

6

L'EUROPE

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 1955¹, 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 des 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, hydraulité, 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

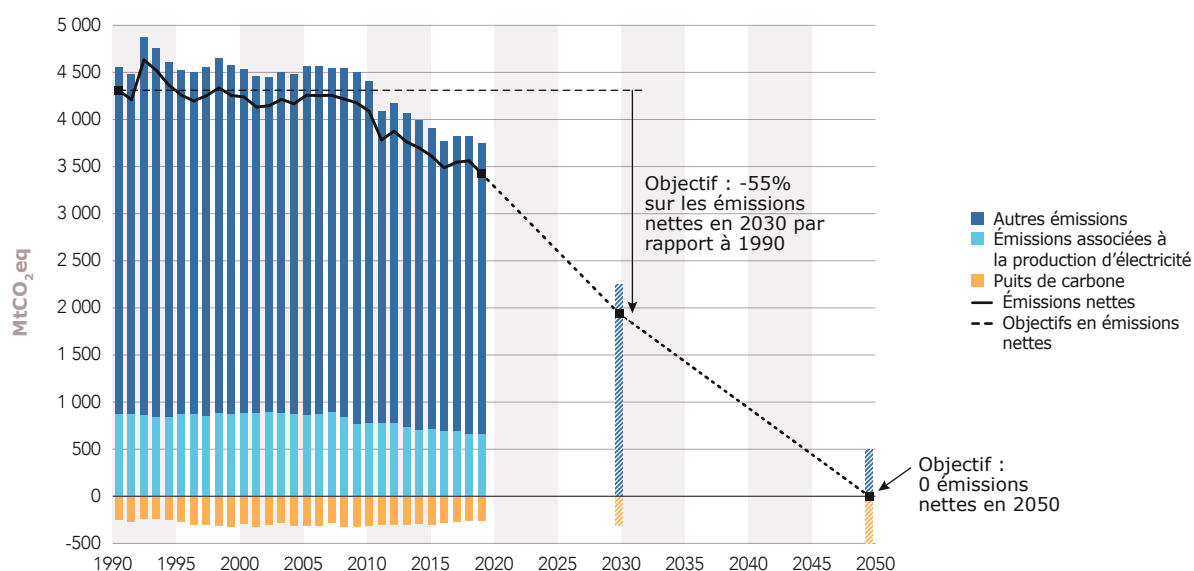
L'Union européenne et l'ensemble des États membres ont été précurseurs des politiques volontaristes de réduction des émissions de CO₂, avec le paquet «3x20» adopté dès 2008². Forts de cette dynamique, ils sont signataires de l'accord de Paris sur la lutte contre le réchauffement climatique. Dans ce cadre, 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 nettes³ 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 CO₂ 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 des méthodes faisant appel à la technologie de captage et stockage du carbone (CCS).

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 émissions⁴, 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 révèlent 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'Union européenne. 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 interconnexions⁵, 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 documents⁶ 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, d'énergies renouvelables et d'interconnexion permet d'évaluer l'atteinte des objectifs européens.

6. National long-term strategies | European Commission (europa.eu) - https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en
National energy and climate plans | European Commission (europa.eu) - https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

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 publiées⁷.

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 au captage et au stockage de CO₂.

Les associations européennes des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, ENTSO-E et ENTSG, 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 ENTSO-E et ENTSG 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 énergies renouvelables, 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 au scénario *Distributed Energy*.

6.4.1.2 Les contributions des parties prenantes (initiatives de gestionnaires de réseau de transport, 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 contribuent 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 (par exemple : 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% renouvelable à l'horizon 2050.

Enfin, certains gestionnaires de réseau de transport 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'énergie⁸) 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.

Agora EnergieWende (*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 % renouvelable. 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 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.














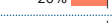

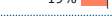




























































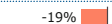

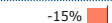

Le gouvernement allemand n'a pas publié de scénario de référence précis à ce stade.

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 gaz à effet de serre (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

8. Dena est une agence d'État indépendance chargée d'éclairer les politiques publiques en matière d'énergie et de climat.

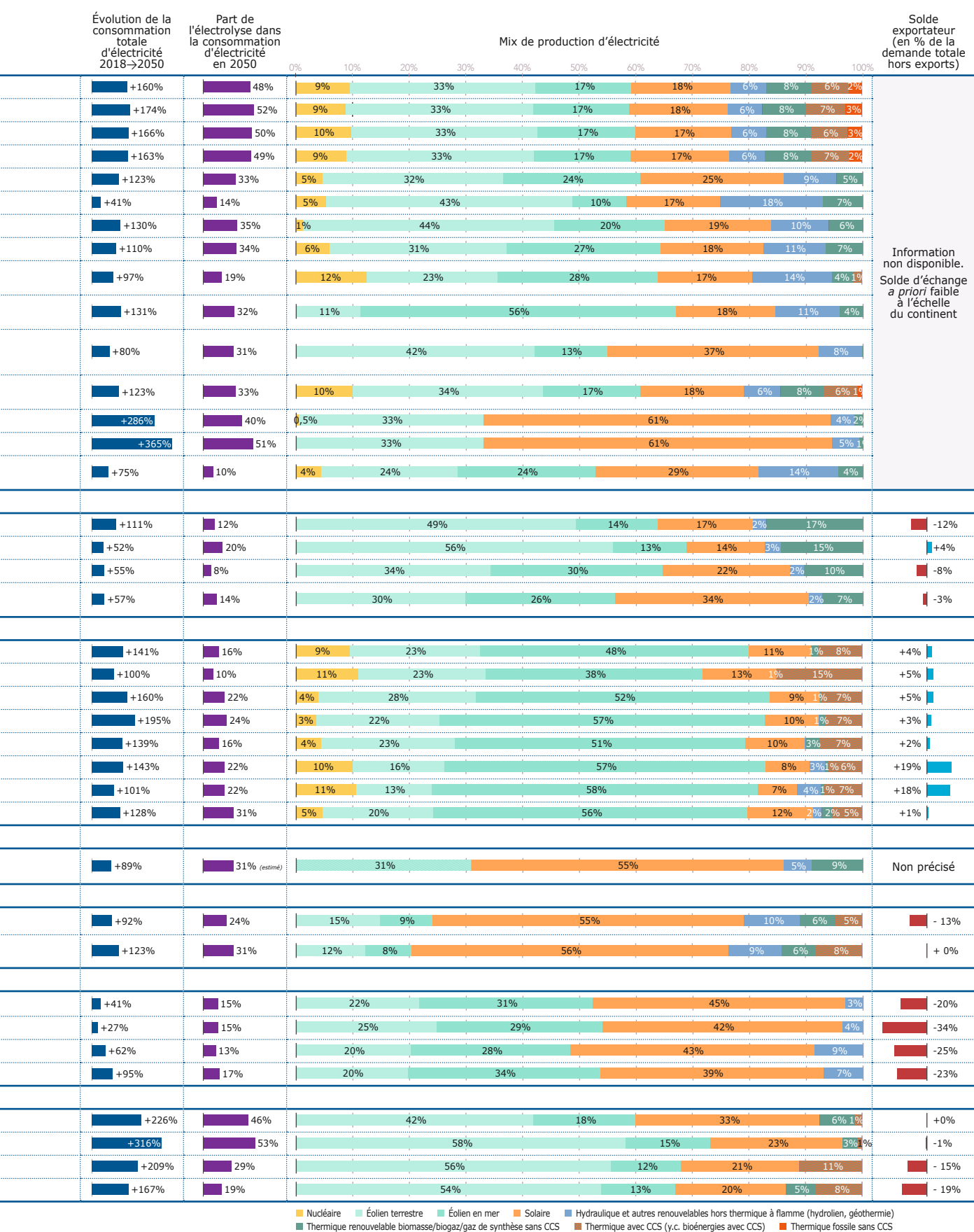
Tableau 6.1

Scénarios d'évolution jusqu'à l'horizon 2050 du système énergétique en Europe ou dans certains pays européens et compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone à cet horizon⁹

