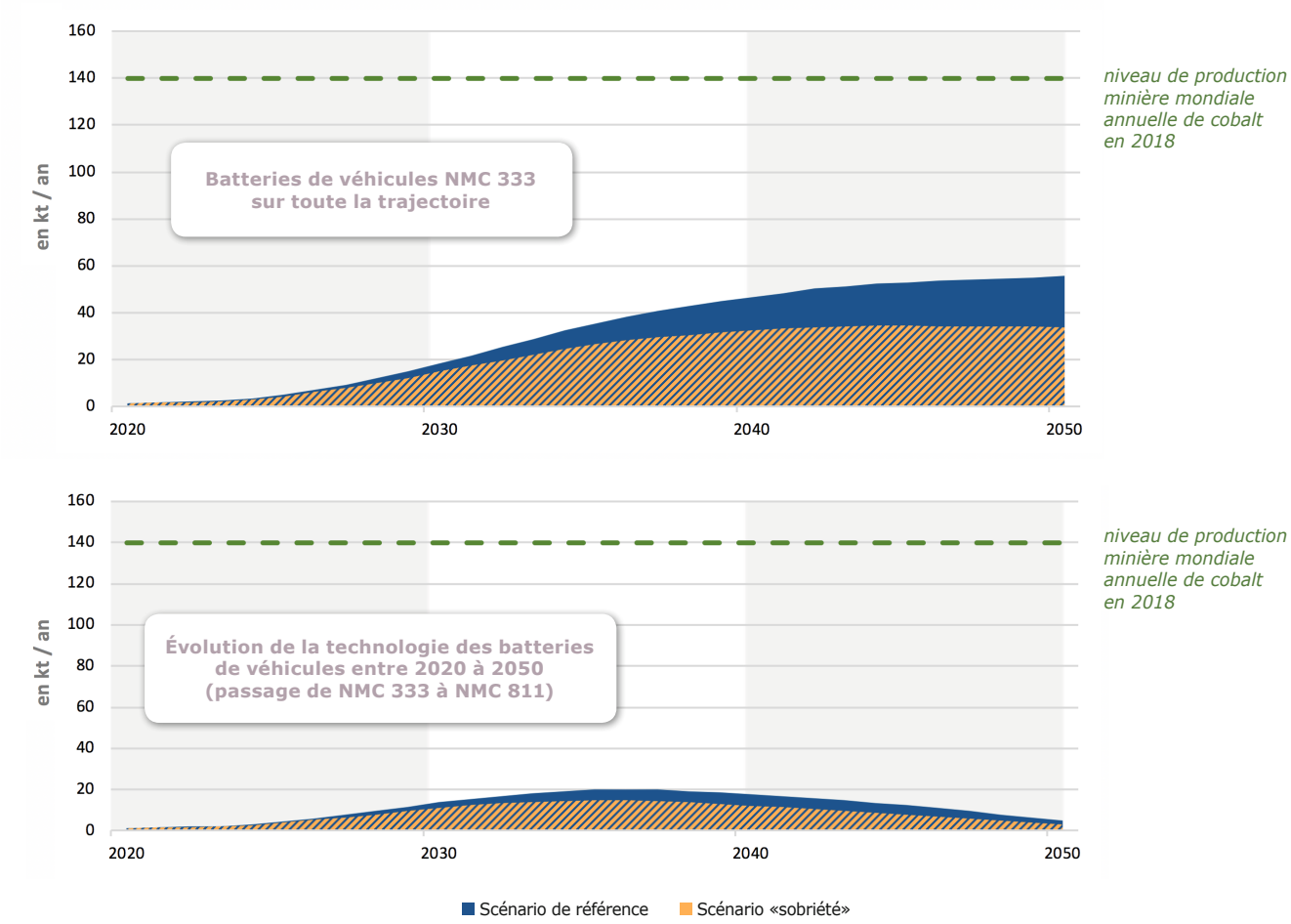
Pour consolider l'approvisionnement, de nombreuses recherches géologiques sont en cours. Certains gisements commencent aujourd'hui tout juste à être identifiés, en particulier dans les résidus miniers des mines actuelles qui contiennent du cobalt. Les fonds marins riches en cobalt pourraient également être exploités à l'avenir mais cette possibilité reste très incertaine. Dans l'ensemble, les nouveaux gisements attendus pourront atténuer la pression sur le cobalt sans toutefois annuler le caractère critique de cette ressource.

En second lieu, l'approvisionnement en cobalt présente à l'heure actuelle une forte dépendance à un nombre réduit de pays et d'acteurs. Au niveau de la production minière, 72 % du cobalt est produit en République démocratique du Congo (RDC), tandis que la Chine dispose d'un monopole sur le raffinage (production métallurgique). Étant donné les gisements disponibles et les dynamiques actuelles, la RDC et la Chine devraient garder leur monopole à moyen terme.

Des capacités de production existent également en Europe et représentent environ 15 % de la production totale actuelle, essentiellement en Belgique et en Finlande. En termes de gisement, le potentiel minier en Europe (notamment en Finlande) pourrait couvrir une large part voire la totalité des besoins du continent (selon l'évolution des besoins), mais aucune stratégie européenne n'est engagée à ce stade pour aller dans ce sens.

27. *«Mineral Commodity Summaries, Cobalt»* U.S. Geological Survey (2020) Cobalt Data Sheet – Mineral Commodity Summaries 2020 (usgs.gov)

Figure 12.37 Trajectoire de consommation du cobalt primaire[28] pour les batteries de véhicules électriques dans le scénario de référence et le scénario de sobriété, selon deux évolutions possibles de la technologie de batterie NMC



En matière de recyclage, des filières existent dès aujourd'hui pour recycler les chutes de production ou les usages en fin de vie. Du fait de la tension croissante sur le cobalt et de l'augmentation de sa valeur sur les marchés mondiaux, le taux de recyclage devrait s'accroître dans les prochaines années contribuant à modérer les tensions sur l'approvisionnement (sans les faire disparaître).

Enfin, le cobalt présente un grand nombre d'impacts négatifs sur le plan social et environnemental. Il génère des risques d'exploitation d'enfants dans les mines artisanales (représentant environ 20 % de la production en République démocratique du Congo) et contribue à alimenter les conflits armés en Afrique[29].

28. La part de cobalt secondaire dans la consommation est identique à celle d'aujourd'hui, soit 32 %
29. «This is what we die for. Human rights abuses in the Democratic Republic of Congo», Amnesty International (2016).

12.3.5 La croissance de la demande en ressources structurelles, tirée par le secteur électrique mais aussi de nombreux autres secteurs, est susceptible de créer des tensions sur l'approvisionnement de certaines matières comme le cuivre

De nombreuses matières structurelles (cuivre, aluminium, béton, acier) connaissent aujourd'hui un net accroissement de la demande, tiré par différents effets : les besoins pour la transition énergétique (évolution du mix énergétique et des équipements) mais également le développement soutenu des technologies du numérique (internet, objets connectés..) ou encore l'évolution démographique et l'augmentation du niveau de vie qui accroît la demande en bâtiments, transports et équipements divers.

12.3.5.1 Cuivre : un métal critique, consommé dans le secteur électrique et de nombreux autres secteurs, et qui présente un risque de tensions sur l'approvisionnement à moyen terme

Le cuivre est aujourd'hui utilisé dans la plupart des secteurs économiques et notamment dans le secteur du bâtiment que ce soit pour l'électricité, les télécommunications ou la plomberie, ou encore dans les infrastructures de production et de transport d'électricité. Il est également utilisé dans l'automobile, les biens de consommation, la réfrigération et la climatisation, etc. Le cuivre constitue en conséquence une ressource désormais très stratégique.

Plusieurs organismes mentionnent un point de vigilance concernant l'approvisionnement en cuivre. L'Agence internationale de l'énergie projette par exemple un pic d'extraction autour de 2024 compte tenu des mines existantes, de celles en construction et du besoin de cuivre pour la transition énergétique. L'IFPen estime dans une autre étude[30] que la consommation mondiale de cuivre cumulée d'ici 2050 pourrait dépasser le niveau de ressources connues[31] en 2019[32]. Même en prenant en compte les capacités de recyclage du cuivre (aujourd'hui environ un tiers de la demande mondiale est satisfaite à partir de cuivre recyclé), la consommation de cuivre primaire d'ici 2050 s'élèverait à plus de 80 % des ressources connues en 2019 soit un niveau susceptible de compliquer fortement l'approvisionnement en cuivre.

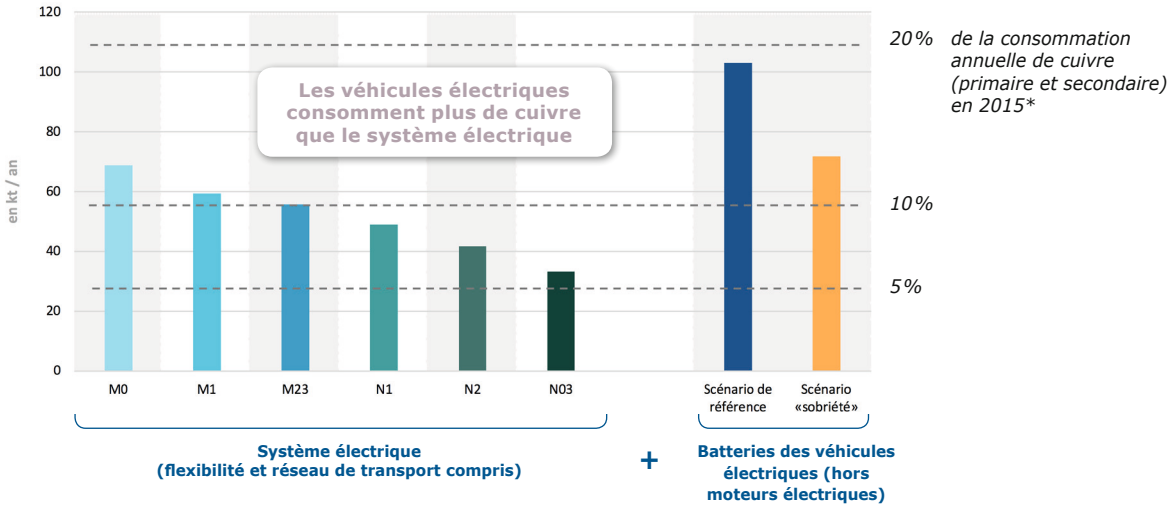
Le niveau de réserves rapporté au volume de consommation du cuivre est stable depuis plusieurs années et estimé à 30-40 ans. Bien que les budgets d'exploration sur les dernières années soient en hausse, le rythme de découverte de nouveaux gisements s'étiole, en particulier depuis 2014. **Le manque de découverte de nouveaux gisements susceptibles de prendre le relais des grands gisements en fin de vie conduirait à de sérieux problèmes d'approvisionnement dans un futur proche, notamment dans un contexte d'accroissement de la demande.** Des fluctuations récentes du prix du cuivre illustrent dès à présent les tensions croissantes sur l'approvisionnement de cette ressource.

Dans ce contexte, le recyclage constitue un levier essentiel pour faire face à l'accroissement de consommation de cuivre. Le niveau de cuivre recyclé en Europe stagne depuis 2005 et si les taux de recyclage pourraient être améliorés, ils sont toutefois conditionnés par la durée d'immobilisation de la ressource consommée durant la durée de vie des infrastructures dans laquelle elle est intégrée.

En France, la consommation française de cuivre primaire et secondaire était estimée à environ 530 kt en 2015[33]. D'ici 2050, l'évolution du système

30. *«Le cuivre dans la transition énergétique : un métal essentiel, structurel et géopolitique»* Les métaux dans la transition énergétique, n°2, IFPEN (2020)
31. Les ressources désignent les volumes de ressources minérales connues et contenues dans les sous-sols, tandis que les réserves minérales désignent la partie économiquement exploitable des ressources mesurées ou indiquées, démontrée par au moins une étude préliminaire de faisabilité
32. *«Mineral Commodity Summaries, Copper»* U.S. Geological Survey (2021) https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-copper.pdf
33. D'après données Exiobase + Eurostat – ComExt et BNR

Figure 12.38 Consommation annuelle moyenne de cuivre entre 2020 et 2050 dans les scénarios et les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport à la consommation annuelle de cuivre (primaire et recyclé, tous secteurs confondus) en 2018



* issues des données Exiobase + Eurostat – ComExt et BNR

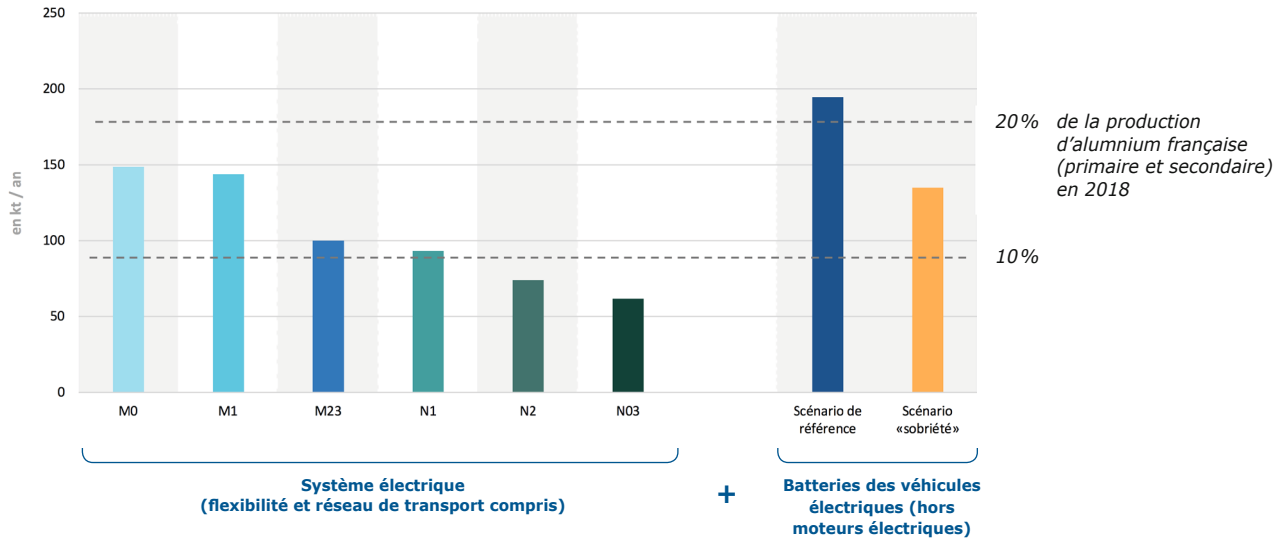
électrique (flexibilité et réseau de transports compris) consommera l'équivalent de 6 à 13 % de la demande française actuelle de cuivre en moyenne chaque année. La demande en cuivre estimée pour les infrastructures de production, stockage et réseau dépend ainsi de manière non négligeable des choix sur le mix électrique : les scénarios avec relance du nucléaire seront en moyenne moins consommateurs de cuivre. Du côté des usages, les véhicules électriques sont également gourmands en cuivre, que ce soit dans les batteries ou les moteurs électriques (pour ne pas utiliser de terres rares). À elles seules, les batteries dédiées à la mobilité électrique conduiraient dans la trajectoire de référence à une demande annuelle de cuivre évaluée à environ 19 % de la consommation actuelle française de cuivre, valeur qui peut être à réduite à 13 % dans le scénario de sobriété.

12.3.5.2 Aluminium : un classement comme matière critique par la Commission européenne mais des enjeux *a priori* moins contraignants que pour le cuivre

En 2020, la Commission européenne a ajouté la bauxite, matière première de l'aluminium à la liste des matières premières critiques (en même temps que le lithium, le titane et le strontium), du fait de plusieurs évènements significatifs qui ont mis en avant la fragilité de la chaîne d'approvisionnement de l'aluminium. En 2018, le marché de l'alumine (substance intermédiaire entre la bauxite et l'aluminium métal) a par exemple été exceptionnellement volatil en raison de plusieurs incidents, comme la diminution de production du quatrième producteur mondial d'alumine suite à décision de justice brésilienne vis-à-vis de manquements aux normes environnementales.

Si les chaînes d'approvisionnement en aluminium nécessitent donc un point de vigilance, les possibilités de tension sur l'approvisionnement sont de bien moindre ampleur que pour le cuivre. Les réserves en bauxite sont présentes en abondance dans de nombreuses régions du monde. Même si la Chine représente une part importante de la production

Figure 12.39 Consommation annuelle moyenne d'aluminium pour le système électrique et pour les batteries de véhicules électriques sur 2020-2050 et comparaison par rapport à la production annuelle d'aluminium (primaire et recyclée, tous secteurs confondus) en 2018



d'aluminium, des usines sont également présentes dans de nombreux pays. Enfin, l'aluminium possède des propriétés qui rendent son recyclage possible dans de très fortes proportions. La croissance du taux de recyclage serait donc également de nature à atténuer encore d'éventuelles pressions sur l'approvisionnement.