Organisation	Étude/publication	Année de publication	Scénario	Périmètre géographique	Évolution de la consommation d'énergie finale aujourd'hui→2050	Taux d'électrification directe en 2050
	Commission européenne	2020	REG	UE 27	-28% 	46% 
			CPRICE		-23% 	42% 
			MIX		-28% 	45% 
			ALLBNK		-28% 	46% 
	ENTSO-E & ENTSOG	2020	Distributed Energy	UE 27 + UK	-41% 	54% 
			Global Ambition		-36% 	41% 
	ENTSO-E & ENTSOG	2021	Distributed Energy	UE 27	-26% 	49% 
			Global Ambition		-19% 	42% 
	Eurelectric	2018	Scenario 3	UE27 + UK + CH + NO	-36% 	58% 
	Gas for Climate	2020	Accelerated Decarbonisation Pathway	UE 27 + UK	-36% 	53% 
	ONG européennes (CAN Europe, EEB, RGI & REN21)	2020	PAC Scenario	UE 27 + UK	-57% 	69% 
	Wind Europe	2021	WindEurope 2050	UE 27	-25% 	57% 
	SolarPower Europe	2020	Moderate	Europe géographique	+3% 	65% 
			Leadership		+3% 	65% 
	TransnetBW	2020	Stromnetz 2050	EU 27 + UK + NO + CH + BA + RS	Non précisé	Non précisé
	Dena	2018	EL95	DE	-41% 	63% 
			TM 95	DE	-37% 	35% 
	TransnetBW	2020	Stromnetz 2050	DE	Non précisé	Non précisé
	Agora Energiewende	2020	Klimaneutral 2050	DE	-36% 	45% 
	CCC	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	2021	Customer Transformation	UK	-46% 	71% 
			System Transformation	UK	-30% 	45% 
			Leading the Way	UK	-42% 	57% 
	Gouvernement espagnol	2020	ELP	ES	-33% 	50% 
	Gouvernement italien & RSE	2020	Scenario min	IT	-40% 	54% 
			Scenario max	IT	-40% 	57% 
	Gouvernement fédéral belge	2021	CORE-95	BE	-58% 	45% 
			BEH	BE	-62% 	45% 
			TECH	BE	-52% 	48% 
			High Demand	BE	-52% 	40% 
	Tennet/Gasunie	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.



fait d'un très 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 énergies renouvelables, 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 à long terme un scénario qui repose sur deux scénarios établis par RSE (société publique de recherche dans le domaine de l'énergie, mettant l'accent sur les projets stratégiques nationaux) et présentés sous forme de fourchette (un scénario «bas» et un scénario «haut»). Ces scénarios intègrent 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 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 à 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.

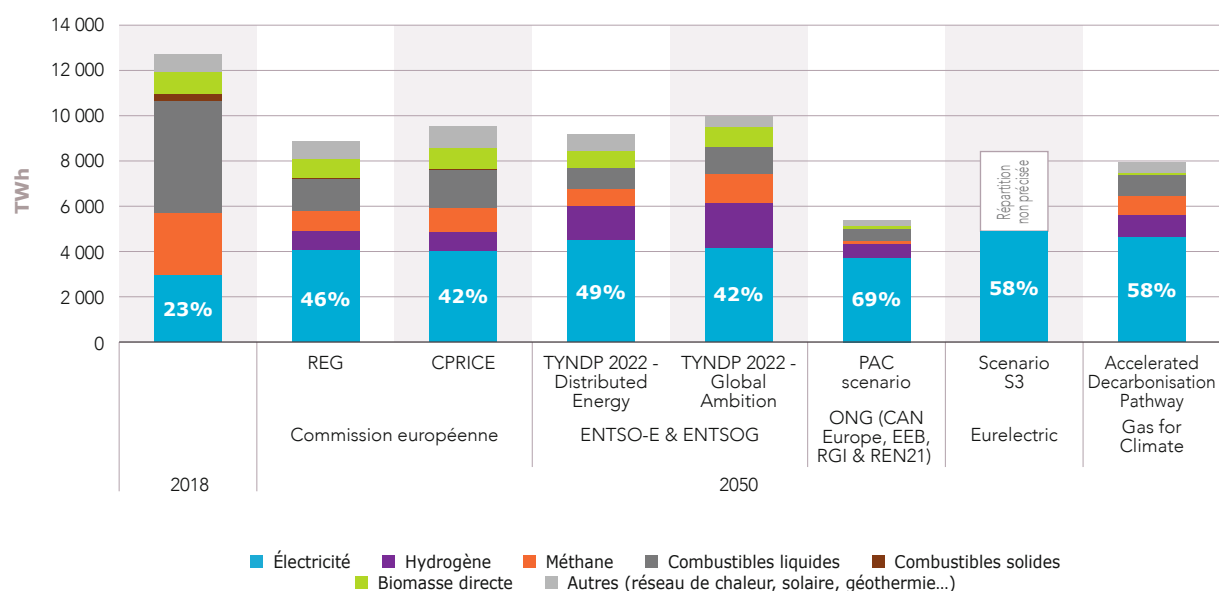
Dans le bâtiment, les pompes à chaleur ont une efficacité environ trois fois plus importante que les chaudières traditionnelles. Dans les transports, les moteurs électriques pour les voitures affichent un rendement deux à trois fois plus élevé que les moteurs thermiques. Dans l'industrie, l'électrification 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 + Norvège¹¹



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).

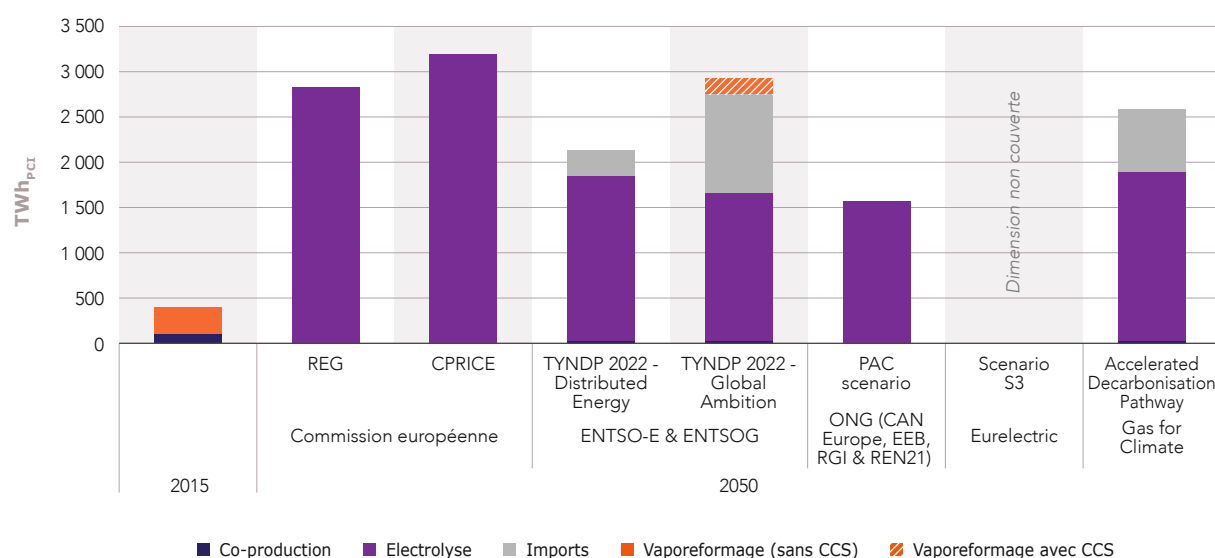
6.4.3 L'approvisionnement en combustibles verts : des scénarios très contrastés sur le rôle de l'électrolyse

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/bio-gaz 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 transformations¹² (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) produits en dehors de l'Europe à partir d'électrolyse, de vaporeformage de biométhane ou de vaporeformage de gaz naturel avec captage et stockage de CO₂ (CCS) servent au bouclage énergétique dans plusieurs scénarios.

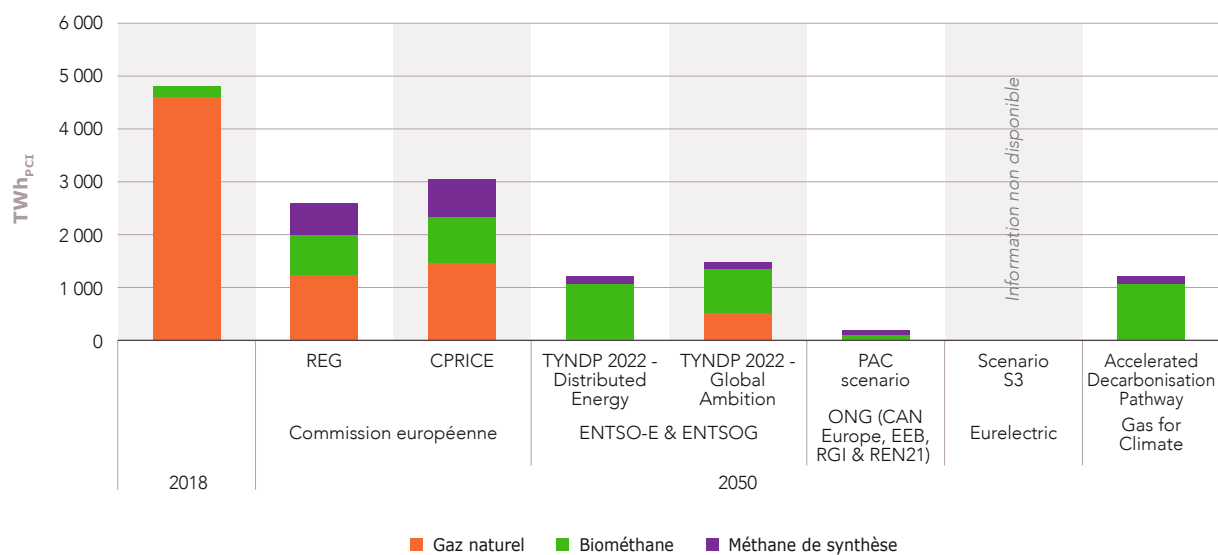
Figure 6.4 Approvisionnement en hydrogène de l'Europe pour la demande finale (énergétique ou non), la production d'énergies de synthèse et la production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège¹³ (y.c. demande non énergétique)



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 + Norvège¹⁴



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*

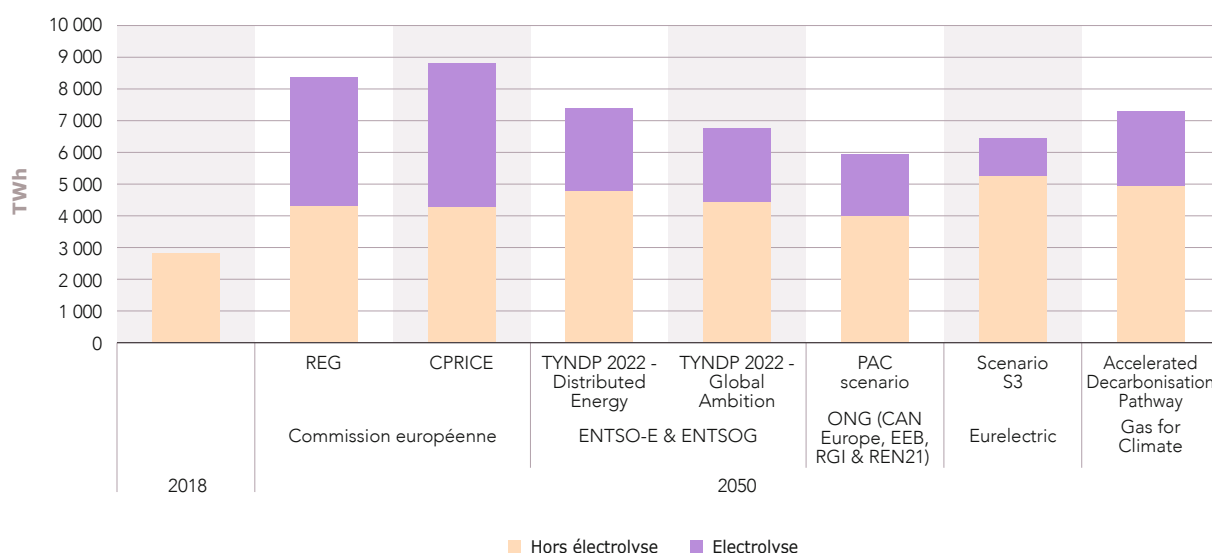
Tous les scénarios aux niveaux européen et national envisagent une forte hausse de la consommation d'électricité. Cette hausse résulte essentiellement de l'électrification des usages, du développement de l'électrolyse et de la croissance économique. Le développement de l'efficacité énergétique (sur les 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 élevée 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 soutenu 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 d'hydrogène (ceux de

Figure 6.6 Consommation totale d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège¹⁵



15. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

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.