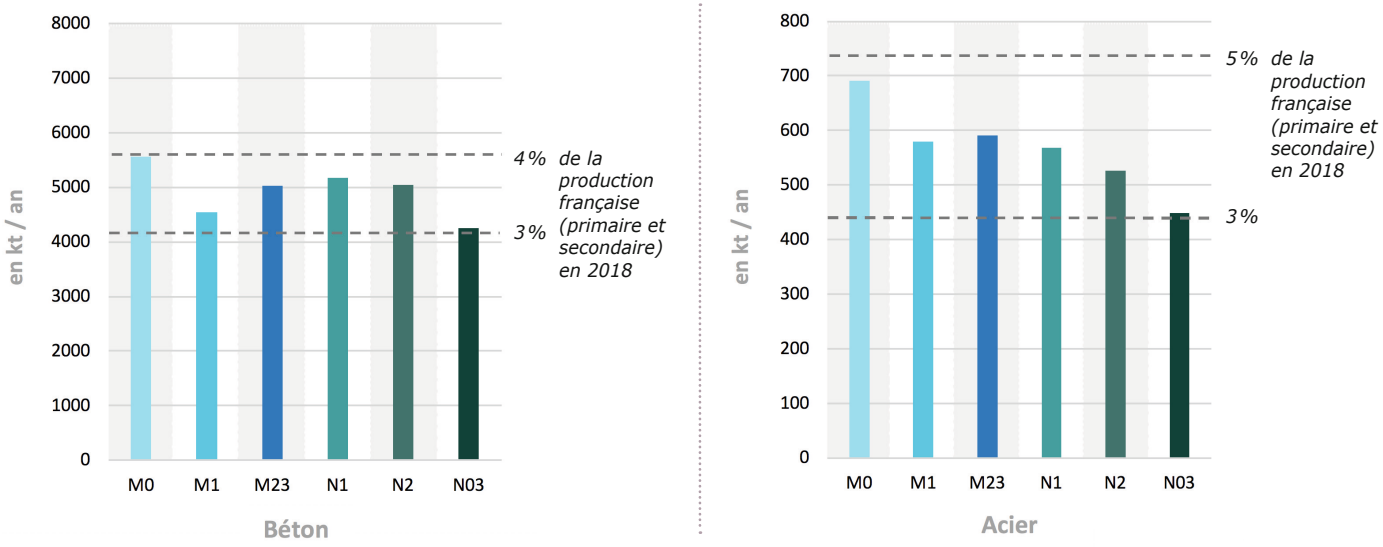
Dans le cadre des scénarios des «Futurs énergétiques 2050», la consommation d'aluminium augmente pour satisfaire les besoins du système électrique, pour le cadre des panneaux photovoltaïque notamment et les conducteurs du réseau, mais aussi des batteries des véhicules électriques. Ainsi d'ici 2050, la consommation annuelle moyenne d'aluminium pour les batteries de véhicules électriques et les infrastructures du système électrique pourrait être comprise entre 200 et 350 kilotonnes (selon les scénarios de mix et de consommation) soit l'équivalent de 22 % à 38 % de la production française actuelle, ce qui est relativement significatif.

12.3.5.3 Béton et acier : des consommations importantes en tonnage dans tous les scénarios mais une chaîne d'approvisionnement plus facile à maîtriser

Dans le débat public sur l'évolution du système électrique, de nombreuses parties prenantes attirent régulièrement l'attention sur la consommation de béton requise pour la construction de nouveaux moyens de production, que ce soit pour les énergies renouvelables (par exemple, fondations des mâts d'éoliennes) ou encore les centrales nucléaires.

Les volumes de béton nécessaires pour le génie civil accompagnant la construction de nouvelles infrastructures du système électrique sont en effet importants : entre 2020 et 2050, ils sont ainsi estimés autour de 5 millions de tonnes en moyenne, soit de l'ordre de 3-4 % de la production française de béton. La consommation de béton est en outre globalement équivalente dans les scénarios avec et sans nouveau nucléaire, les besoins étant en

Figure 12.40 Consommations annuelles moyennes de béton et d'acier pour le système électrique entre 2020 et 2050 et comparaison par rapport à la production annuelle actuelle en France (primaire et recyclée et tous secteurs confondus)



effet significatifs à la fois pour les éoliennes et le nucléaire. La consommation est légèrement plus faible dans M1, du fait d'un recours plus important aux petites installations photovoltaïques qui consomment moins de béton, ainsi que dans le scénario N03, du fait du maintien plus important des réacteurs nucléaires existants à l'horizon 2050 qui conduit en conséquence à un moindre besoin de construction de moyens de production.

Du point de vue de l'approvisionnement, le béton suscite moins d'inquiétudes que les matières métalliques. Le béton utilisé est fabriqué en France (son transport longue distance étant plus coûteux que pour d'autres matières) et il n'existe pas de problématiques de réserves. Son utilisation dans le secteur de la construction pourrait en outre se réduire avec les nouvelles réglementations environnementales du bâtiment et le rythme décroissant de construction neuve. De plus, le béton armé des fondations[34] des éoliennes peut aussi être facilement valorisé : trié, concassé et déferraillé, il peut être réutilisé sous la forme de granulats dans le secteur de la construction ou dans les nouvelles fondations éoliennes elles-mêmes.

De la même manière, l'acier reste une ressource relativement locale, bien qu'elle nécessite des approvisionnements en fer. Dans les différents scénarios, les besoins annuels en acier pour le système électrique sur la période 2020-2050 sont de l'ordre de 450 kt/an (N03) et 700kt/an (M0), soit autour de 10 % de la consommation annuelle d'acier correspondant au secteur du bâtiment et 3 à 5 % de la production totale française. La filière française de l'acier bénéficie par ailleurs d'une capacité de recyclage relativement fonctionnelle, permettant de réutiliser au mieux la matière.

34. L'arrêté du 22 juin 2020 introduit dans la règlementation française, l'obligation de démanteler la totalité des fondations sauf dans le cas où le bilan environnemental est défavorable sans que l'objectif de démantèlement puisse être inférieur à 1 mètre de profondeur.

12.3.6 Un point d'attention doit également être porté à l'approvisionnement en silicium, dans un contexte de forte croissance de la demande liée au développement du photovoltaïque

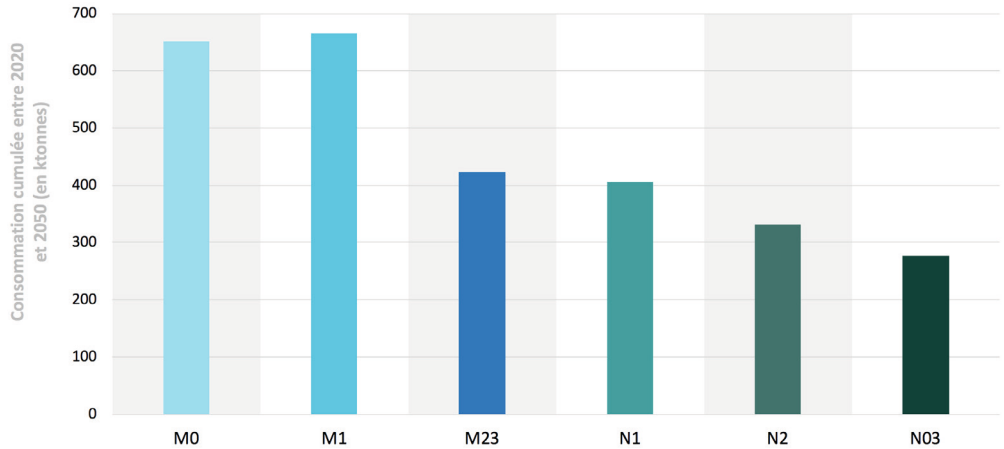
Le marché des panneaux photovoltaïques est aujourd'hui dominé par la technologie de cellules cristallines à base de silicium, du fait de ses caractéristiques favorables en matière de rendement et de coûts de production. Cette filière a connu des améliorations de performance et des baisses de coûts très importantes au cours des dernières années et devrait rester majoritaire sur le marché du solaire à moyen terme.

Au niveau mondial, l'accélération du développement des installations photovoltaïques conduit en conséquence à mobiliser des quantités importantes de silicium métallique, issu de la carboréduction de la silice de haute pureté. En dehors du système électrique, la microélectronique est également devenue un consommateur important de silicium métallique.

Contrairement à d'autres ressources, le silicium ne présente pas de rareté géologique : il est même l'un des éléments les plus abondants de la croûte terrestre même si les gisements spécifiques de roches siliceuses de haute pureté exploitables, nécessaires à la production de panneaux photovoltaïques, ne représentent qu'une part des volumes totaux de silicium. Les réserves se situent principalement en Chine mais de nombreux autres pays en possèdent également, dont la France et l'Espagne avec des réserves estimées à plus d'une vingtaine de millions de tonnes. À des horizons de long terme, la tension sur les réserves pourrait s'accroître essentiellement dans des scénarios de forte accélération sur le photovoltaïque et d'absence de découverte de nouveaux gisements de silice haute pureté. Vis-à-vis des besoins pour le système électrique français, les réserves estimées en Europe semblent toutefois suffisantes pour tous les scénarios.

À moyen terme, les tensions attendues sur le silicium sont donc, vu d'aujourd'hui, moins contraignantes que pour le cuivre ou le cobalt. L'approvisionnement en silicium pour le photovoltaïque suscite néanmoins une vigilance particulière. Dans les deux derniers mois, le prix du silicium métallique a bondi de +300 % d'après l'agence Bloomberg. Cette évolution s'explique notamment par un ralentissement de la production chinoise de silicium, du fait d'un rationnement

Figure 12.41 Consommations cumulées de silicium métalliques pour les panneaux photovoltaïques entre 2020 et 2050, selon les six scénarios



de la consommation d'électricité dans certaines régions de Chine, ayant conduit à l'arrêt de certaines usines. En conséquence tous les secteurs en aval de la production de silicium ont été affectés, en commençant par les industriels de l'aluminium, de l'électronique, et par conséquent de l'automobile qui sont déjà concernés par l'envolée du coût de l'acier suite à la reprise après crise du Covid. Quant au solaire, le prix des panneaux photovoltaïques polycristallins pourrait en conséquence également augmenter de manière significative.

Cette situation illustre ainsi la forte dépendance de l'approvisionnement en silicium à la Chine, qui domine le marché de production de silice de haute pureté et de production de silicium métallique. Toutefois la France et la Norvège sont aussi des producteurs significatifs, mais les industriels concernés connaissent aujourd'hui des difficultés économiques (notamment Ferropem en France) et prévoient des fermetures de site à moyen terme. **Sans soutien ni stratégie européenne visant à préserver une part de marché européenne (alors que les réserves et l'outil industriel existe déjà), la Chine pourrait devenir le seul producteur de silicium métallique et de panneaux photovoltaïques dans le monde, fragilisant grandement la sécurité d'approvisionnement de la ressource.**

Du fait du faible prix du silicium métal de haute pureté observé au cours des dernières années, les capacités de recyclage sont aujourd'hui peu développées. Seules les pertes à la découpe des lingots de silicium sont à l'heure actuelle recyclées en boucle courte. L'augmentation de la consommation et des prix du silicium pourrait toutefois favoriser le développement de filières de recyclage, notamment pour le recyclage du «kerf» (poussière de silicium issue de la découpe des lingots en plaquettes solaires et microélectroniques). Le recyclage des installations photovoltaïques en fin de vie reste en revanche plus incertain dans la mesure où la plaquette de silicium est collée à son substrat, ce qui ne permet pas de récupérer la matière en l'état actuel des technologies disponibles.

12.3.7 Les réserves d'uranium naturel et la chaîne de production en uranium enrichi ne semblent pas soulever de risques d'approvisionnement d'ici 2050

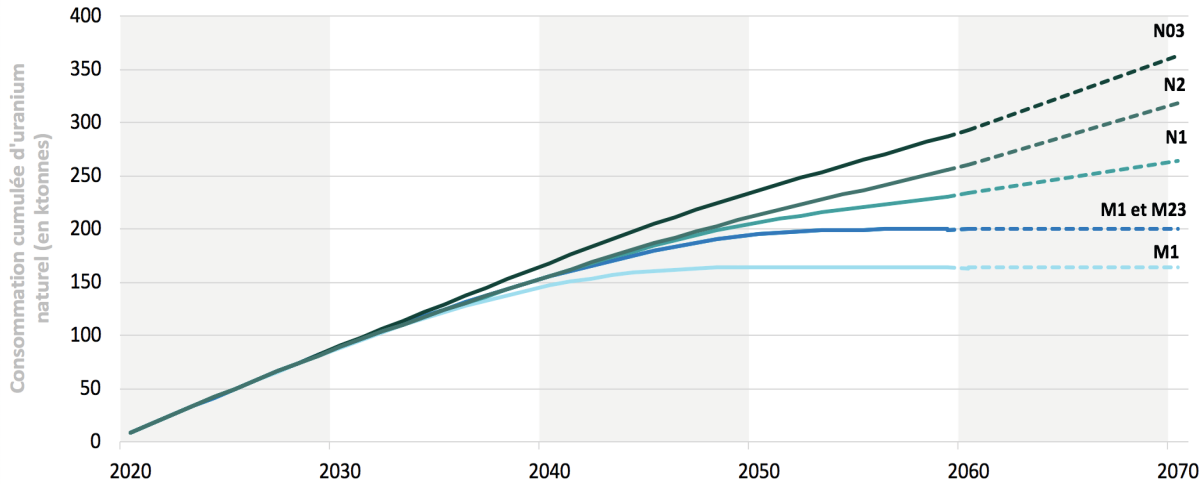
En 2019, les réserves mondiales d'uranium identifiées comme exploitables étaient de l'ordre de 6800 kilotonnes, représentant plus d'un siècle de consommation au rythme actuel : la consommation d'uranium naturel pour le système électrique français s'élève à environ 8 kilotonnes par an, sur un total d'environ 59 kilotonnes consommées dans le monde[35] chaque année.

Historiquement marquée par des perspectives plus incertaines, la disponibilité des réserves d'uranium naturel à long terme fait aujourd'hui l'objet de moins d'inquiétudes, dans un contexte où de nombreux pays prévoient de fermer leur parc de réacteurs nucléaires et où le nombre de réacteurs en construction reste limité. Si les stratégies de transition énergétique dans certains pays (Chine, Royaume-Uni, Europe de l'est) pourraient conduire à un nouveau cycle d'investissement dans le nucléaire, aucune pénurie sur l'uranium naturel n'est anticipée à moyen terme.

Dans les différents scénarios de mix de l'étude «Futurs énergétiques 2050», la consommation d'uranium devrait en outre ralentir de manière plus ou moins importante, sous l'effet de la réduction de la capacité nucléaire et de l'amélioration du rendement permise par les réacteurs de 3e génération de type EPR. Dans le scénario le plus haut en matière de capacité nucléaire (N03), la consommation cumulée d'uranium naturel atteint près de 260 kt sur la période 2020-2060 (6,5 kilotonnes par an), sous l'hypothèse d'une poursuite de la stratégie de mono-recyclage actuel (des stratégies différentes pourraient légèrement modifier ce chiffre à la hausse ou à la baisse).

Plutôt que sur la question de la disponibilité des réserves, l'approvisionnement en uranium naturel suscite de vifs débats autour de la question de l'indépendance énergétique. D'un côté, certains soulignent le fait que la France est aujourd'hui

Figure 12.42 Consommation cumulée d'uranium naturel entre 2020 et 2070, à niveau de mono-recyclage actuel



35. «*Uranium 2020 ressources, production and demand*» Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency (2020) – p.77 7555_uranium_-_resources_production_and_demand_2020__web.pdf

dépendante d'autres régions du monde pour l'importation d'uranium naturel (produit dans des mines au Kazakhstan, au Canada, au Niger, etc.) ou pour certaines étapes du cycle comme la fluorisation de l'uranium de retraitement. D'autres acteurs indiquent à l'inverse que la France dispose de gisements d'uranium naturel sur son territoire (même si non exploités à l'heure actuelle), de stocks constitués pour plusieurs années de fonctionnement et d'une filière de production, d'enrichissement et de traitement de l'uranium tirée par des acteurs industriels nationaux de premier plan.

Orano détient en particulier une part significative des capacités de production minière réparties dans le monde. EDF s'approvisionne quant à lui auprès de plusieurs fournisseurs pour des questions de diversification.