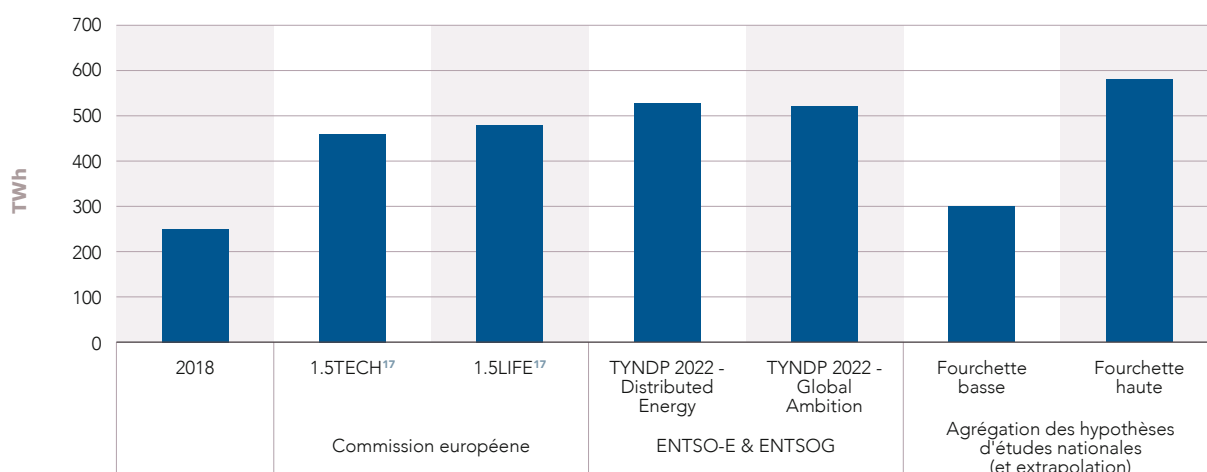
Néanmoins, dans un contexte de baisse de la consommation énergétique finale, l'ensemble des scénarios européens identifiés envisagent une augmentation de la demande finale d'électricité (hors électrolyse) d'au moins 20%, voire beaucoup plus. Ce constat est aussi vrai pour les scénarios nationaux où la consommation électrique est systématiquement orientée à la hausse, mais avec des contrastes importants 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 rapprocheront 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.

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 + Norvège¹⁶



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 européenne en 2018

6.4.5 La production d'électricité en Europe sera décarbonée en 2050 et reposera essentiellement sur les énergies renouvelables variables.

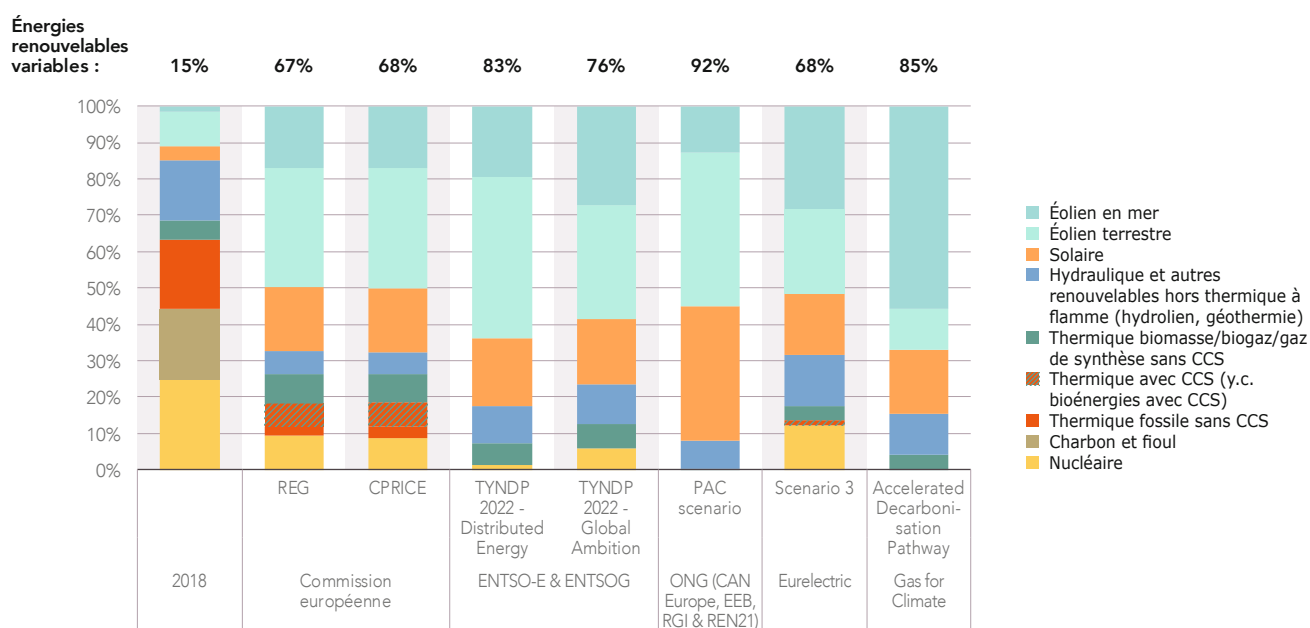
6.4.5.1 Les énergies renouvelables variables représenteront au moins 70 % de la production d'électricité européenne en 2050

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 + Norvège¹⁸



18. Sources :

- Valeur 2018 : ENTSO-E (Statistical Factsheet)
 - Scénarios 2050 : Publications listées dans le tableau 6.1 et calculs RTE pour homogénéiser les périmètres des filières affichées. Concernant le captage et le stockage 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.

6.4.5.2 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.

6.4.5.3 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 CO₂. 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).

6.4.5.4 Un développement massif de capacités pilotables en Europe est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement

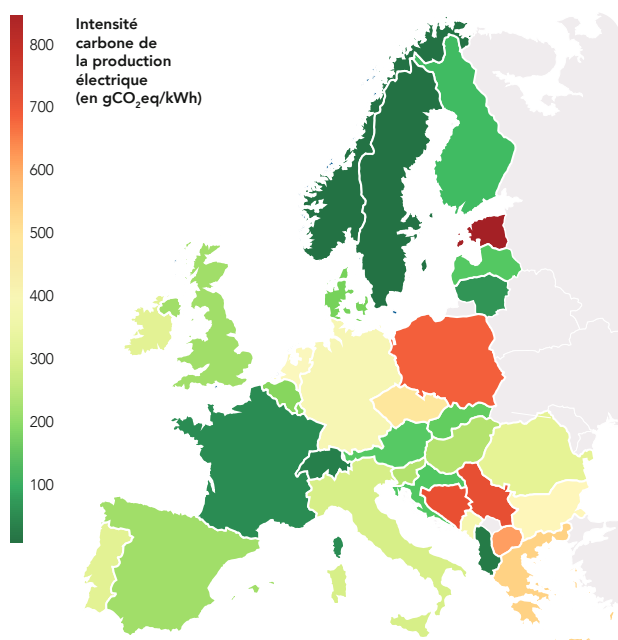
Le développement massif de la production renouvelable variable en Europe conduit à un besoin important de capacités pilotables pour gérer les situations de faible production renouvelable et de consommation importante. **Peu d'études au périmètre européen analysent et restituent de façon détaillée les 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 ».

6.4.6 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 renouvelable** 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, voire l'Espagne, disposant de gisements d'énergie renouvelable 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, captage et stockage de carbone, 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 ENTSO-E 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 au captage et au stockage 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 (par exemple 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 d'énergie renouvelable 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 énergies renouvelables 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'interconnexion 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 ENTSO-E 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 européens²⁰, une simulation du fonctionnement du système électrique européen²¹ 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 pays²².

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'interconnexion des pays voisins entre eux²⁴. 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 directe, 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 2022²⁵ 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 1200 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 3600 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 actuels²⁶. En pratique la moyenne européenne de l'espérance de durée de défaillance s'établit autour de 1,5h/an²⁷.

► **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 lors qu'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 4h/an contre 1,5h/an en moyenne en Europe²⁸ 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 («Energie-wende»), 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).

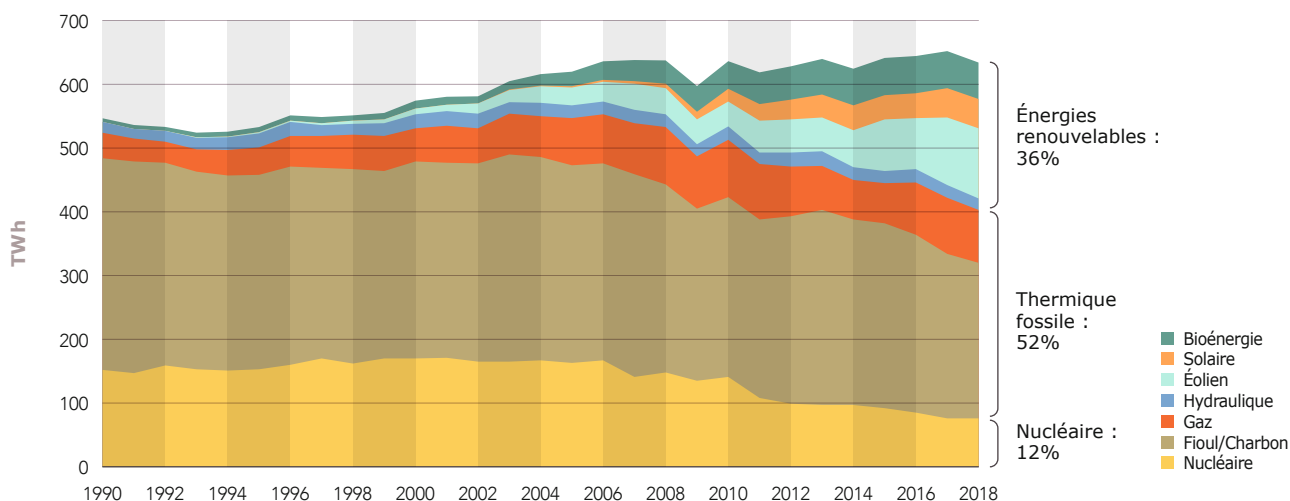
Malgré le fort développement des énergies renouvelables, qui représentaient 40 % de la production d'électricité en 2019, le secteur de la production d'électricité reste un contributeur important aux émissions de gaz à effet de serre du pays. L'Allemagne a néanmoins fermé 16 GW de capacité au charbon 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 MtCO₂²⁹ 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 gaz à effet de serre en 2020 par rapport au niveau de

Figure 6.11 Évolution de la production d'électricité en Allemagne depuis 1990³⁰



²⁹. Source : ministère de l'Environnement allemand - <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix>

³⁰. Les valeurs sont affichées en production brute (en intégrant l'autoproduction)

1990 a 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 MtCO₂, 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 gaz à effet de serre 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 actuellement³¹.

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 gaz à effet de serre liées à

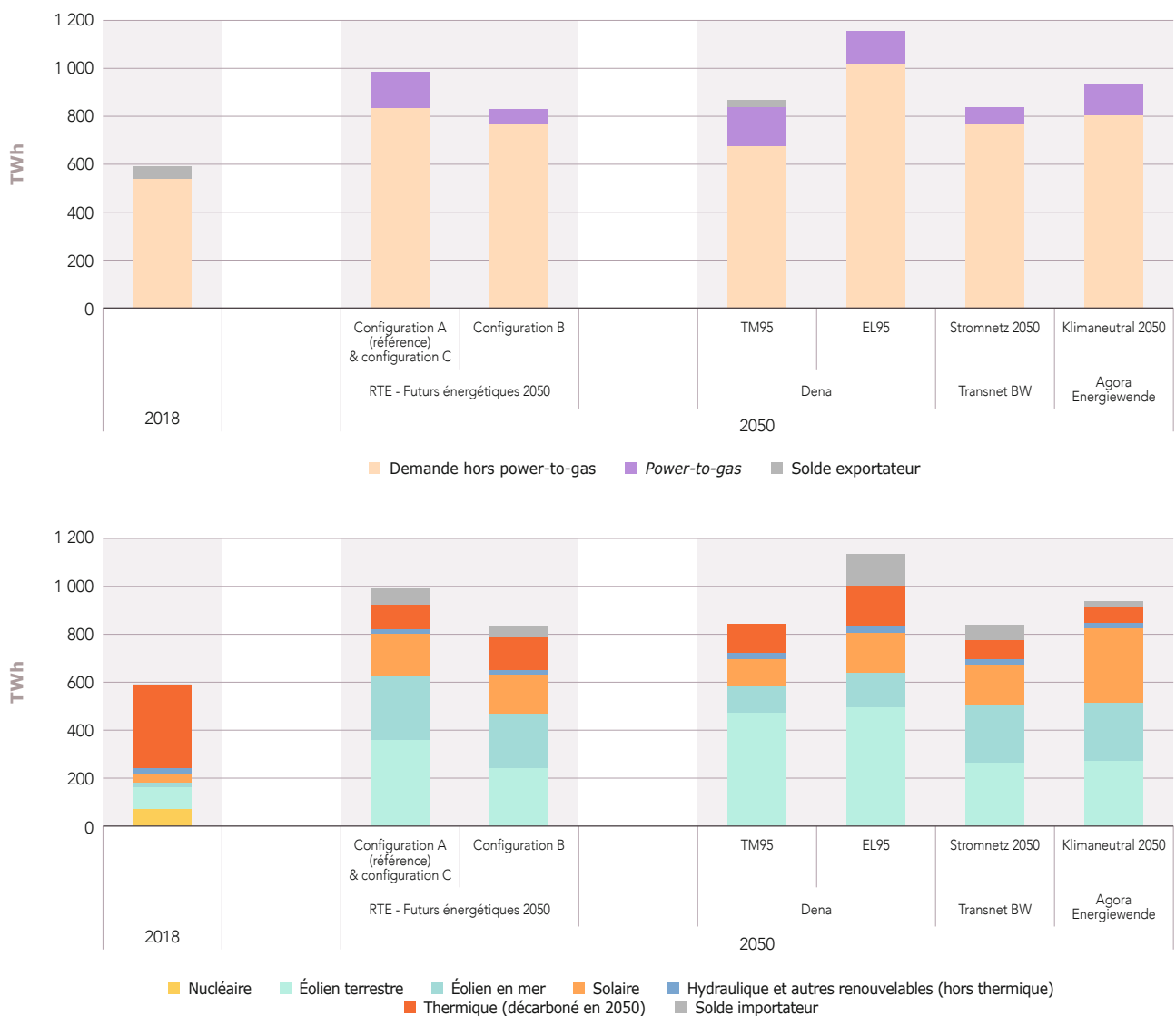
31. IEA data browser

l'utilisation de combustibles 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

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



principalement fondée sur la production renouvelable (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 CO₂ dans l'industrie**

Le plan d'action climat évoque le possible recours à la capture de CO₂, 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 gaz à effet de serre 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 GES³³ (*Carbon price floor*).