Sur le plan des matières, au-delà de la question de l'approvisionnement en uranium, l'exploitation de réacteurs nucléaires suscite surtout des interrogations du point de vue de la gestion des combustibles usés et du stockage des déchets radioactifs à long terme. Ces problématiques sont abordées dans la partie 12.4

12.4 L'occupation des sols : un enjeu qui porte davantage sur le cadre de vie que sur des questions strictement environnementales comme l'artificialisation

12.4.1 Un débat vif sur l'occupation de l'espace par les infrastructures énergétiques mais avec des enjeux qui dépassent les questions environnementales

12.4.1.1 Des interrogations qui portent sur l'artificialisation des sols, en lien avec l'objectif de protection de la biodiversité mais également sur l'impact paysager ou encore la concurrence d'usages

L'incidence du développement des infrastructures du système électrique sur l'occupation du territoire, et en premier lieu celui des installations renouvelables qui connaissent un développement en forte croissance, constitue un point d'attention croissant du débat public sur l'évolution du mix énergétique.

Toutefois, les points de discussion autour des questions d'occupation de l'espace et les critiques émises à l'encontre de l'une ou l'autre des filières sur ce sujet peuvent porter sur des enjeux de natures très différentes.

D'une part, comme mentionné en introduction du chapitre *(voir partie 12.1)*, **l'attention croissante portée sur la préservation de la biodiversité conduit à un point de vigilance spécifique sur l'artificialisation des sols et de manière plus générale sur les changements d'usages des terres liés à toute nouvelle infrastructure.** Le plan Biodiversité publié par le Gouvernement en 2018, ou encore l'objectif d'atteindre à terme « zéro artificialisation nette », témoigne ainsi de cette volonté publique de réduire l'artificialisation des sols pour protéger la nature et la biodiversité.

Dans ce contexte, la plupart des grandes infrastructures du système électrique suscitent une vigilance particulière en matière d'impacts sur les sols : ce point de vigilance concerne plus particulièrement le développement des grandes centrales photovoltaïques au sol, réputées consommatrices de surfaces, et dans une moindre mesure les éoliennes, le réseau ou encore les nouvelles centrales nucléaires.

L'étude des perspectives de développement du système électrique doit ainsi tenir compte de ces enjeux : pour répondre à une demande spécifique émise dans le cadre de la concertation, RTE a traité de manière approfondie cette question dans le cadre de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».

D'autre part, d'autres enjeux évoqués dans le débat concernent des sujets sociétaux, d'ordres esthétiques ou patrimoniaux, et touchent plus largement au cadre de vie : il s'agit notamment des questions portant sur la visibilité des infrastructures énergétiques, de leur intégration dans le cadre de vie des français ou encore autour des conflits avec d'autres usages du sol notamment agricoles.

Ces questions doivent également être traitées avec attention pour assurer l'intégration et l'acceptation des énergies renouvelables. Elles sont détaillées dans la suite de cette section mais renvoient également à une problématique plus générale sur l'acceptabilité des infrastructures énergétiques, qui seront détaillées dans la publication au premier trimestre 2022.

12.4.1.2 Une étude quantitative fondée sur des analyses bibliographiques et cartographiques détaillées pour identifier les enjeux spécifiques à chaque type d'installation

Le calcul de la surface nécessaire au système électrique nécessite l'identification des surfaces occupées par chaque type d'ouvrage. Cette notion de surface occupée n'est toutefois pas définie de manière standard et peut recouvrir différentes conceptions.

Il apparaît en effet nécessaire de pouvoir distinguer :

- les surfaces *artificialisées* ;
  - dont les surfaces *imperméabilisées*, qui ont un impact fort sur les fonctions hydriques des sols ;
- les surfaces non artificialisées mais *susceptibles de restreindre certains co-usages*.

Cette dernière notion restitue une vision extensive de la surface occupée par les infrastructures électriques. Par exemple pour une éolienne, ceci permet de ne pas se limiter à la seule zone d'implantation du mât, mais d'intégrer dans la surface occupée un rayon autour de cette éolienne dans lequel certains usages peuvent être restreints. Néanmoins ces surfaces accessibles pour d'autres usages recouvrent des réalités contrastées. À titre d'exemple, les surfaces situées autour d'une installation éolienne ou sous des panneaux photovoltaïques ne présentent pas les mêmes opportunités de co-usages.

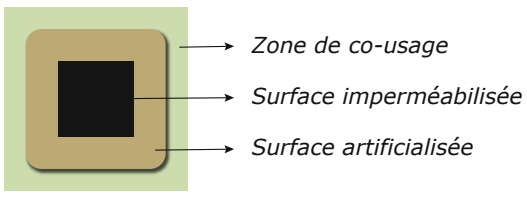
Dans le cadre de l'étude « Futurs énergétiques 2050 », une évaluation des surfaces occupées par le système électrique selon les indicateurs présentés ci-dessus a été réalisée. Cette analyse a été menée en s'appuyant sur des valeurs moyennes associées à chaque filière, calculées sur la base d'analyses cartographiques et d'études bibliographiques.

L'étude s'est ainsi fondée sur des méthodologies de comptabilisation ad hoc, dans la mesure où aucune méthode existante ne semblait suffire à restituer l'ensemble des enjeux discutés en concertation.

Ainsi, si les analyses en cycle de vie permettent de rendre compte de l'impact potentiel sur les sols sur tout le cycle de vie des ouvrages, que ce soit d'un point de vue géographique ou temporel, elles ne permettent pas d'identifier finement les impacts sur l'artificialisation des sols en France ou des co-usages possibles. S'agissant des travaux actuels sur le suivi de l'artificialisation, qui s'appuient pour l'instant sur la méthode des fichiers fonciers, ceux-ci ont mis en évidence le caractère ambigu de certaines surfaces dont celles des éoliennes et des centrales solaires photovoltaïques au même titre que celles des carrières ou des terrains militaires entre autres[36]. Ainsi à la connaissance de RTE, aucune méthode reconnue ne permet d'évaluer les surfaces artificialisées, imperméabilisées ou en co-usages.

L'évaluation quantitative des différentes surfaces par technologie a été réalisée à partir de la littérature existante, comme le rapport d'« inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique » de l'ADEME, des documents techniques de projets existants[37] (pour le photovoltaïque et l'éolien notamment)

Figure 12.43 Schéma de principe des différentes surfaces étudiées



36. CEREMA, 2019, Mesure de l'artificialisation à l'aide des fichiers fonciers, https://artificialisation.biodiversitetousvivants.fr/sites/artificialisation/files/inline-files/definition%20artificialisation%20FF%20V3.pdf
37. Par exemple les documents de consultation publique ICPE des projets de parcs éoliens retenus dans le dernier appel d'offre CRE (CRE, 2020) ou encore des études d'impact existantes sur le PV.

ou encore de relevés cartographiques à partir des ouvrages existants (pour les lignes électriques aériennes[38] par exemple).

Ces travaux constituent ainsi une description inédite de l'occupation du territoire et de l'artificialisation des surfaces par le système électrique.

Les analyses se sont focalisées sur l'occupation des sols terrestres des centrales de production (notamment éoliennes et photovoltaïques) et le réseau de transport d'électricité. Des analyses complémentaires sur l'occupation de l'espace maritime par les énergies marines ou encore sur l'intégration des centrales hydrauliques pourront également faire l'objet de prolongements ultérieurs.

38. Végétation dans l'emprise des lignes aériennes : https://opendata.reseaux-energies.fr/api/datasets/1.0/vegetation-emprise-lignes-rte/attachments/bdr_cggla_vegeo_20190705_zip/

12.4.2 Des enjeux d'occupation de l'espace qui se posent de manière contrastée selon les technologies

12.4.2.1 L'éolien terrestre : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles

Du fait de leur caractère «vertical» et «diffus», les éoliennes terrestres sont devenues en quelques années l'une des filières de production d'énergie les plus visibles sur le territoire français, là où beaucoup d'autres infrastructures associées aux énergies fossiles (raffineries, centrales thermiques…) sont moins visibles, concentrées dans des zones industrialisées ou encore situées en dehors du territoire français. Cette visibilité fait parfois débat avec des critiques sur l'impact paysager du développement des éoliennes en zone rurale.

L'éolien terrestre fait ainsi l'objet de beaucoup plus de préoccupations sur le plan de l'impact visuel paysager que sur la question de l'occupation des sols.

En effet, même si l'emprise des parcs éoliens est plus importante que d'autres moyens de production (les éoliennes ont des pâles de plusieurs dizaines de mètres et les éoliennes d'un même parc sont espacées en moyenne de 400 mètres, conduisant à des parcs qui ponctuent des zones relativement étendues), les surfaces artificialisées et imperméabilisées sont largement contenues. L'artificialisation ne concerne que les différents équipements composant le parc éolien (poste électrique, piste d'accès, plateforme des éoliennes…)

Figure 12.44 Surface d'un parc éolien – schéma de principe

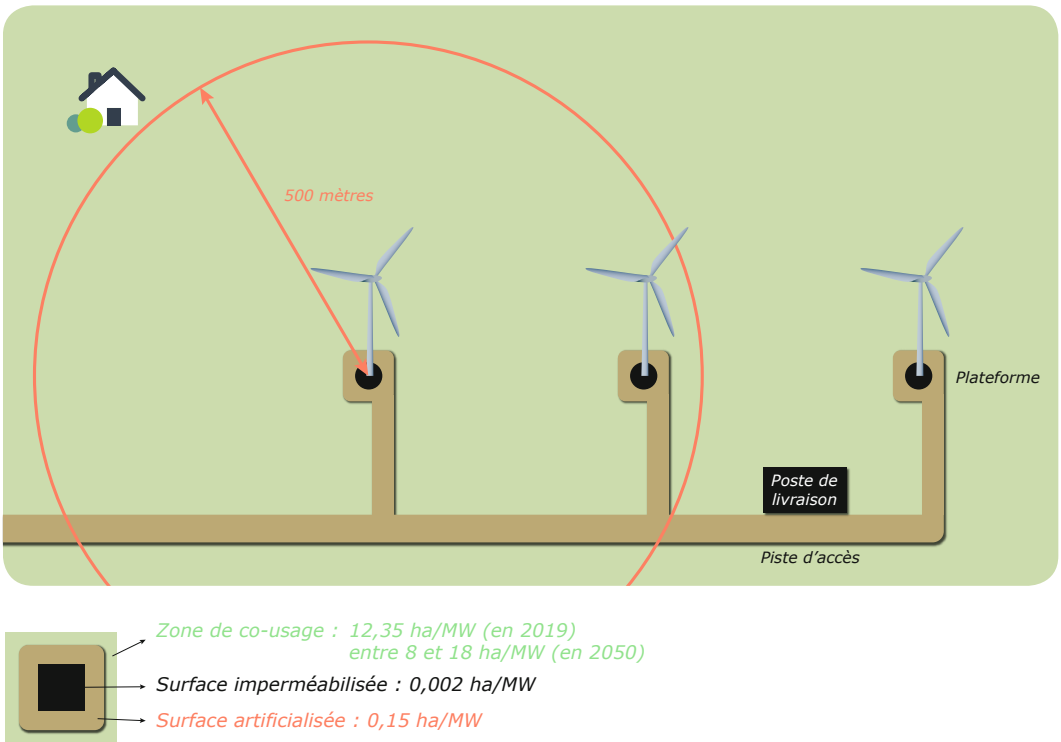


Figure 12.45 Compatibilité des usages avec les éoliennes terrestres

	Éolienne terrestre	
Agricole	✓	
Forestier	✓	Pas d'interdiction d'installer des éoliennes au sein d'un massif forestier[39], mais de fortes contraintes liées à la présence importante d'oiseaux et de chiroptères sensibles à la présence des éoliennes[40] (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact possible ou non).
Naturel hors forêts	✓	Pas d'interdiction d'installer des éoliennes au sein d'une zone naturelle non réglementée, mais fortes contraintes liées à la présence importante d'oiseaux et de chiroptères sensibles à la présence des éoliennes[40] (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact possible ou non).
Résidentiel	✗	Interdiction d'installer des éoliennes à moins de 500 m des habitations.
Tertiaire, industrie	✓	Interdiction d'installer des éoliennes à moins de 300 m des centrales nucléaires et des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Distance aux autres bâtiments hors résidentiels traitée au cas par cas par les préfets entre autres, en tenant compte du niveau sonore et des enjeux de sécurité.
Réseau de transport terrestre	✓	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 100 m des routes et 200 m des voies ferrées.
Réseau d'utilité publique	✓	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 200m des lignes électriques aériennes
Aérien	✗	Les éoliennes ne peuvent pas être situées à moins de plusieurs kilomètres des zones de radars météorologiques, militaires ainsi que dans les couloirs de l'aviation civile

soit une faible part de l'emprise totale des parcs, tandis que la partie imperméabilisée se limite aux fondations et mâts d'éoliennes et aux postes de livraison électrique (de l'ordre de 0,2 hectare pour un parc éolien de 10 MW).

S'agissant de la surface totale située sous et autour des éoliennes, l'essentiel est disponible pour des co-usages, sous certaines conditions parfois. La surface non artificialisée est compatible sans exclusion avec les usages agricoles. Elle est également, dans une certaine mesure, compatible avec les usages naturels et forestiers, les réseaux de transports et réseaux d'utilité publique et avec les usages tertiaires et industriels (sous réserve d'une autorisation administrative). À l'inverse, ces surfaces non artificialisées ne sont absolument pas accessibles à des usages résidentiels ou aériens.

Au-delà des enjeux sur l'occupation des surfaces et sur le partage avec d'autres usages naturels et économiques, le développement des éoliennes suscite des questions en matière d'impact sur l'avifaune (ensemble des oiseaux des régions considérées). Ces impacts apparaissent relativement bien connus aujourd'hui. La ligue de protection des oiseaux estimait en 2017 qu'une éolienne pouvait être responsable de la mort de 0,3 à 18 oiseaux par an[41]. Ce chiffre est faible en comparaison d'autres causes de

39. Par exemple, en avril 2021, le conseil d'État a donné son avis favorable à l'installation d'un parc éolien de 17 mats dans la forêt de Lanouée, en Bretagne.»
40. LPO, juin 2017, Le parc éolien français et ses impacts sur l'avifaune
41. Loss, S., Will, T. & Marra, P. The impact of free-ranging domestic cats on wildlife of the United States. Nat Commun 4, 1396 (2013). https://doi.org/10.1038/ncomms2380

mortalité des oiseaux (notamment morts d'oiseaux causés par les chats errants ou encore par les voitures[41]). Néanmoins, l'impact sur la faune alentour fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de chaque projet afin d'en minimiser les conséquences. Pour cela, des études d'impact sont systématiquement réalisées en amont de la construction d'un parc éolien pour identifier entre autres les espèces d'oiseaux et de chauves-souris présentes, identifier les impacts potentiels et mettre en place des mesures d'atténuation adéquates[42] (implanter le parc éolien ailleurs, brider les éoliennes en période sensible pour les espèces identifiées, etc.). Si la présence d'espèces sensibles aux éoliennes est très forte, le projet est en général abandonné ou déplacé car jugé non rentable à cause du bridage du fonctionnement des éoliennes imposées pour protéger les espèces.

12.4.2.2 Le photovoltaïque au sol : une forte empreinte au sol mais une mutualisation avec d'autres usages qui apparaît possible dans le cadre de modèles « agrivoltaïques »

Les installations photovoltaïques au sol présentent des enjeux nettement différents de ceux associés aux parcs éoliens. Les panneaux solaires au sol sont moins critiqués pour leur impact paysager – il ne s'agit en effet pas de structures « verticales » comme les éoliennes et pylônes mais plutôt des structures « horizontales » – que pour leur consommation d'espace au sol.

À mi-2021, le parc photovoltaïque au sol représentait environ 5 GW (installations sur ombrières de parkings non incluses), et occupe au total de l'ordre de 5000 à 8500 ha, avec une densité moyenne actuelle estimée entre 1 et 1,7 ha/MW[43].

À long terme, l'accélération prévisible du développement du photovoltaïque suscite donc des interrogations sur l'ampleur des surfaces dédiées à ces installations. Dans ce débat, il convient cependant de bien distinguer les différents enjeux associés à l'utilisation des surfaces par les panneaux photovoltaïques, notamment entre les impacts sur la biodiversité et la concurrence avec d'autres usages.