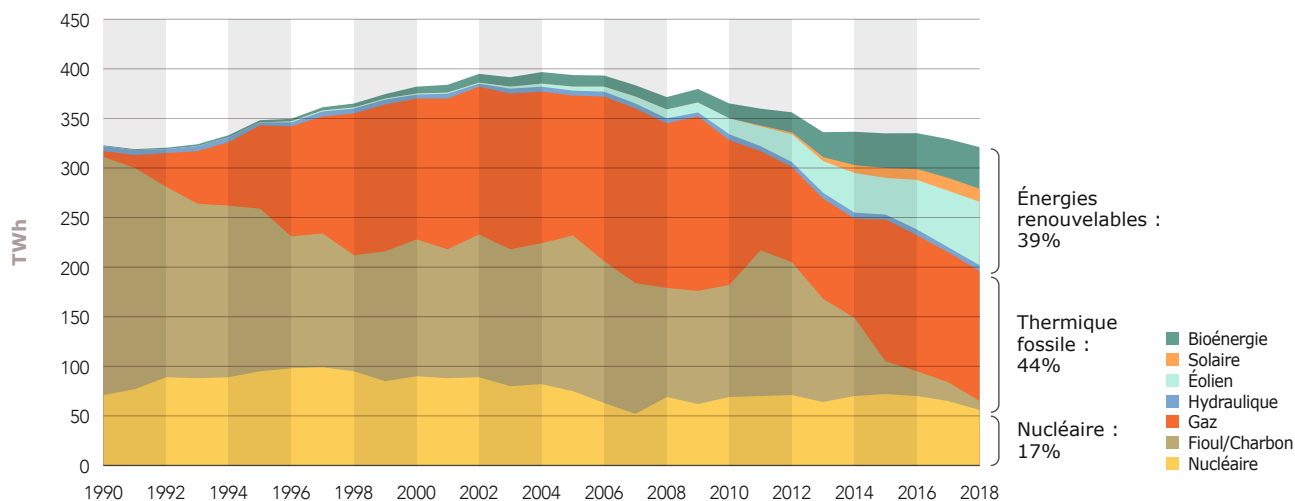
Ces mesures ont entraîné un effet spectaculaire sur la baisse de la production d'électricité à partir de charbon et de fioul et le développement des

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 MtCO₂ en 2019, en baisse de ~65% par rapport à 2010³⁴.

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 MtCO₂, 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 énergies renouvelables 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 gaz à effet de serre 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 2030³⁶.

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 gaz à effet de serre 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 gaz à effet de serre, 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 ambitieux³⁸ décrit plusieurs options possibles sur le rôle de l'électrification, de l'hydrogène, du captage et stockage de carbone et du nucléaire. Les scénarios publics de référence, dont ceux du Climate Change Committee³⁹ 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'Europe⁴⁰. Comme tous les pays européens, le Royaume-Uni mise sur l'électrification des usages finaux pour réduire la consommation totale d'énergie et les émissions de gaz à effet

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

de serre 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'hydrogène⁴¹ 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 trois dernières unités⁴² 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**

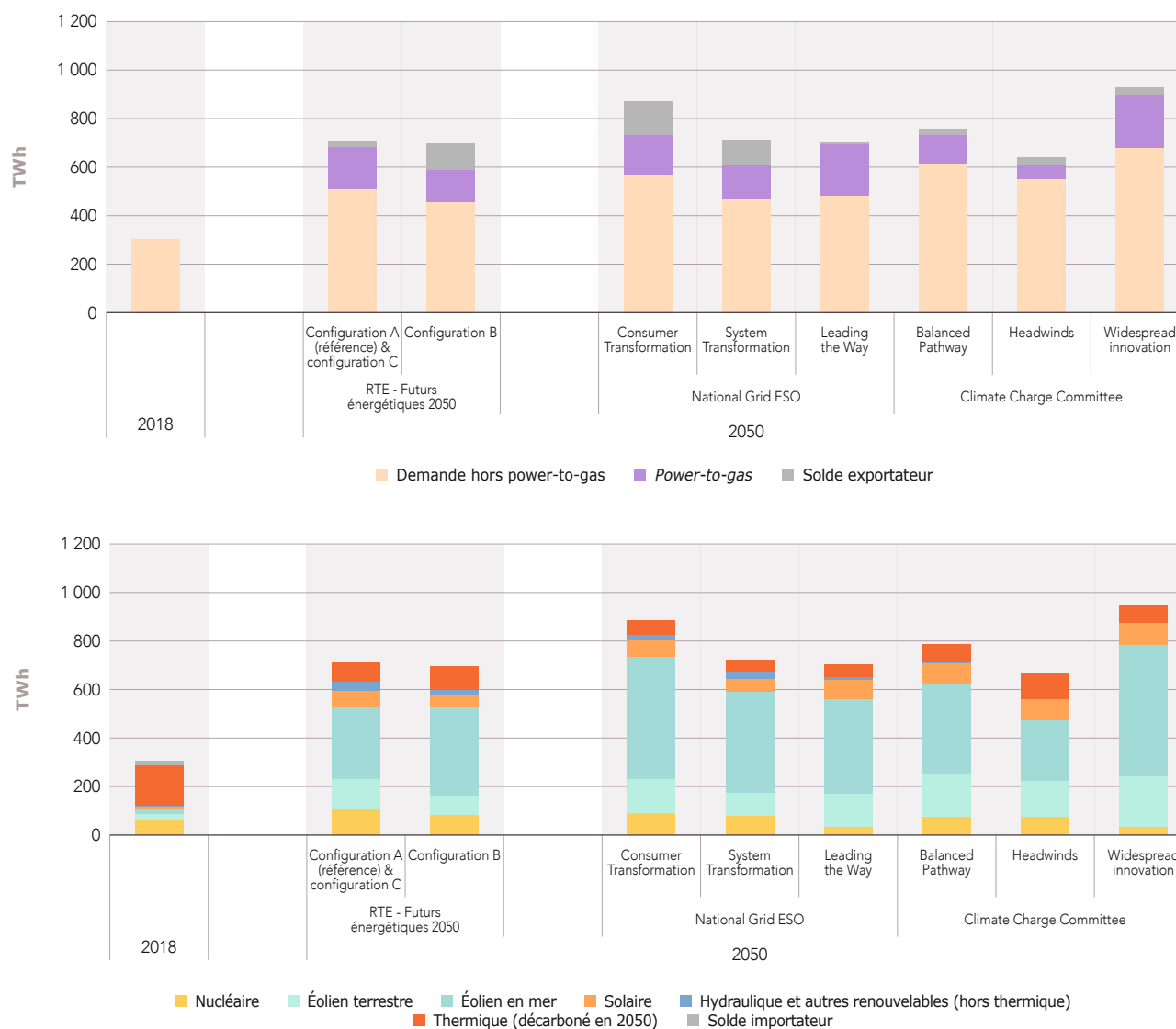
Compte tenu des gisements éoliens en mer disponibles (mais aussi de la relance du nucléaire), tous les scénarios montrent que le Royaume-Uni est en mesure de devenir un exportateur massif d'électricité.

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.

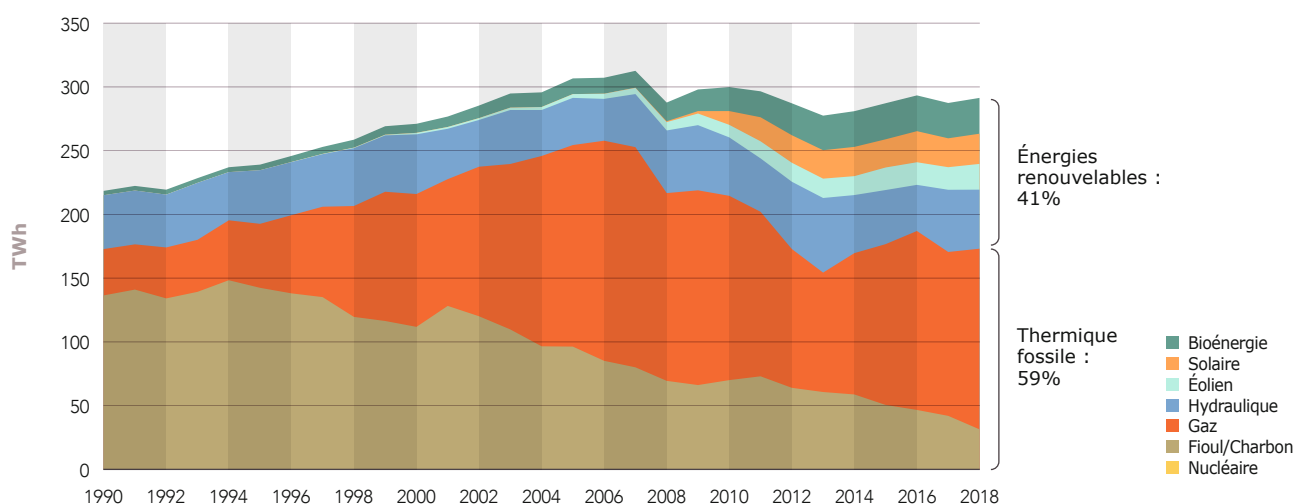
La production d'électricité repose encore essentiellement sur la production d'origine fossile (qui représente 59% de la production) et notamment sur le gaz. **La production d'électricité a émis 81 MtCO₂ en 2019, en baisse de 33% par rapport à 2010.**

L'Italie a prévu de renforcer ses ambitions de réduction des émissions de gaz à effet de serre 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 gaz à effet de serre sont affichés dans le Plan national intégré énergie-climat⁴³ et portent sur une réduction globale de 37% des émissions de gaz à effet de serre 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%.

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

Le plan énergie-climat mise sur l'électrification des usages, les gains d'efficacité énergétique et 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

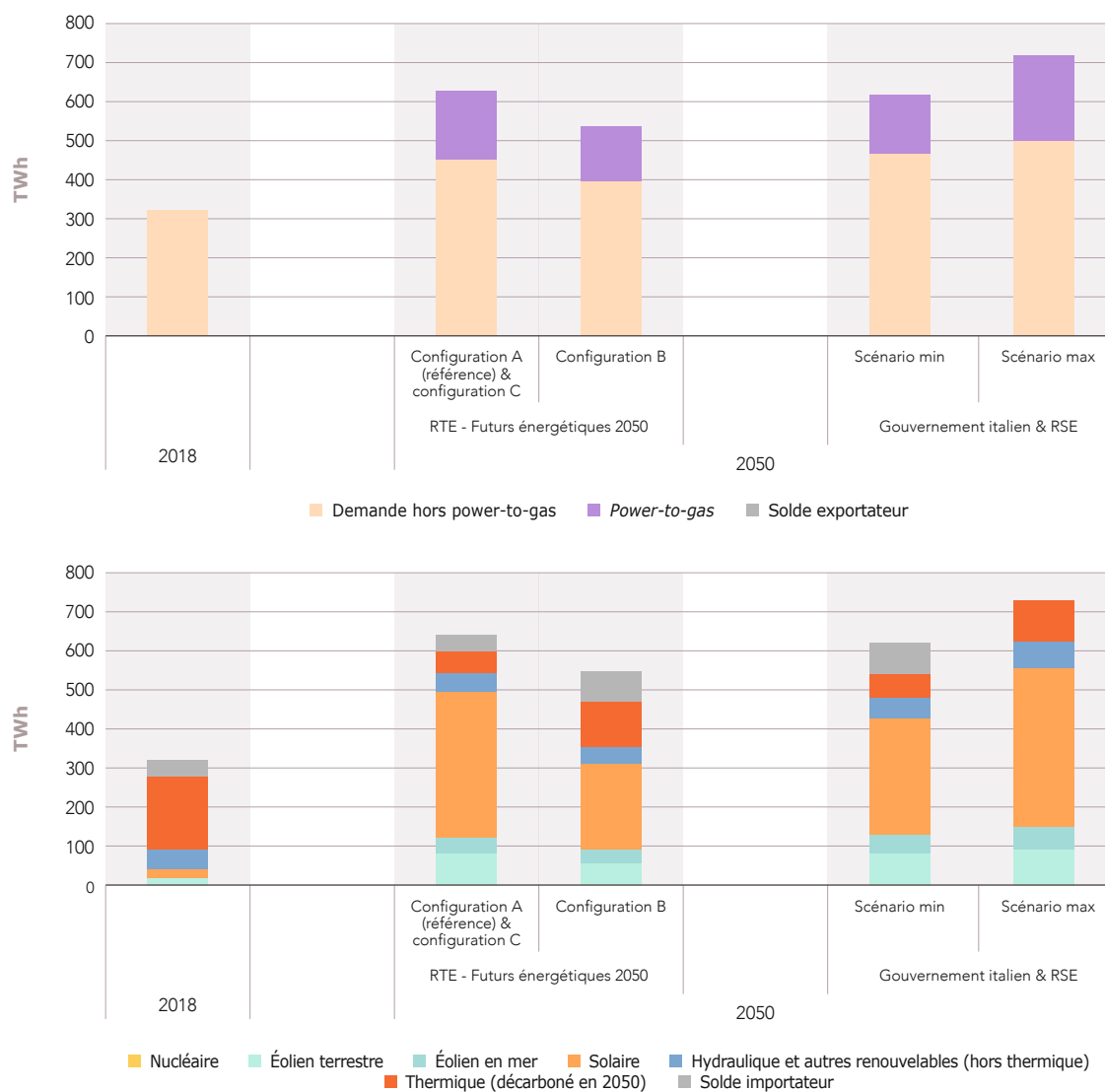
À ce jour, l'Italie n'a pas inscrit dans sa législation l'engagement formel d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 mais a établi deux scénarios encadrants compatibles avec ces objectifs, dans le cadre de la stratégie long terme transmise à la Commission européenne.