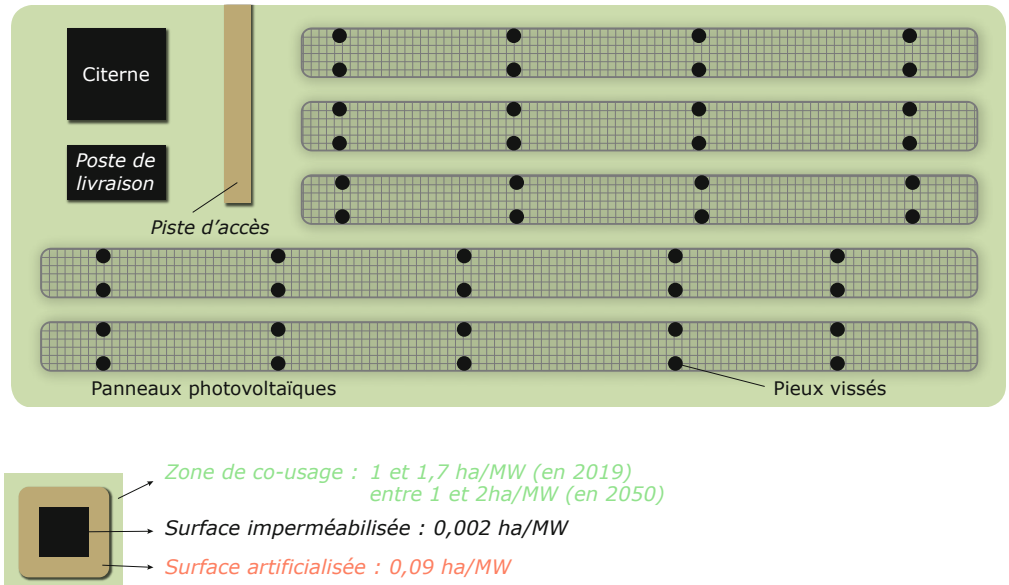
Les impacts en matière d'artificialisation et d'imperméabilisation des sols devraient en particulier rester relativement faibles. D'une part, les parcs photovoltaïques au sol sont aujourd'hui incités à s'installer sur des surfaces déjà artificialisées telles que d'anciennes zones industrielles et décharges afin de limiter leur effet sur la biodiversité. Ce potentiel est toutefois limité et ne pourra suffire à intégrer les volumes de photovoltaïques prévus dans les différents scénarios considérés, d'autant que des difficultés en matière de dépollution ou de concurrence d'usages peuvent compliquer l'installation sur ces surfaces. D'autre part, même en cas d'installation dans des espaces naturels, l'artificialisation des sols reste dans le cas général faible : les panneaux photovoltaïques sont plantés dans le sol à l'aide de pieux et ne sont pas équipés de fondations tandis que l'espace situé sous les panneaux reste à l'état naturel (sauf cas particulier) et laisse plus de liberté à l'usage du sol. Finalement, les surfaces strictement artificialisées se limitent donc aux pieux, aux pistes, à l'espace du poste électrique et des éventuelles citernes (pour le risque incendie et le nettoyage des panneaux). Ceci ne signifie pas pour autant que les parcs photovoltaïques n'ont pas d'impact sur la biodiversité mais l'analyse doit alors dépasser la seule question de l'artificialisation.

Sur le plan de la concurrence d'usages du sol, les panneaux peuvent être nettement plus contraignants. Les centrales photovoltaïques au sol ne permettent pas d'utiliser les espaces à des fins résidentiels[44] ou économiques (hors cas particulier), les réseaux routiers[45] et ferrés ou les milieux forestiers. Sous certaines conditions, elles peuvent en revanche être compatibles avec des surfaces naturelles et agricoles.

42. À noter que l'impact sur la biodiversité fait l'objet d'un suivi, et les informations issues du suivi environnemental périodique doivent être transmises au Muséum national d'histoire naturelle, en complément du dépôt légal des données brutes de biodiversité (sur la plateforme depobio).
43. Valeurs issues de la revue de littérature (CEREMA, avril 2019, ADEME 2015) complétée des relevés d'études d'impacts existantes.
44. Ce qui n'est pas le cas du photovoltaïque sur toitures.
45. La première expérimentation de route solaire en Normandie n'a pas répondu aux attentes de production et s'est usé prématurément.

Dès aujourd'hui, plusieurs projets dits agrivoltaïques permettent la cohabitation avec certains usages agricoles comme les prairies ou des surfaces en pâturages, plusieurs projets agrivoltaïques ont ainsi été sélectionnés dans le cadre des appels d'offres menés par le ministère pour le développement d'installations photovoltaïques innovantes[46]. Une telle compatibilité avec des co-usages agricoles ne va toutefois pas de soi et doit s'organiser en amont du développement pour permettre à la production photovoltaïque de s'adapter à la pratique agricole et non l'inverse. Il s'agit par exemple si besoin de rehausser les panneaux en les installant sur des portiques en hauteur ou encore de les espacer pour laisser une circulation plus aisée entre les panneaux et éventuellement une mécanisation de l'exploitation des surfaces cultivées. Ces installations seraient ainsi compatibles avec un certain nombre de cultures : céréales, vignes, cultures maraîchères… L'« agrivoltaïsme » étant une pratique nouvelle, l'ADEME doit publier très prochainement une étude visant à produire un guide de recommandations à destination des pouvoirs publics à partir de plusieurs retours d'expériences. L'essor de ce type d'installations dépendra donc des avantages et inconvénients identifiés par ce retour d'expérience, ainsi que de l'évolution de la réglementation. À l'heure actuelle, le changement d'usage des terres agricoles pour un usage strictement énergétique est interdit. En contrepartie de la possibilité de partager l'espace avec des usages agricoles, les panneaux photovoltaïques pourraient s'étaler sur une surface plus grande et – du fait des modifications d'orientation des panneaux pour favoriser les cultures étant susceptibles de sous-optimiser la production – voir leur productible réduit. À terme, l'analyse de projets concrets d'agrivoltaïsme permettra de mesurer leur gain environnemental et leur compétitivité par rapport aux installations classiques de photovoltaïques au sol.

Figure 12.46 Surface d'un parc photovoltaïque au sol – schéma de principe



46. Rapports de synthèse (version publique) 2018-2020 de la CRE sur les appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire des 1re, 2e et 3e périodes

Figure 12.47 Compatibilité des usages avec les panneaux photovoltaïques au sol

	Photovoltaïque au sol	
Agricole	✓	Compatibilité dès aujourd'hui possible avec certaines surfaces agricoles (prairies, vignes, vergers et maraîchage)
Forestier	✗	
Naturel hors forêts	✓	Les pelouses naturelles sont compatibles avec les panneaux photovoltaïques
Résidentiel	✗	
Tertiaire, industrie	✓	Comptabilité dans le cas d'installations photovoltaïques sur les parkings ou des friches délaissées
Réseau de transport terrestre	✗	
Réseau d'utilité publique	✓	
Aérien	✓	Interdiction à 300 m autour des pistes d'aéroport en activité, mais pas d'incompatibilité avec les radars

12.4.2.3 La filière photovoltaïque sur toiture : une incidence nulle sur l'occupation des terres

Les installations photovoltaïques sur toiture sont par définition compatibles avec tous les usages équipés de bâti, soit les usages résidentiels, tertiaires et industriels dans la limite de la réglementation vis-à-vis du patrimoine notamment. Celles-ci ne présentent donc pas d'enjeu spécifique en matière d'artificialisation ou de concurrence d'usages.

12.4.2.4 Les filières nucléaire et thermique : des sites qui concentrent des capacités de production importantes mais majoritairement artificialisés et sans possibilité de co-usages

Les sites des centrales nucléaires et thermiques sont généralement situés dans des enceintes clôturées dans lesquelles l'essentiel des terrains sont artificialisés (même si en pratique, il peut exister des zones qui restent végétalisées). La compatibilité avec d'autres usages est très fortement limitée du fait des contraintes de sûreté des installations industrielles.

En revanche, les sites des centrales nucléaires et thermiques concentrent des capacités de production importantes sur des zones restreintes. Ainsi, la densité actuelle des centrales est estimée à environ 0,06 ha/MW soit une surface totale de l'ordre de 4400 ha pour l'ensemble des centrales nucléaires françaises, y compris les centrales nucléaires de première génération dont le démantèlement est prévu à la fin du siècle (surface estimée totalement

artificialisée et à 50 % imperméabilisée). Pour les nouveaux réacteurs, une densité entre 0,03 et 0,06 ha/MW est retenue car elles pourront bénéficier d'une partie des installations existantes. Ces valeurs sont très faibles en comparaison des surfaces totales nécessaires aux énergies renouvelables (notamment de l'ordre de 1 à 1,7 ha/MW pour les parcs photovoltaïques au sol).

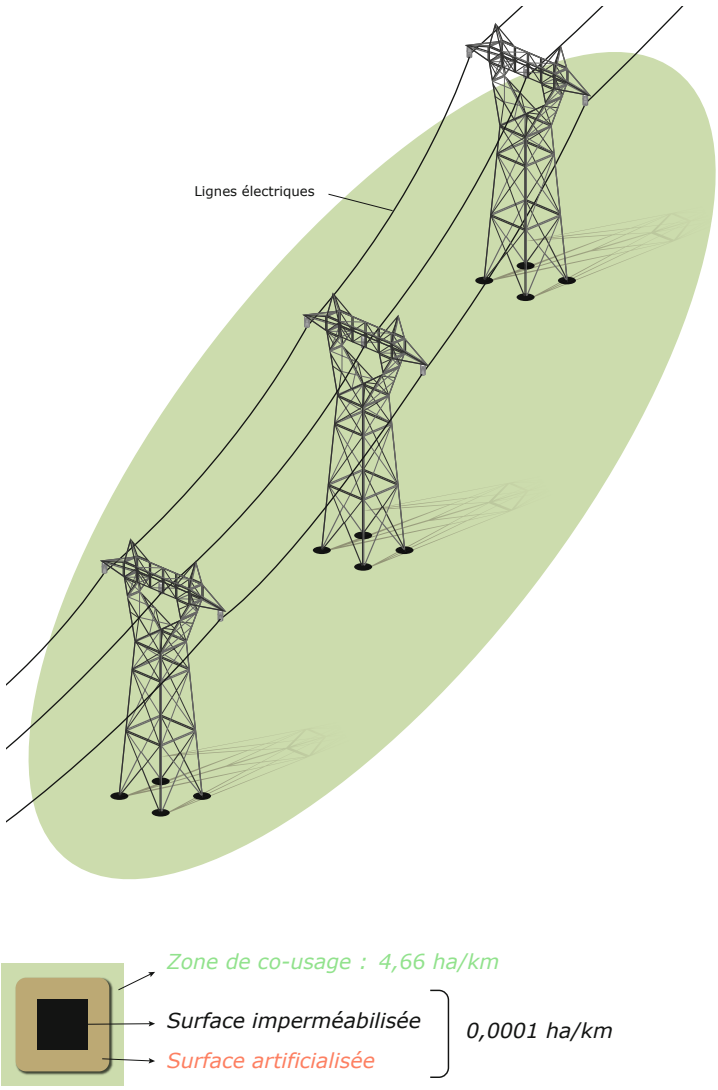
12.4.2.5 Les infrastructures de réseau : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles sous conditions du respect des distances de sécurité

Les lignes électriques aériennes, composées de pylônes ou poteaux et de câbles, se retrouvent dans une grande partie du territoire français. Pour autant, à part les surfaces supportant les pylônes (dans lesquels de la végétation peut être présente), les surfaces sous les lignes sont accessibles à d'autres usages. La proximité avec les câbles électriques nécessite toutefois des contraintes de sécurité qui limitent l'espace disponible sous les lignes aériennes. Par ailleurs, ces contraintes de sécurité conduisent à adapter le tracé et la hauteur des lignes aériennes du réseau de transport aux servitudes aériennes.

Sous conditions de respecter les contraintes de sécurité, tous les usages sont possibles hormis les usages forestiers intégrant des arbres de trop grande hauteur et certains usages aériens. Les distances de sécurité varient suivant les niveaux de tension sans distance limitante pour les conducteurs isolés (basse tension), puis de 1 m pour les lignes basse tension nues, jusqu'à de l'ordre plus de 7 m pour les lignes à très haute tension[47]. Seules les fondations des pieds de pylônes ou des poteaux sont considérées comme artificialisées et imperméabilisées.

Les lignes souterraines sont, elles, composées de câbles électriques isolés et des chambres de jonction visant à raccorder les câbles entre eux. Pour des raisons d'accessibilité aux câbles en cas de défaillance, les bâtiments sont interdits au-dessus des câbles du réseau de transport (à partir de la HTB1, 63 kV et plus), ainsi que les arbres de trop grande hauteur (de l'ordre de 2,5 m et plus). Hormis cela, tout autre usage est possible au-dessus des liaisons souterraines. Aucune surface n'est

Figure 12.48 Surface d'une ligne aérienne – schéma de principe



47. En fonction de l'arrêté technique du 17 mai 2001 décrivant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et du code du travail.

retenue comme artificialisée ou imperméabilisée pour les liaisons souterraines.

À l'intérieur de l'enceinte des postes électriques, si certaines zones peuvent être végétalisées, la majorité des surfaces est à usage unique du réseau électrique et non végétalisé. Dans le cadre de cette étude, la surface totale du poste est considérée comme 100 % artificialisé bien que dans les faits RTE s'est engagé depuis 3 années dans une démarche visant à accroître la préservation de la biodiversité dans les postes de façon progressive[48]. La surface imperméabilisée représente environ 5 % de la surface totale, correspondant principalement aux bâtiments, aux enclos des transformateurs, quelques accès et zones de stationnement.

Ainsi en 2020, 342 000 hectares cohabitent avec le réseau de transport d'électricité et seulement 4 000 hectares des surfaces sont artificialisées et environ 200 hectares sont imperméabilisés.

Figure 12.49 Compatibilité des usages avec les lignes électriques

	Lignes aériennes		Lignes souterraines	
Agricole	✓		✓	
Forestier	✓	Possibilité d'avoir des lignes en milieux forestiers mais avec nécessité d'entretien de la végétation sous les lignes pour éviter les incidents	✗	
Naturel hors forêts	✓		✓	
Résidentiel	✓	Pas d'interdiction d'avoir des habitations sous les lignes mais distances de sécurité à respecter	✗	
Tertiaire, industrie	✓	Pas d'interdiction d'avoir des habitations sous les lignes mais distances de sécurité à respecter	✗	
Réseau de transport terrestre	✓	Selon les distances de sécurité	✓	
Réseau d'utilité publique	✓		✓	L'arrêté technique[49] établit des distances de sécurité avec les réseaux d'utilité publique (conduites d'hydrocarbures, eau, chaleur, télécommunications, voies de chemins de fer, etc.)
Aérien	✓	Dans le cas d'une présence de servitude aérienne, il est possible d'avoir recours à des pylônes plus petits (et plus massifs pour tenir les contraintes mécaniques) avec une peinture rouge et blanche	✓	

48. RTE s'est engagé dans une démarche d'abandon progressif de l'utilisation des produits phytosanitaires sur ses postes électriques les plus sensibles (proximité de zones d'eau en surface ou souterraine). Lorsque cela est pertinent d'un point de vue économique, cette conversion dite « zéro-phyto » s'accompagne d'un aménagement préalable du poste visant à végétaliser sa surface (« couvert végétal ») ce qui permet de limiter la fréquence d'entretien nécessaire pour garantir le respect des normes de sécurité.
49. Arrêté technique du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

12.4.2.6 Synthèse des possibilités de co-usages entre les différentes infrastructures

	Éolien	PV sol	PV toiture	Centrale thermique & nucléaire	Lignes aériennes	Lignes souter-raines
Agricole	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Forestier	✓	✗	NC	✗	✓	✗
Naturel hors forêts	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Résidentiel	✗	✗	✓	✗	✓	✗
Tertiaire, industrie	✓	✓	✓	✗	✓	✗
Réseau de transport terrestre	✓	✗	NC	✗	✓	✓
Réseau d'utilité publique	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Aérien	✗	✓	✓	✓	✓	✓

12.4.3 Sur l'artificialisation, l'évolution du système électrique et le développement des énergies renouvelables ne conduiront pas, de manière générale, à une forte artificialisation des surfaces en comparaison d'autres usages

12.4.3.1 Des questions autour de la préservation de la biodiversité et en particulier autour de l'artificialisation des sols liée aux nouvelles installations de production d'électricité

Des objectifs de réduction de l'artificialisation des sols pour contribuer à la préservation de la biodiversité

La préservation de la biodiversité s'inscrit désormais comme l'une des causes environnementales majeures du XXIe siècle, au même titre que la lutte contre le changement climatique.

À l'instar du GIEC créé en 1988 pour évaluer l'état des connaissances sur l'évolution du climat, les Nations Unies ont mis en place plus récemment l'IPBES[50], un organisme dédié à la préservation de la biodiversité. Même si les facteurs d'impact sur la biodiversité sont multiples, l'IPBES a identifié, dans son rapport d'évaluation de 2019, le changement d'affectation des terres comme le facteur principal de détérioration de la nature au niveau mondial.

Au niveau national, cette thématique fait également l'objet d'une attention croissante depuis quelques années. En 2018, la France a publié un plan Biodiversité, dans lequel elle s'est fixé un objectif de « zéro artificialisation nette ». **La loi « climat et résilience » promulguée à l'été 2021 a précisé cet objectif, en fixant notamment l'objectif d'atteindre le zéro artificialisation nette à l'horizon 2050 et en prévoyant une division par deux du rythme d'artificialisation sur les dix prochaines années (par rapport à celui de la décennie passée).** Elle décline également les mesures permettant de contribuer à l'atteinte et au suivi de cet objectif.

Après une nette diminution du rythme d'artificialisation entre 2011 et 2015, la tendance des trois dernières années est à la stagnation du rythme d'artificialisation annuel sur la base des fichiers fonciers. D'après cette même référence, le rythme actuel correspond à l'artificialisation d'une surface équivalent à celle d'un département comme les Yvelines, soit 20 000 hectares par an correspondant à 0,4 % du territoire national tous les dix ans, causée pour l'essentiel par le développement des zones résidentielles (de l'ordre de 68 % des surfaces concernées).

Dans le cadre des « Futurs énergétiques 2050 », RTE a réalisé une évaluation approfondie des surfaces artificialisées et imperméabilisées pour le développement des infrastructures du système électrique (production et réseau de transport d'électricité). Ces indicateurs ne reflètent qu'une partie de la problématique de la biodiversité, celle-ci restant difficile à traiter de manière globale (comme évoqué à la partie 12.1)

Une caractérisation précise des surfaces considérées comme artificialisées qui reste à définir

La loi climat et résilience de 2021 précise que « l'artificialisation est définie comme l'altération durable de tout ou partie des fonctions écologiques d'un sol, en particulier de ses fonctions biologiques, hydriques et climatiques, ainsi que de son potentiel agronomique par son occupation ou son usage ». Toutefois, si la notion de surface imperméabilisée est relativement bien caractérisée, celle de surface artificialisée n'est pas toujours précisée.

Dans le cadre de la mise en œuvre de l'objectif de « zéro artificialisation nette », la France s'est dotée d'un observatoire qui permet un suivi de l'évolution des zones artificialisées. Les outils et méthodes

50. L'IPBES est un organisme intergouvernemental indépendant comprenant plus de 130 États membres. Mis en place par les gouvernements en 2012, l'IPBES fournit aux décideurs des évaluations scientifiques objectives sur l'état des connaissances sur la biodiversité de la planète, les écosystèmes et les contributions qu'ils apportent aux populations, ainsi que les outils et les méthodes pour protéger et utiliser durablement ces atouts naturels vitaux.

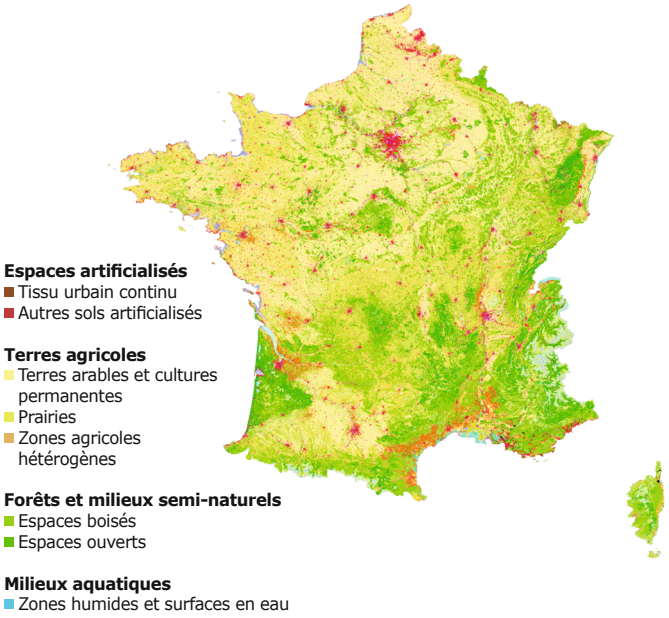
utilisés dans le cadre du suivi de l'objectif sur la réduction de l'artificialisation restent cependant encore en construction et évolution, et les chiffres publiés sur le portail de l'artificialisation des sols ne présentent pas de manière spécifique la part prise par le secteur électrique.

De manière plus générale, l'évaluation de l'artificialisation souffre d'un manque de définition partagée sur les surfaces considérées comme artificialisées. La méthodologie retenue pour établir cette comptabilité fait encore l'objet de travaux des services de l'État pour définir de manière plus précise le concept d'artificialisation.

À titre d'exemple, la méthodologie actuelle utilisée dans le portail de suivi de l'artificialisation des sols ne prend pas en compte les éoliennes dans la comptabilité mise en place[51]. Dans le cas des parcs photovoltaïques au sol, elle comptabilise en revanche l'ensemble du parc comme artificialisé alors que la majorité des installations sont *a minima* végétalisées sous les panneaux et que leur impact sur la biodiversité est plus faible que pour beaucoup d'autres zones artificialisées (bâtiments d'habitation, zones industrielles et commerciales, réseaux de transport routier…).

La loi «climat et résilience» prévoit au contraire «qu'un espace naturel ou agricole occupé par une installation de production d'énergie photovoltaïque n'est pas comptabilisé dans la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers dès lors que les modalités de cette installation permettent qu'elle n'affecte pas durablement les fonctions écologiques du sol». Même si les modalités d'application devront être précisées par décret, ceci devrait concerner ainsi la grande majorité des parcs photovoltaïques au sol, pour lesquels les panneaux sont plantés directement dans le sol à l'aide de pieux et en faisant en sorte de laisser l'espace libre sous les panneaux.

Figure 12.50 carte CORINE Land Cover 2018



(https://www.geoportail.gouv.fr/donnees/corine-land-cover-2018)

51. Mesures de l'artificialisation à l'aide des fichiers fonciers (définition, limites et comparaison avec d'autres sources)

12.4.3.2 La surface artificialisée ou imperméabilisée n'occupe qu'une faible part de la surface du système électrique et qu'une faible part du territoire français

Le système électrique fait aujourd'hui partie intégrante du paysage français, avec des infrastructures facilement identifiables (éoliennes, centrales nucléaires, lignes électriques…). Cependant, il conduit à des surfaces artificialisées qui restent aujourd'hui faibles à l'échelle du territoire.

Avec environ 12 000 hectares artificialisés et moins de 3 000 hectares imperméabilisés, les infrastructures de l'ensemble du système électrique (hors réseau de distribution) représentent de l'ordre de 0,35 % des surfaces artificialisées en France et 0,2 % des surfaces imperméabilisées[52].

À l'heure actuelle, les surfaces artificialisées du système électrique comprennent essentiellement les centrales nucléaires, les postes électriques et les parcs éoliens (les surfaces sous les panneaux photovoltaïques ne sont ici pas intégrées dans l'artificialisation conformément à l'approche adoptée dans la loi « climat et résilience » – seuls les pieux, les chemins d'accès, le poste de livraison ou encore les citernes sont comptabilisées). Pour les parcs éoliens et les postes, les surfaces artificialisées ne sont pour l'essentiel pas imperméabilisées (pistes d'accès en stabilisé minéral ou en terre, revêtement minéral dans les postes électriques…). La quasi-totalité de l'imperméabilisation associée au système électrique (hors réseau de distribution) correspond donc aujourd'hui aux sites des centrales nucléaires.

12.4.3.3 À l'horizon 2050, les surfaces artificialisées pour les infrastructures du système électrique resteront faibles au regard d'autres usages

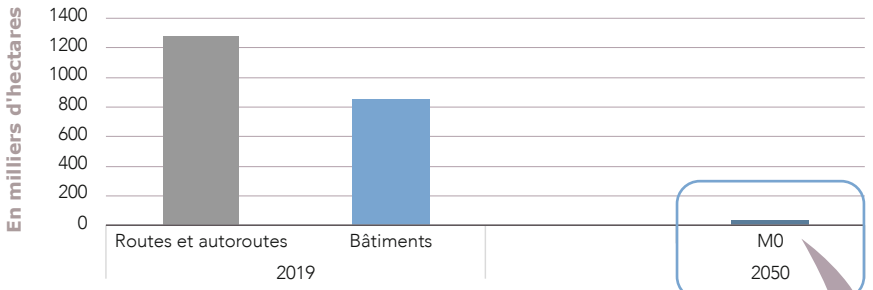
Dans les « Futurs énergétiques 2050 », les surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique augmentent par rapport à aujourd'hui, et ce, dans tous les scénarios. Cette augmentation s'explique par le développement des énergies renouvelables et l'adaptation du réseau de transport d'électricité.

Dans les différents scénarios à l'horizon 2050, les surfaces artificialisées sont ainsi multipliées par 2 à 5 suivant les hypothèses associées au PV au sol et à l'éolien tandis que les surfaces imperméabilisées augmentent de 50 %. À l'échelle du territoire, ces valeurs demeurent faibles, moins de 1 % de la totalité des surfaces artificialisées en France aujourd'hui, et bien plus faible que l'artificialisation résultant aujourd'hui du réseau routier et des bâtiments.

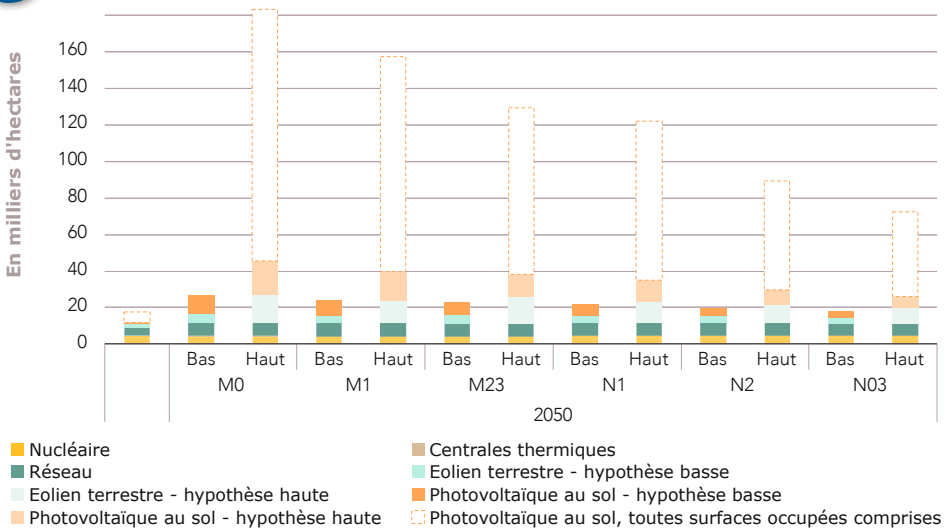
Ce résultat est toutefois très dépendant de la catégorisation des parcs photovoltaïques au sol. Dans le cas où ces installations seraient finalement comptabilisées comme des surfaces entièrement artificialisées, l'artificialisation totale du système électrique serait nettement plus importante. Ceci illustre l'importance de réguler les modes de développement du photovoltaïque au sol vis-à-vis des enjeux sur la biodiversité et l'artificialisation des sols, sujet abordé notamment dans la loi climat résilience.

52. Surfaces artificialisées : 3,25 Mha selon Corine Land Cover ; 4,32 Mha selon Teruti-Lucas (valeur estimée pour le périmètre France métropolitaine) ; 3,52 Mha selon les fichiers fonciers (valeur estimée)
Surfaces imperméabilisées : 1,9 Mha selon Teruti-Lucas (valeur estimée)

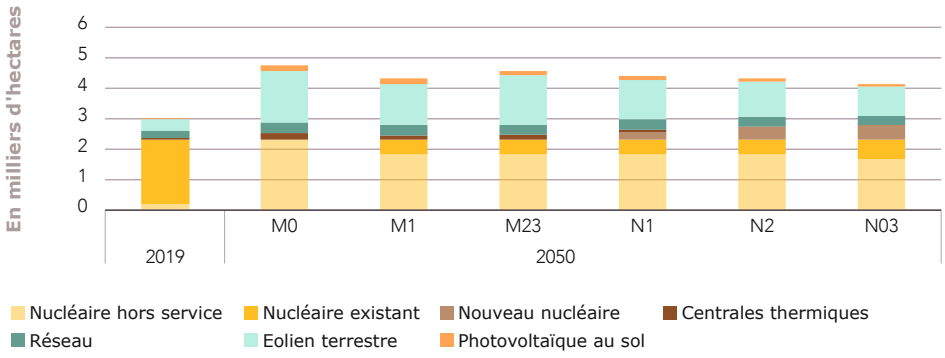
Figure 12.51 Comparaison des surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 à celles d'autres infrastructures (routes et bâtiments)



Surfaces artificialisées du système électrique en 2019 et 2050 dans les six scénarios



Surfaces imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 dans les six scénarios



12.4.3.4 La réutilisation de surfaces déjà artificialisées pour construire de nouvelles infrastructures contribuera à limiter le flux d'artificialisation annuel et ainsi à favoriser l'atteinte de l'objectif de « zéro artificialisation nette »

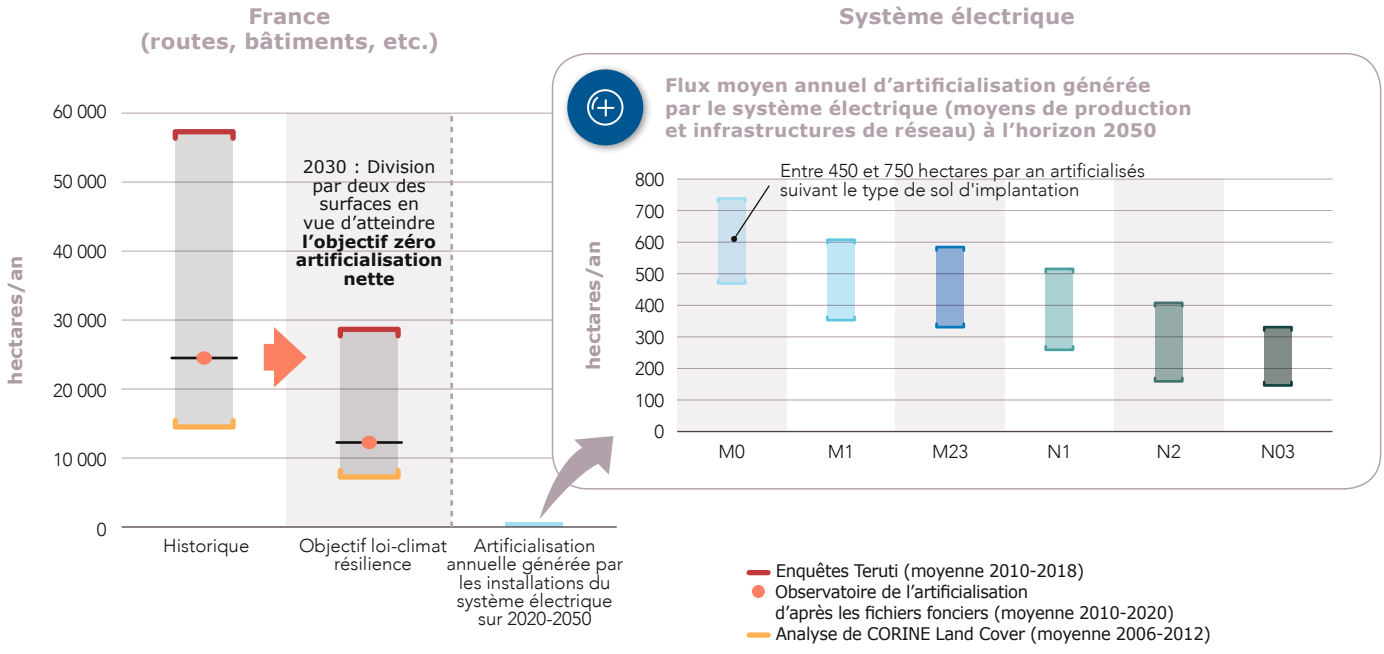
L'enjeu autour de l'artificialisation des surfaces ne porte pas uniquement sur le stock de surfaces artificialisées mais surtout sur le taux d'artificialisation, ou encore flux d'artificialisation, c'est-à-dire le nombre d'hectares qui passent d'un état non artificialisé à un état artificialisé sur une période donnée. En particulier, l'objectif de zéro artificialisation nette que s'est fixé la France en vue de protéger la biodiversité porte bien sur le flux d'artificialisation.

Dans le cas du système électrique, ce flux dépend largement des scénarios mais également des sols qui seront utilisés pour le déploiement des installations éoliennes, photovoltaïques, des infrastructures du réseau et des éventuelles centrales nucléaires.

En moyenne, les scénarios à plus forte proportion en énergies renouvelables sont ceux pour lesquels le flux d'artificialisation est le plus important, tiré par le développement du photovoltaïque, de l'éolien et dans une moindre mesure du réseau. Il atteint jusqu'à environ 600 ha/an dans le scénario M0 contre moins de 250 ha/an pour le scénario N03.

Ces valeurs demeurent faibles en comparaison du rythme actuel d'artificialisation et même par rapport au rythme d'artificialisation cible pour les dix prochaines années : le flux associé au système électrique ne représente ainsi qu'environ 1 à 3 % du rythme actuel d'artificialisation et 2 à 6 % de l'objectif fixé pour les prochaines années, en

Figure 12.52 Flux d'artificialisation associé aux infrastructures du système électrique (hors réseau de distribution)



Source : CEREMA, 2021, «Les déterminants de la consommation d'espaces».
Nota bene : le volume d'artificialisation varie selon la méthode d'évaluation (fichiers fonciers, enquêtes par sondage).
Conformément à la convention prévue par la loi climat et résilience, la surface sous les panneaux photovoltaïques n'est ici pas comptabilisée dans les surfaces artificialisées.

prenant le rythme issu des fichiers fonciers retenus comme référence par l'observatoire de l'artificialisation.

En conséquence, le développement des énergies renouvelables est *a priori* compatible avec l'objectif de zéro artificialisation nette. Néanmoins, privilégier le déploiement des nouvelles installations sur des terrains déjà artificialisés contribuera à faciliter l'atteinte de cet objectif.

Les leviers concernent en particulier l'installation de panneaux photovoltaïques qui pourrait intervenir de manière préférentielle sur des surfaces déjà artificialisées comme des anciennes décharges, des terrils, ou encore des anciennes carrières. Plusieurs études ont mis en évidence des gisements significatifs de friches délaissées susceptibles d'accueillir des centrales photovoltaïques et les développeurs de projets sont dès aujourd'hui incités à utiliser ce type de surfaces via un critère ad hoc dans les appels d'offres pour le centrales au sol, comptant pour 9 % de la notation des projets pour leur sélection (le prix du projet comptant pour 70 % et l'empreinte carbone pour 16 %)[53]. Toutefois, le potentiel réellement utilisable en tenant compte des contraintes en matière de dépollution, de réglementation ou de concurrence avec d'autres usages est susceptible d'être limité. Les travaux en cours du CEREMA devraient permettre d'éclairer plus finement les potentiels grâce à l'outil « cartofriche ».

Concernant d'éventuels nouveaux réacteurs nucléaires, un développement sur des sites existants comme privilégié dans les scénarios étudiés, permettra généralement de limiter l'artificialisation, même si dans certains cas, des extensions de sites seront nécessaires. De même pour l'installation d'éoliennes, la réutilisation de chemins d'accès dans les zones agricoles ou forestières peut limiter l'artificialisation.

Enfin, s'agissant du réseau, la réutilisation de couloirs existants, le changement de conducteurs, d'autres adaptations « légères » ou encore le recours au dimensionnement optimal pour limiter les besoins de développement du réseau constitueront autant de leviers pour modérer les besoins de nouvelles surfaces. Même si dans tous les scénarios considérés, de nouveaux postes électriques seront néanmoins nécessaires, afin de limiter l'artificialisation, l'espace dans des postes existants pourrait également accueillir de nouvelles installations dans leur capacité d'accueil.

53. Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol ». AO PPE2 PV Sol https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/2021-pv-sol-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur

12.4.4 Sur la concurrence d'usages, l'essentiel de l'espace situé sous ou autour des infrastructures électriques est accessible à des co-usages mais sous conditions dans le cas du photovoltaïque au sol

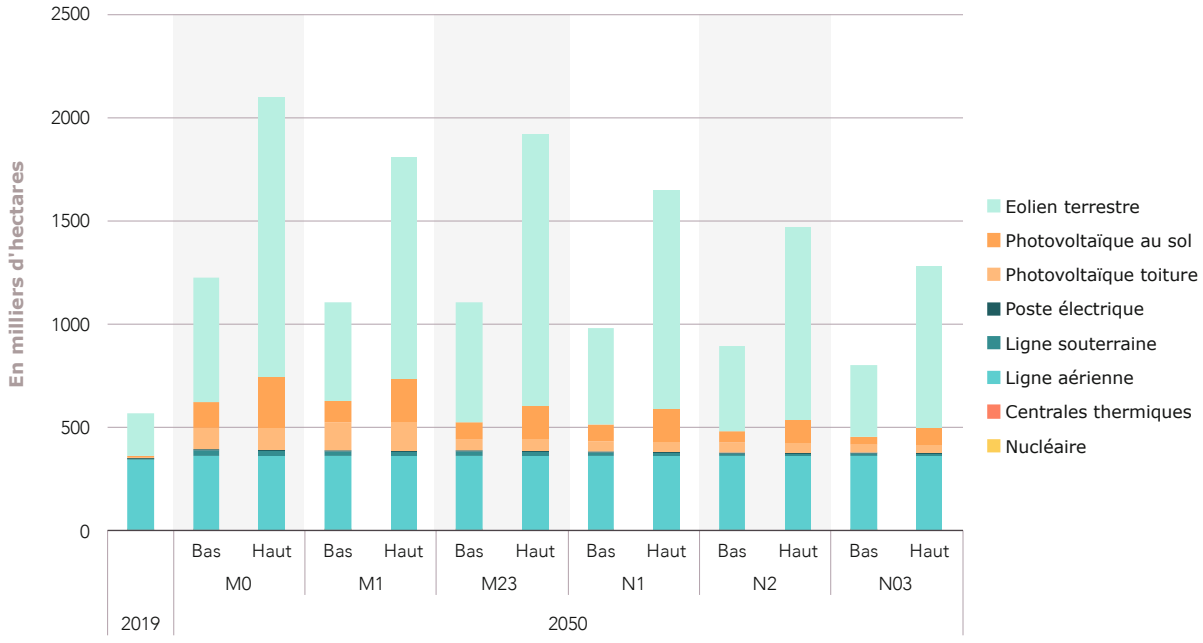
12.4.4.1 Des estimations de la surface totale occupée par le système électrique tendent à occulter le fait qu'une grande partie des surfaces concernées sont partagées avec d'autres usages

Au-delà des enjeux de lutte contre l'artificialisation des sols et de préservation de la biodiversité, le débat public sur l'évolution du système électrique évoque régulièrement l'évaluation des surfaces totales occupées par le système électrique.

Dans son étude sur l'atteinte d'un mix électrique 100 % renouvelable en 2050, l'ADEME avait ainsi estimé la surface nécessaire pour un tel mix à environ 3 % du territoire national[54]. En Allemagne, plusieurs mouvements politiques ont récemment appelé à réserver 2 % du territoire allemand pour l'implantation d'éoliennes (alors que seulement 0,9 % serait accessible aujourd'hui). La convention de calcul retenue dans le débat en Allemagne est susceptible de différer de celles prises dans la présente analyse.

Comme évoqué précédemment, l'évaluation de ces surfaces ne s'appuie pas toujours sur une même

Figure 12.53 Surface «totale» (y compris co-usages) du système électrique (production, réseau de transport) en 2019 et 2050



54. Un mix électrique 100 % renouvelable ? (octobre 2015) : mix-electrique-rapport-2015.pdf (ademe.fr)

définition partagée et il n'existe pas de méthodologie standard pour calculer la surface occupée par chaque type d'infrastructure.

Une convention possible consiste à définir la surface occupée par une installation donnée (par exemple une éolienne) comme celle qui délimite l'espace dans lequel il n'est pas possible de construire une autre installation du même type. Selon cette approche, la surface totale occupée par le système électrique (production et réseau de transport) atteint entre 1 et 1,6 million d'hectares à l'horizon 2050, soit de l'ordre de 2 à 3 % du territoire métropolitain (contre 1 % aujourd'hui). Elle est globalement plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables («scénarios M»).

Comme le montre le graphique ci-dessus, cette convention tend néanmoins à attribuer une surface très importante à l'éolien terrestre et aux lignes électriques alors même que la surface correspondante est très peu artificialisée et est très largement accessible à d'autres usages notamment agricoles. À l'inverse, la surface occupée par les panneaux photovoltaïques apparaît plus restreinte alors qu'elle peut être beaucoup plus contraignante pour d'autres usages.

Une analyse approfondie de la surface occupée par le système électrique nécessite donc d'aller plus loin, en regardant notamment les possibilités de co-usages associés aux surfaces concernées.

12.4.4.2 L'essentiel des équipements du système électrique permettent des co-usages agricoles ou naturels, le principal point de vigilance concerne le développement du photovoltaïque au sol

Dans la surface totale occupée par le système électrique, l'essentiel est accessible pour des co-usages agricoles ou naturels. Ainsi, les éoliennes et les lignes électriques qui représentent l'essentiel de la surface occupée selon le calcul réalisé ci-dessus, sont également les infrastructures qui permettent le plus de mutualisation avec les surfaces agricoles ou naturelles, avec peu de restriction sur les activités (même s'il existe des distances minimales aux bâtiments pour les éoliennes et les lignes). Dès aujourd'hui, ces infrastructures sont très majoritairement situées sur des territoires agricoles, et parfois dans des milieux forestiers, semi-naturels, ou encore sur des sols déjà artificialisés (habitations ou zones d'activités situées sous les lignes électriques).

À long terme, le point de vigilance porte plus particulièrement sur les parcs photovoltaïques au sol qui peuvent être très consommateurs d'espace. Sans aménagement spécifique, ces installations peuvent contraindre les autres usages et sont ainsi parfois accusées d'entrer en concurrence avec des usages agricoles ou encore de contribuer à la pression foncière dans certaines régions.

De nouveaux modèles de développement dits «agrivoltaïques» permettent toutefois d'envisager

Figure 12.54 Répartition des types de surfaces sous et aux abords les lignes électriques aériennes et autour des éoliennes en 2019

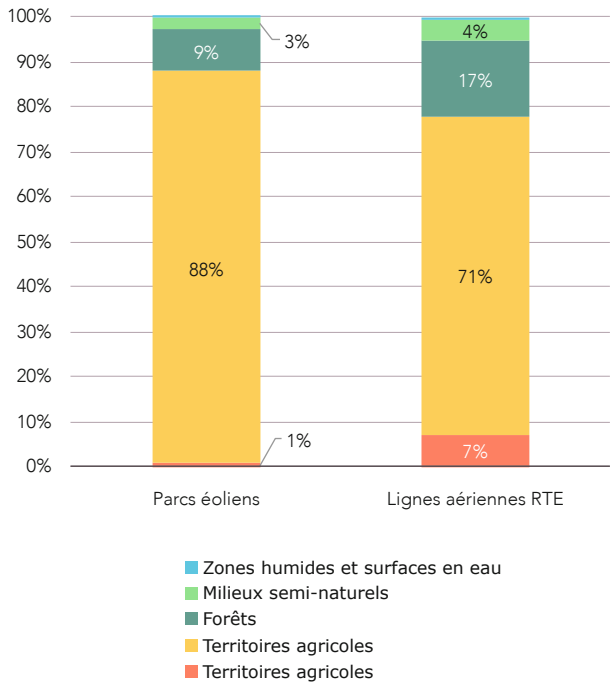
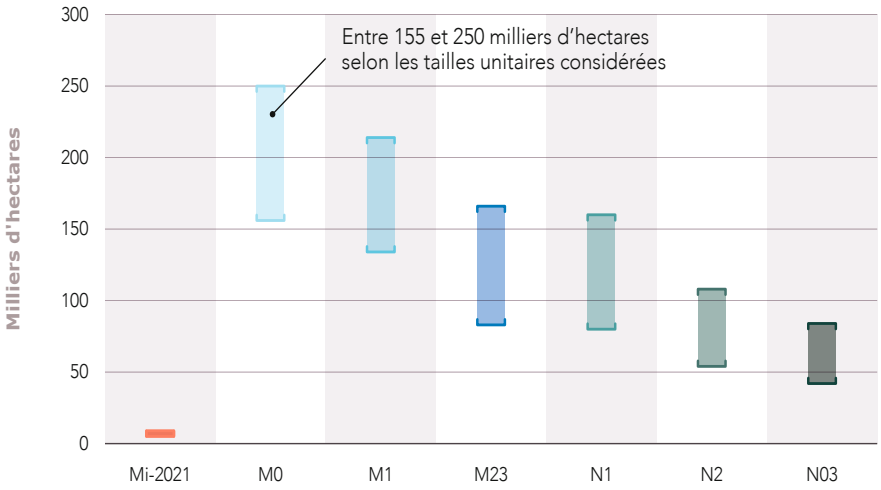


Figure 12.55 Estimation du nombre d'hectares nécessaires pour la production photovoltaïque au sol en 2050



plus facilement des co-usages agricoles *(voir partie 12.4.2)*. En contrepartie, les installations sont susceptibles d'occuper un espace plus important.

Compte tenu de l'incertitude sur la densité des parcs photovoltaïques, en particulier dans le cas de co-usages agrivoltaïques, une fourchette de densité moyenne du parc de centrales photovoltaïques au sol entre 1 ha/MW et 2 ha/MW[55] a été retenue à l'horizon 2050.

Dans les différents scénarios, la surface nécessaire pour l'accueil des panneaux photovoltaïques au sol est estimée à environ 70000 hectares (scénarios N2 et N03) à de l'ordre de 200000 hectares (scénario M0). Cette valeur peut paraître importante en absolu mais doit être relativisé : notamment, ces surfaces ne représentent que 0,1% à 0,3% du territoire.

Si les espaces abandonnées (friches, ancienne carrière, etc.) ne suffiront pas à accueillir l'ensemble des capacités photovoltaïque, les dynamiques agricoles à venir pourraient constituer des opportunités et des freins. D'une part, la diminution des surfaces agricoles utiles laisse peu de marge à d'autres usages que la production alimentaire, d'autant plus dans un contexte de hausse de la population, d'augmentation de la fréquence des accidents climatiques et de la transition vers des pratiques agricoles biologiques. D'autre part, un maintien des prairies naturelles avec une diminution du nombre d'élevages bovins offre des surfaces potentiellement compatibles avec une production photovoltaïque adaptée (des panneaux photovoltaïques verticaux à faible emprise au sol) tout en maintenant un caractère multifonctionnel du sol : stockage de carbone, biodiversité, paysage, alimentation et production d'énergie.

55. Valeurs issues de la revue de littérature (CEREMA, avril 2019, ADEME 2015) complétée des relevés d'études d'impacts existantes en retenant une dédensification des parcs de PV au sol pour les nouveaux types de parcs agrivoltaïques *(cf. 12.4.2)*.

12.4.5 Sur l'empreinte visuelle et l'impact paysager, un impact spécifique de l'éolien terrestre et du réseau mais qui reste difficile à mesurer

Le développement des grandes infrastructures énergétiques fait aujourd'hui souvent l'objet d'oppositions liées à leur emprise visuelle. Ces oppositions se sont accrues au cours des dernières décennies, en particulier autour du développement des pylônes et lignes électriques et plus récemment des parcs éoliens. Du fait de leurs grandes hauteurs, ces infrastructures induisent potentiellement une visibilité portant sur des zones étendues.

L'impact paysager induit par de nouvelles éoliennes ou pylônes reste cependant difficile à objectiver et quantifier, d'une part, car il relève d'une dimension esthétique de nature subjective et d'autre part car l'évaluation de la visibilité doit en théorie intégrer un grand nombre de paramètres (topographie, covisibilité avec d'autres points d'intérêt, prégnance, effet de surplomb…).

Les différents scénarios de mix des « Futurs énergétiques 2050 » conduisent tous à un net développement de la production éolienne terrestre en France et donc à une augmentation du nombre de mâts qui ne doit pas être ignoré. Le nombre précis de nouveaux mâts dépendra cependant de l'évolution de la capacité unitaire des éoliennes installées en France. Une augmentation de la taille des turbines permettrait ainsi de limiter le nombre de mâts à construire pour atteindre une capacité totale donnée mais conduirait à des éoliennes en moyenne plus grandes et donc potentiellement plus visibles. Une telle évolution n'est par ailleurs pas possible partout du fait de contraintes réglementaires et d'acceptabilité. En moyenne, le nombre de mâts d'éoliennes en France métropolitaine serait ainsi multiplié par 2 à 4 dans les différents scénarios et pourrait atteindre de l'ordre de 30 000 mâts à l'horizon 2050 dans les scénarios les plus hauts (M0 et M23). Ce chiffre peut être mis en regard du nombre de mâts déjà présents dans d'autres pays européens : en Allemagne, il y avait à fin 2020 déjà près de 30 000 éoliennes terrestres, pour un territoire 35 % plus petit que la France.

Les projections sur l'évolution du nombre de mâts ne permettent toutefois de restituer que très partiellement les enjeux associés à leur visibilité. Dans certains cas, les nouveaux mâts pourraient être

Figure 12.56 Estimation du nombre de mâts d'éoliennes terrestres en 2050 dans les différents scénarios considérés

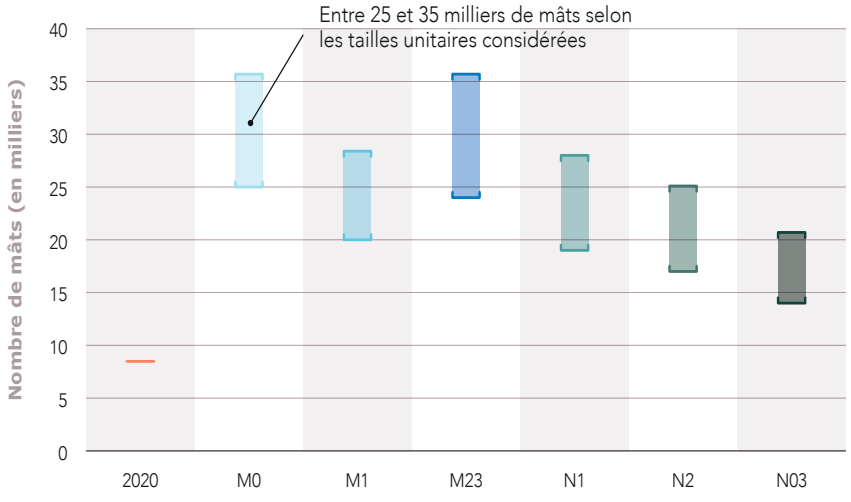
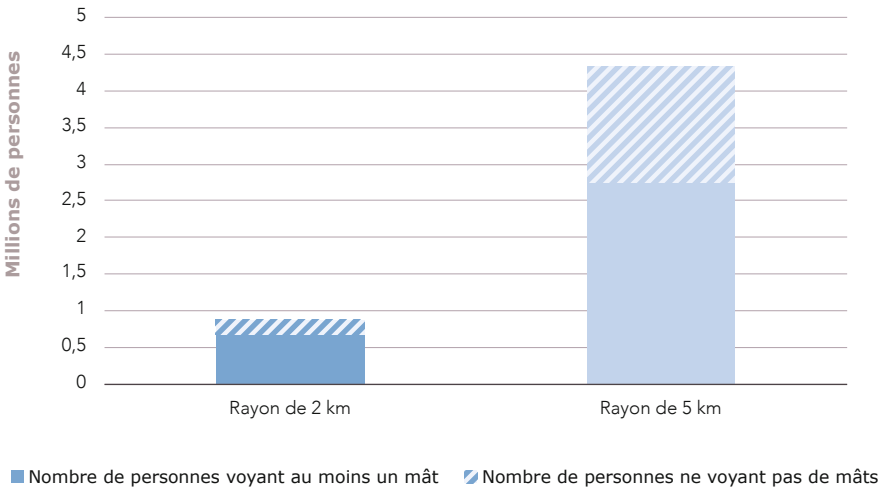


Figure 12.57 Nombre de personnes voyant au moins 1 éolienne à 2 ou 5 km en fonction de la population dans ce rayon



localisés dans des zones dans lesquelles ils ont un impact visuel limité ou pas d'impact visuel pour les populations locales ou à l'inverse être concentrés dans des zones déjà denses en éoliennes.

Pour apporter un ordre de grandeur sur le nombre de personnes concernées à l'heure actuelle par la visibilité de parcs éoliens, une estimation a été menée en s'appuyant sur une analyse cartographique détaillée intégrant la topographie, la localisation et la taille des parcs éoliens existants. Celle-ci suggère qu'en 2021, environ 2,7 millions de personnes étaient susceptibles de percevoir une éolienne depuis leur résidence principale (dans un rayon de 5 km autour d'un parc éolien), soit moins de 4 % de la population française. Toutefois, les perceptions entre 3 et 10 km dépendent grandement des caractéristiques du paysage alentour, ainsi cette analyse succincte ne peut toutefois prétendre à présenter une vision complète de l'impact paysager.

L'estimation de l'impact paysager nécessiterait de disposer des emplacements exacts des éoliennes, d'évaluations paysagères *ad hoc* et d'études de perception, positive, négative ou indifférente qu'a la population locale.

12.5 Les matières et déchets radioactifs : des enjeux spécifiques pour le cycle du combustible et ses installations de stockage, de retraitement et d'entreposage, en fonction des scénarios d'évolution du parc nucléaire

La question des déchets radioactifs cristallise de nombreuses oppositions à l'énergie nucléaire. En effet, les centrales nucléaires, si elles constituent des moyens de production d'énergie bas-carbone, induisent en contrepartie la production de matières et déchets radioactifs qu'il est nécessaire de pouvoir traiter et gérer sur des horizons de très long terme.

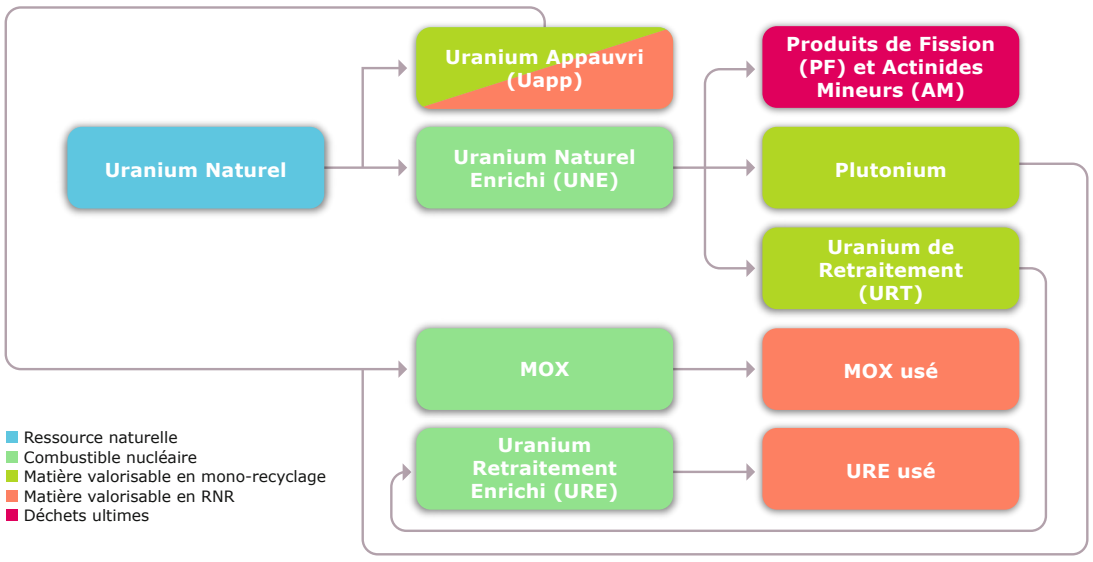
Les choix politiques et industriels en matière de prolongation et renouvellement du parc nucléaire, notamment dans les différents scénarios étudiés dans cette analyse, structurent donc, au-delà du parc de réacteurs, l'ensemble des infrastructures nécessaires à la gestion du cycle de vie du combustible nucléaire.

12.5.1 Le cycle de vie du combustible produit des substances variées qui impliquent des modes de gestion spécifiques

Le cycle du combustible nucléaire génère différents types de substances radioactives, dont les modalités de gestion à long terme diffèrent selon leur nature. Le fonctionnement du cycle conduit en particulier à distinguer :

- d'une part, les matières valorisables, qui sont vouées à être réemployées, sur la base de techniques industrielles actuelles ou d'évolutions techniques envisageables : ces matières valorisables doivent être entreposées de manière sûre,

Figure 12.58 Cycle du combustible nucléaire avec retraitement en mono-recyclage et fermeture partielle



en attendant leur éventuel traitement et leur réutilisation dans des réacteurs (actuels ou futurs) ;
- d'autre part, les *déchets radioactifs ultimes,* qui ne peuvent être valorisés : ceux-ci doivent alors être conditionnés et stockés de manière définitive.

Dans le détail, l'enrichissement et l'utilisation de l'uranium naturel dans les centrales nucléaires génèrent principalement quatre types de substances radioactives, objets du cycle du combustible et représentés sur le schéma suivant :
- l'uranium appauvri, résidu de l'enrichissement d'uranium,
- les trois types de substances issues du passage du combustible en réacteur, à savoir :
  - 1 % de plutonium,
  - 95 % d'uranium de retraitement (URT),
  - 4 % d'actinides mineurs et produits de fission.

Le plutonium et l'uranium de retraitement sont considérés comme des matières valorisables car ils peuvent, sous certaines conditions, être réutilisés comme combustible :
- Le plutonium, une fois séparé, est associé à de l'uranium appauvri pour former le combustible « MOX », utilisé dans les réacteurs certifiés pour en accueillir en tant que combustible. 24 réacteurs de 900 MW sont ainsi dits « moxés » sur l'ensemble des 56 réacteurs actuellement en exploitation dans le parc français.
- À partir de 2023, l'enrichissement de l'uranium de retraitement (URT) en uranium de retraitement enrichi (URE) reprendra – après avoir été arrêté pendant dix ans – afin de faire décroître le stock français d'URT (32 700 tML[56]), aujourd'hui entreposé sur le site de Tricastin. L'uranium de retraitement enrichi (URE) est ensuite chargé dans les réacteurs en substitution de l'uranium naturel enrichi (UNE).

À l'heure actuelle, le MOX usé et l'URE usé (après utilisation en réacteurs) sont également considérés comme des matières valorisables, car potentiellement réutilisables en multi-recyclage ou dans des réacteurs à neutrons rapides de 4e génération (RNR), en France ou dans d'autres pays[57]. Ils sont entreposés dans les piscines de La Hague dans cette attente *(cf. 12.5.4).*

Seuls les actinides mineurs et les produits de fission sont d'ores et déjà considérés par la France comme des déchets ultimes, ne pouvant être valorisés. L'utilisation du combustible nucléaire dans les réacteurs génère également d'autres déchets par irradiation des assemblages portant le combustible nucléaire ou des installations des centrales, avec des niveaux de radioactivité variables.

56. *tonnes de métal lourd*
57. Trois réacteurs à neutrons rapides alimentent un réseau électrique à ce jour : les réacteurs russes Beloyarsk-3 (BN-600, de 560 MWe) et Beloyarsk-4 (BN-800, de 820 MWe) et le CEFR chinois (20 MWe).

12.5.2 Dans tous les scénarios de mix, l'enjeu des déchets concerne principalement ceux de haute et moyenne activité à vie longue destinés au stockage géologique profond Cigéo

12.5.2.1 Des déchets classés en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie

Les déchets radioactifs produits par le fonctionnement des centrales nucléaires doivent faire l'objet de mesures de radioprotection, afin de protéger l'homme et son environnement contre les effets néfastes des rayonnements ionisants en émanant.

La gestion des déchets radioactifs est encadrée par la loi[58] : afin d'assurer qu'ils ne créent pas de risque radiologique, les modalités de stockage de chaque type de déchets sont définies en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie (de façon simplifiée, les déchets dont la durée de vie, c'est-à-dire le temps nécessaire à ce que leur radioactivité devienne négligeable, est de plus de 300 ans sont dits de vie longue et ceux de durée de vie inférieure à 300 ans sont dits de vie courte). Leur gestion est ainsi adaptée à leur nature et la plus sûre possible.

Les producteurs de déchets radioactifs (en particulier les exploitants de centrales nucléaires) ont l'obligation de les caractériser selon une classification qui permet ensuite d'établir les modalités de gestion correspondantes. Six catégories de déchets radioactifs sont ainsi considérées :

- les déchets de haute activité (HA) sont pour l'essentiel issus des combustibles usés après retraitement (actinides mineurs et produits de fission) ;
- les déchets de moyenne activité à vie longue (MA VL) sont principalement issus des assemblages portant le combustible nucléaire, ainsi que des déchets issus d'équipements ou du traitement d'effluents résultant du fonctionnement ou de la maintenance des installations nucléaires ;
- les déchets de faible activité à vie longue (FA VL) sont essentiellement des déchets de graphite ou contenant du radium provenant du démantèlement des réacteurs de première génération de la filière uranium naturel graphite gaz (UNGG) construits à partir de 1956 et dont le dernier réacteur s'est arrêté en 1994 à Bugey ;
- les déchets de faible activité et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) et les déchets de très faible activité (TFA) sont majoritairement issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires ainsi que des installations du cycle du combustible ;
- les déchets à vie très courte (VTC) proviennent principalement du secteur médical ou de la recherche et non de la production électrique et sont gérés par la décroissance naturelle de leur radioactivité.

Dans l'hypothèse d'une poursuite de la politique de retraitement des combustibles usés, la prolongation de la production d'électricité d'origine nucléaire (« scénarios N ») induit une production supplémentaire de déchets HA et MA-VL globalement proportionnelle à la production électrique ainsi qu'une production de déchets TFA et FMA VC corrélées au nombre d'installations en fonctionnement.

58. Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

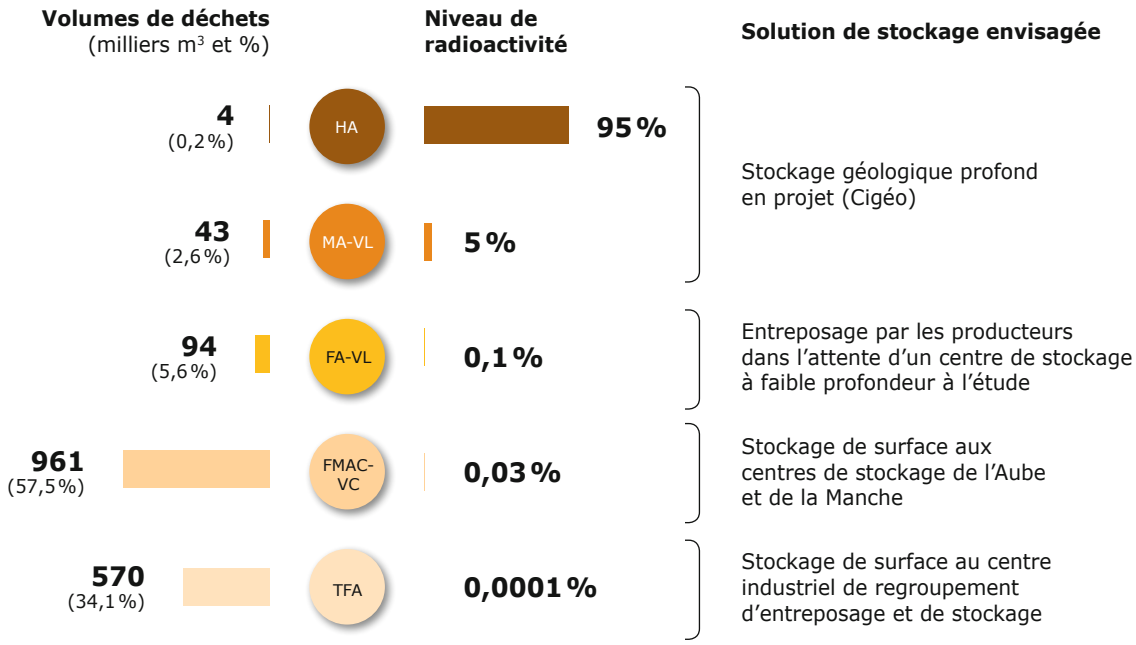
12.5.2.2 Des enjeux et des solutions de gestion différentes selon la catégorie de déchets, avec une attention particulière sur le stockage géologique profond des déchets de plus forte activité

Les enjeux de stockage et le stade de maturité des solutions diffèrent en fonction des catégories de déchets. Des solutions de stockage existent d'ores et déjà, notamment pour les déchets de plus faible activité et de plus courte durée de vie.

Les déchets TFA disposent déjà d'un centre de stockage en exploitation, le centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires). L'Andra prévoit la production de 2 200 000 m³ de déchets TFA issus de l'exploitation et du démantèlement complet des installations nucléaires actuelles. La capacité actuelle du Cires (650 000 m³, mis en service en 2003) devrait être saturée en 20 ou 25 ans, au lieu des 30 ans initialement prévus, et nécessiter la mise en place de nouvelles installations de stockage, potentiellement sur les sites des centrales nucléaires, ou l'extension de la capacité autorisée du centre actuel d'ici 2025.

Les déchets FMA-VC sont les plus abondants en volume. Ils sont stockés dans deux centres de stockages de surface, dans la Manche et l'Aube. Le centre de stockage de la Manche a accueilli, entre 1969 et 1994, 527 000 m³ de colis de déchets. Arrivé à pleine capacité, il est aujourd'hui en phase de fermeture. Le centre de stockage de l'Aube (CSA) accueillait, fin 2019, 345 000 m³ pour une capacité réglementaire autorisée de 1 000 000 m³. Les déchets stockés dans ces centres sont surveillés

Figure 12.59 Enjeux des solutions de stockage en fonction des catégories de déchets nucléaires[59]



59. Source : Inventaire national des matières et déchets radioactifs 2021

pendant le temps nécessaire à la décroissance de leur radioactivité jusqu'à des niveaux d'impact négligeables, estimé à environ 300 ans.

À l'inverse, les modalités de gestion des déchets FA-VL, ainsi que HA et MA-VL sont encore au stade de projet. La durée de vie de ces déchets et le niveau de radioactivité de certains d'entre eux représentent des enjeux technique, éthique et économique.

Les déchets FA-VL doivent faire l'objet d'une gestion spécifique du fait de leur longue durée de vie (souvent de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers d'années ou plus). Actuellement entreposés par les producteurs, ils ne disposent pas d'un centre de stockage définitif. Cependant, une zone de 10 km² au nord de la communauté de commune de Soulaines fait l'objet d'investigations géologiques plus poussées par l'Andra pour un stockage en faible profondeur (quelques dizaines de mètres). Si les 320 000 tML d'uranium appauvri issu de l'enrichissement du combustible nucléaire devaient être requalifiés en déchets, ils relèveraient vraisemblablement de cette catégorie.

Bien que ne représentant qu'un très faible volume (moins de 3 % de l'ensemble des déchets nucléaires français), les déchets HA et MA-VL sont ceux dont le stockage représente l'essentiel du coût et des enjeux de la gestion des déchets radioactifs. À eux seuls, les déchets HA et MA-VL représentent à terme 85 % des coûts totaux de la gestion des déchets[60]. Ils sont aujourd'hui entreposés sur le site de La Hague *(cf. paragraphe 12.5.4)*. La stratégie de stockage définitif retenue par l'Andra et les pouvoirs publics consistent à terme à stocker ces déchets (HA et MA-VL) dans le centre de stockage en couche géologique profonde Cigéo. Cette solution vise notamment à protéger les populations et les générations futures des déchets radioactifs les plus dangereux en les stockant de manière pérenne dans un site stable fonctionnant de manière passive pour des échelles de temps très longues.

12.5.2.3 Un inventaire de déchets destinés au stockage géologique de Cigéo susceptible d'être adapté notamment en fonction de l'évolution du parc de production nucléaire

L'inventaire de référence pris en compte pour dimensionner le projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique) prévoit le stockage des déchets nucléaires français HA et MA-VL produits par l'ensemble des installations nucléaires du parc historique et de l'EPR de Flamanville, jusqu'à leur démantèlement.

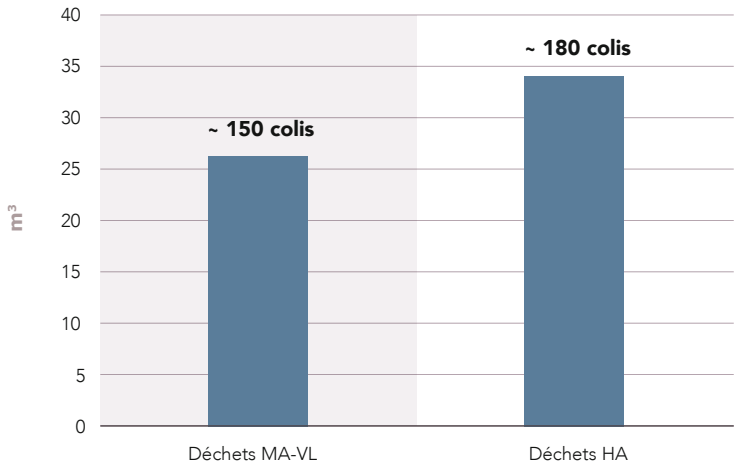
L'Andra estime que pour le fonctionnement du parc nucléaire actuel et de l'EPR de Flamanville 83 000 m³ de déchets HA et MA-VL devront être stockés dans les galeries souterraines de Cigéo, représentant 73 000 m³ de déchets de MA-VL et 10 000 m³ de déchets HA. Fin 2020, près de la moitié de ces déchets étaient déjà produits. Ces estimations se basent sur une durée de fonctionnement du parc actuel de 50 ans et une hypothèse de retraitement de la totalité des combustibles usés. Les déchets produits par un éventuel futur parc ne sont pas inclus dans l'inventaire de référence.

Néanmoins, l'inventaire à retenir par l'Andra pour les études et recherches conduites en vue de concevoir le centre de stockage comprend un inventaire de référence et un inventaire de réserve[61]. L'inventaire de réserve prend en compte les incertitudes liées notamment à la mise en place de nouvelles filières de gestion de déchets ou à des évolutions de politique énergétique.

Le centre de stockage Cigéo est conçu pour accueillir les déchets de l'inventaire de référence. En lien avec les propriétaires des substances de l'inventaire de réserve (EDF, Orano et le CEA), **le centre de stockage Cigéo est également conçu par l'Andra pour être en mesure d'accueillir les**

60. Cour des comptes, 2012, Les coûts de la filière électronucléaire
61. Article D542-90 du code de l'environnement.

Figure 12.60 Estimation du volume de déchets radioactifs HA et MA-VL issus de la production de 100 TWh d'électricité d'origine nucléaire



substances qui figurent à cet inventaire, sous réserve le cas échéant d'évolutions dans sa conception pouvant être mises en œuvre en cours d'exploitation à un coût économiquement acceptable. L'Andra propose pour cet inventaire de réserve l'intégration de combustibles usés, l'intégration des déchets HA et MA-VL qui résulteraient d'une prolongation du fonctionnement du parc ainsi que les déchets FA-VL.

Si la demande de déclaration d'utilité publique (DUP) et la demande d'autorisation de création (DAC) sont approuvées, Cigéo pourrait ainsi être mis en service en 2035 pour une durée d'exploitation d'un peu plus de 100 ans. Les premiers colis MA VL entreraient alors progressivement en stockage géologique tandis que les colis HA y entreraient à partir de la fin du siècle.

À date, les inventaires de référence et de réserve ne sont pas définitivement arrêtés. L'Andra doit proposer un inventaire de référence stabilisé à l'occasion de la demande d'autorisation de création de Cigéo dans les prochaines années.

De manière plus générale, le dimensionnement des infrastructures de stockage des déchets radioactifs à long terme dépend largement des choix sur l'évolution du parc nucléaire :

- Les scénarios prévoyant la construction de nouveaux réacteurs (scénarios « N ») impliquent une augmentation du volume de déchets à stocker à long terme. La relance du nucléaire sur plusieurs décennies conduira en effet à générer de nouveaux déchets issus du cycle du combustible et impliquera de dimensionner les infrastructures de stockage en conséquence, par exemple en adaptant le projet Cigéo. Les estimations présentées sur le graphique ci-dessus permettent d'apporter un ordre de grandeur des volumes supplémentaires de déchets occasionnés par la production d'électricité nucléaire ;
- Les scénarios prévoyant une sortie du nucléaire peuvent avoir des conséquences variées selon les hypothèses considérées concernant la politique de retraitement et le rythme de sortie. L'arrêt du retraitement implique vraisemblablement en effet de considérer l'ensemble des combustibles usés comme des déchets de haute activité faute de débouchés pour ceux-ci. Un arrêt rapide du nucléaire peut également ne pas laisser le temps de consommer en MOX l'ensemble du plutonium déjà extrait et induire des substances supplémentaires à stocker.

12.5.3 Le cycle du combustible : une stratégie de retraitement à clarifier dans les années à venir et des perspectives incertaines de valorisation traitées avec prudence

Le cycle du combustible implique de disposer des infrastructures adaptées au traitement des combustibles usés et à leur éventuel recyclage pour réutilisation dans les centrales. Les enjeux autour de ces infrastructures se posent de façon radicalement différente suivant que les scénarios de mix électriques intègrent ou non de nouveaux réacteurs nucléaires. Dans tous les cas, les exigences de sûreté et de transparence liées aux actions impliquant des substances radioactives, nécessitent l'anticipation de la trajectoire du parc nucléaire et des prises de décisions plusieurs années à l'avance pour s'ancrer dans un temps industriel et démocratique long.

Dans les scénarios M, sans nouveau nucléaire, l'enjeu est d'adapter la gestion du combustible à la réduction progressive de la capacité du parc nucléaire actuel et à la sortie complète de l'énergie nucléaire. À l'inverse, dans les scénarios N, avec l'investissement dans de nouveaux EPR2, l'enjeu principal est celui du renouvellement des installations de retraitement.

Au-delà des décisions de relance ou non d'un nouveau parc nucléaire, les stratégies de retraitement au-delà de 2040 devront impérativement être établies suffisamment tôt pour permettre à la filière d'anticiper ses besoins en capacité de retraitement ou d'entreposage et stockage du combustible usé. À cet égard, l'ASN a ainsi demandé que cette stratégie soit précisée dans la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Dans l'hypothèse d'une relance du nucléaire, une décision d'investissement apparaît nécessaire au cours des prochaines années pour la mise en service d'une nouvelle usine de traitement des combustibles usés à l'horizon 2040 (ou d'une jouvence complète des usines actuelles).

En cas de non réinvestissement dans les chaînes de retraitement de l'usine de la Hague, fort probable dans l'hypothèse d'une sortie à terme du nucléaire envisagée dans les scénarios M, une stratégie de requalification du combustible usé non retraité (uranium usé, MOX et URE) serait à déterminer pour en évaluer la gestion comme déchet. Ceci reste toutefois cohérent avec les propositions de l'Andra pour l'inventaire de réserve de Cigéo mais augmente très significativement le tonnage de déchets voués à y être stockés.

En outre, compte tenu de l'abandon par la France de ses programmes de recherche sur les réacteurs à neutrons rapides (RNR) avec l'arrêt du projet ASTRID et de l'absence de processus certifié pour retraiter le MOX usé et l'URE usé à une cadence industrielle, la perspective de réemploi de ces combustibles s'est éloignée. Comme le demande ainsi l'ASN[62], cet état de fait industriel invite à projeter pour la filière des principes de gestion de ces combustibles usés compatibles avec leur utilisation dans les 30 ans à venir. Cette absence de perspective industrielle connue pour les MOX et URE usés a ainsi conduit RTE à un traitement prudent pour ce type de matières dans les études économiques *(cf. chapitre 11).*

62. Avis n° 2020-AV-0363 du 8 octobre 2020.

12.5.4 Dans tous les scénarios, une gestion du cycle du combustible qui doit être anticipée afin de ne pas affecter la disponibilité du parc nucléaire

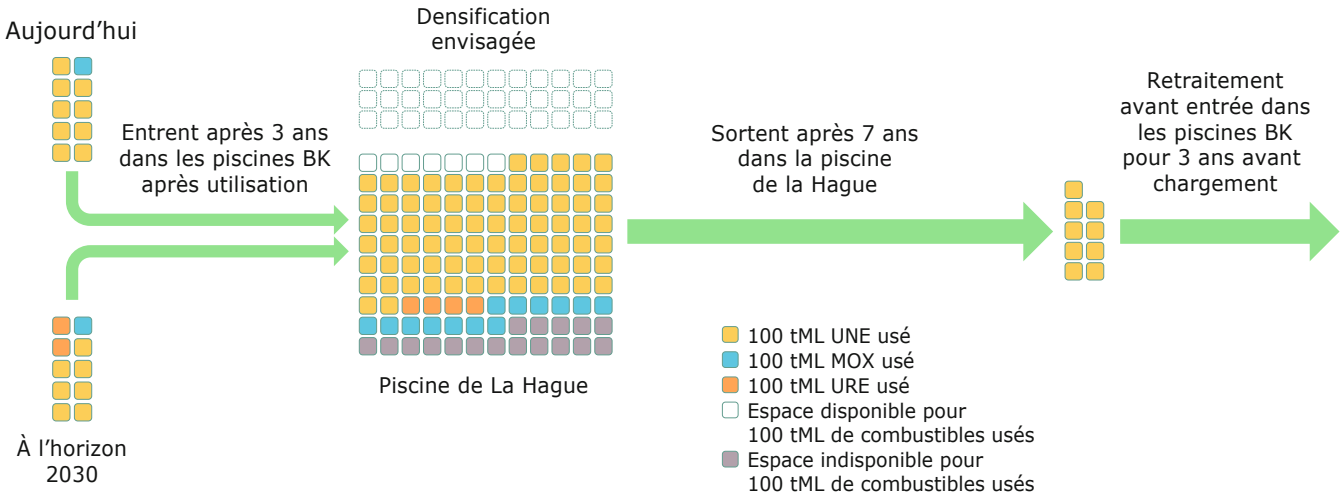
Chaque année, l'équivalent du volume de combustible chargé dans les réacteurs est retiré des piscines d'entreposage des réacteurs pour rejoindre les piscines de la Hague. Fin 2019, les piscines de la Hague étaient remplies à un niveau supérieur à 80-90 %. Afin de produire le plutonium destiné à la production de MOX, un volume analogue à la quantité d'uranium naturel enrichi (UNE) usé accueillie est sorti des piscines de La Hague pour retraitement (soit chaque année un flux entrant-sortant de matières de l'ordre de 8 % de la capacité totale d'entreposage de la piscine).

Le MOX usé et l'URE usé, résultant de l'utilisation du MOX et de l'URE comme combustibles, restent entreposés en piscine, conduisant ainsi à l'accroissement des volumes de matières radioactives entreposées à la Hague (un volume de l'ordre de 1 %/an du tonnage de la piscine et à terme pour 2 %/an avec l'entreposage de l'URE usé).

Différentes évaluations[63] prévoient la saturation des piscines d'entreposage de combustible usé à l'horizon 2030. Une marge par rapport au remplissage total des piscines devra être maintenue pour assurer la continuité des chargements et déchargements de combustible dans les réacteurs nucléaires à cet horizon.

La construction d'un nouvel entreposage de combustible usé apparaît ainsi comme une nécessité dans l'ensemble des scénarios étudiés, qui prévoient tous un maintien de la production nucléaire sur la décennie 2030-2040.

Figure 12.61 Remplissage des piscines de la Hague, vision annuelle des flux entrant-sortant (chiffres 2016). Chaque année, le stock s'accroît du volume du MOX usé et de l'URE usé.



63. *«Avis n°2020-AV-0363 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 8 octobre 2020 sur les études concernant la gestion des matières radioactives et l'évaluation de leur caractère valorisable remises en application du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018, en vue de l'élaboration du cinquième plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs»*, ASN (2020).
«Plan national de gestion des matières et des déchets radioactif 2016-2018»
«Clarification des controverses techniques. Note de synthèse 21 mars». Débat public plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, 5e édition 2019-2021.
«L'aval du cycle du combustible nucléaire. Les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage», Cour des comptes (2019).

Cette dynamique dépend fortement des capacités de retraitement et, à l'avenir, des perspectives qui seront données aux matières valorisables d'URE usé[64] et de MOX usé. En effet, ces deux substances irradiées, aujourd'hui considérées comme des matières valorisables, s'accumulent progressivement dans les piscines de la Hague et pourront représenter une partie majoritaire du remplissage du volume d'ici l'horizon 2030-2040 sans qu'une perspective de retraitement ne soit aujourd'hui décidée. En tout état de cause, leur valorisation n'étant pas envisageable avant plusieurs décennies, le Ministère de la transition écologique a prescrit à EDF de déposer une demande d'autorisation pour un nouvel entreposage de combustible usé. EDF prévoit ainsi la construction d'une piscine d'une capacité de l'ordre de 6 500 tML pour assurer l'entreposage à long terme du combustible usé de façon centralisée à l'horizon 2035.

Dans l'attente de la construction d'une piscine d'entreposage centralisé de combustibles usés par EDF, Orano envisage la densification de sa piscine de La Hague dans la décennie à venir afin de pallier un risque de saturation qui remettrait en cause la disponibilité du parc nucléaire.

En l'absence de nouvelles capacités d'entreposage de combustible usé, l'arrêt ou la diminution du retraitement (comme actuellement sur l'une des deux usines de La Hague) peut conduire à une saturation plus rapide des piscines d'entreposage, et *in fine* contraindre la production nucléaire faute de possibilité de déchargement/rechargement. En effet, la production d'une tonne de MOX consomme huit tonnes de combustibles UNE usés. En d'autres termes, la non-consommation d'une tonne de MOX requiert d'entreposer sept tonnes supplémentaires de combustible usé par rapport au fonctionnement actuel. Tant que de nouveaux entreposages ne sont pas disponibles, cette contrainte nécessite de maintenir un nombre suffisant de réacteurs capables d'accueillir du MOX (et donc éventuellement de « moxer » de nouveaux réacteurs nucléaires à mesure que les premiers réacteurs moxés de 900 MW ferment) et de conserver la capacité de retraitement de la Hague.

Compte tenu de l'arrivée en fin de vie d'une grande partie des installations de retraitement de la Hague à l'horizon 2040, la politique de retraitement du combustible arrive à un tournant nécessitant une décision d'investissement pour sa poursuite. Ces politiques doivent s'inscrire dans le temps industriel long, plus de 15 ans avant échéance, en particulier dans le cas d'une relance d'un programme nucléaire (« scénarios N »).

64. Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 pris en application du décret n° 2017-231 du 23 février 2017