Ces scénarios, qui se basent notamment sur les travaux de RSE⁴⁴, 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 gaz à effet de serre 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 MtCO₂ en 2018, en baisse de 15 % par rapport à 2010.

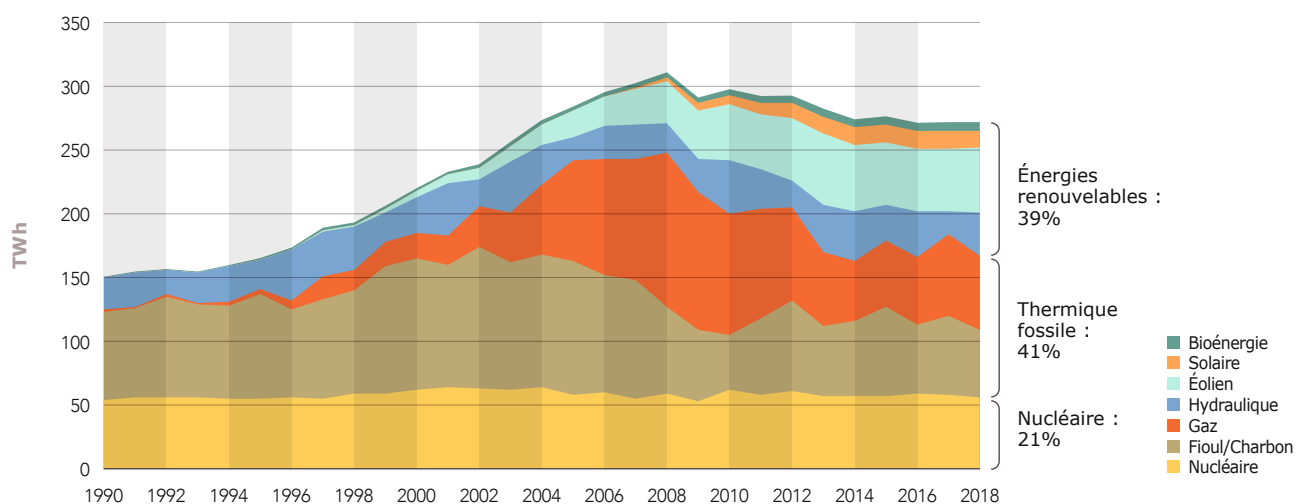
La part de la production à partir de combustibles fossiles ne représente plus que 41 % de la production totale.

L'Espagne prévoit une réduction des 23 % des émissions de gaz à effet de serre 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 gaz à effet de serre, 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 gaz à effet de serre 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



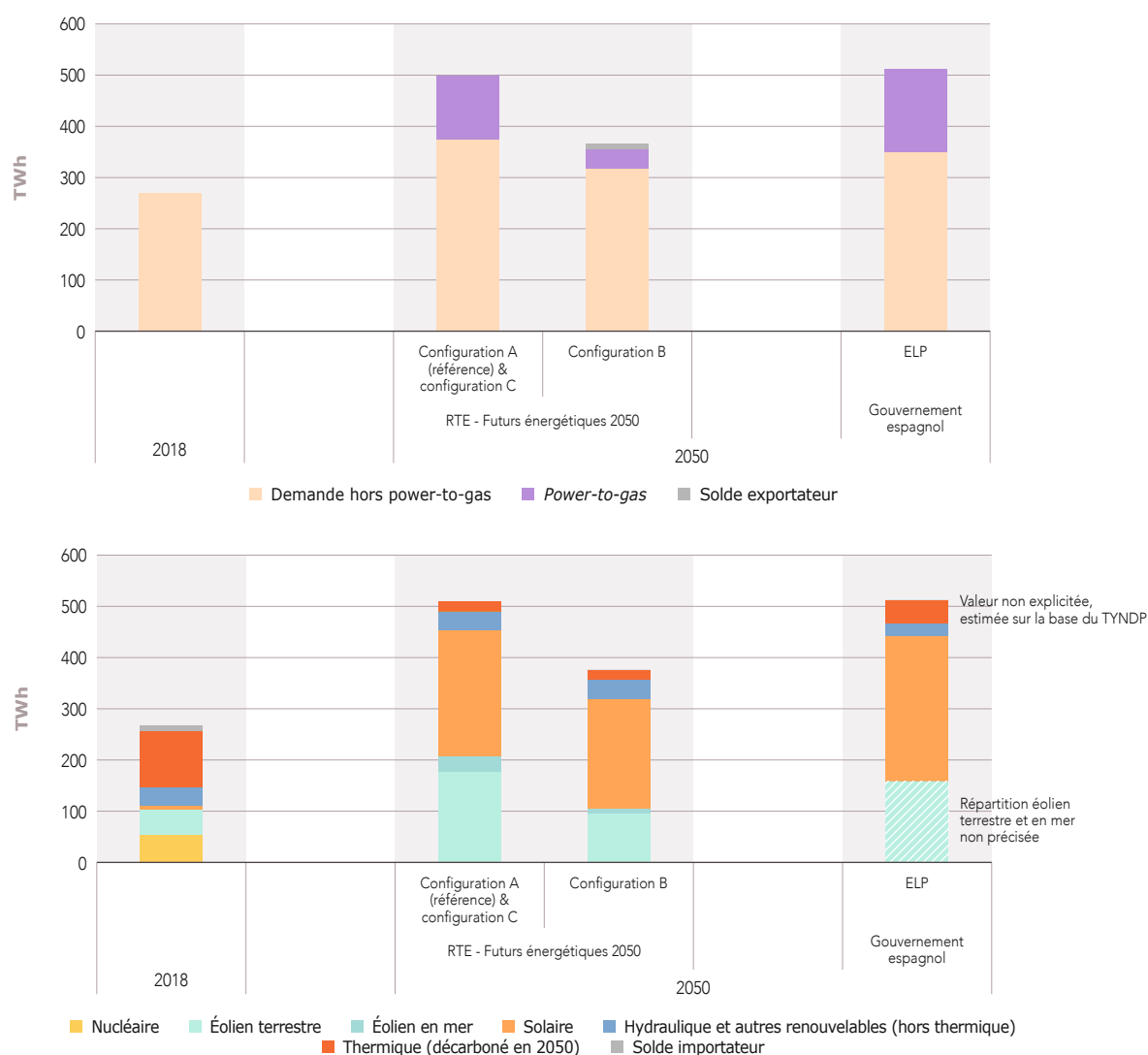
L'approvisionnement en électricité sera 100% renouvelable à l'horizon 2050

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 gouvernement⁴⁵



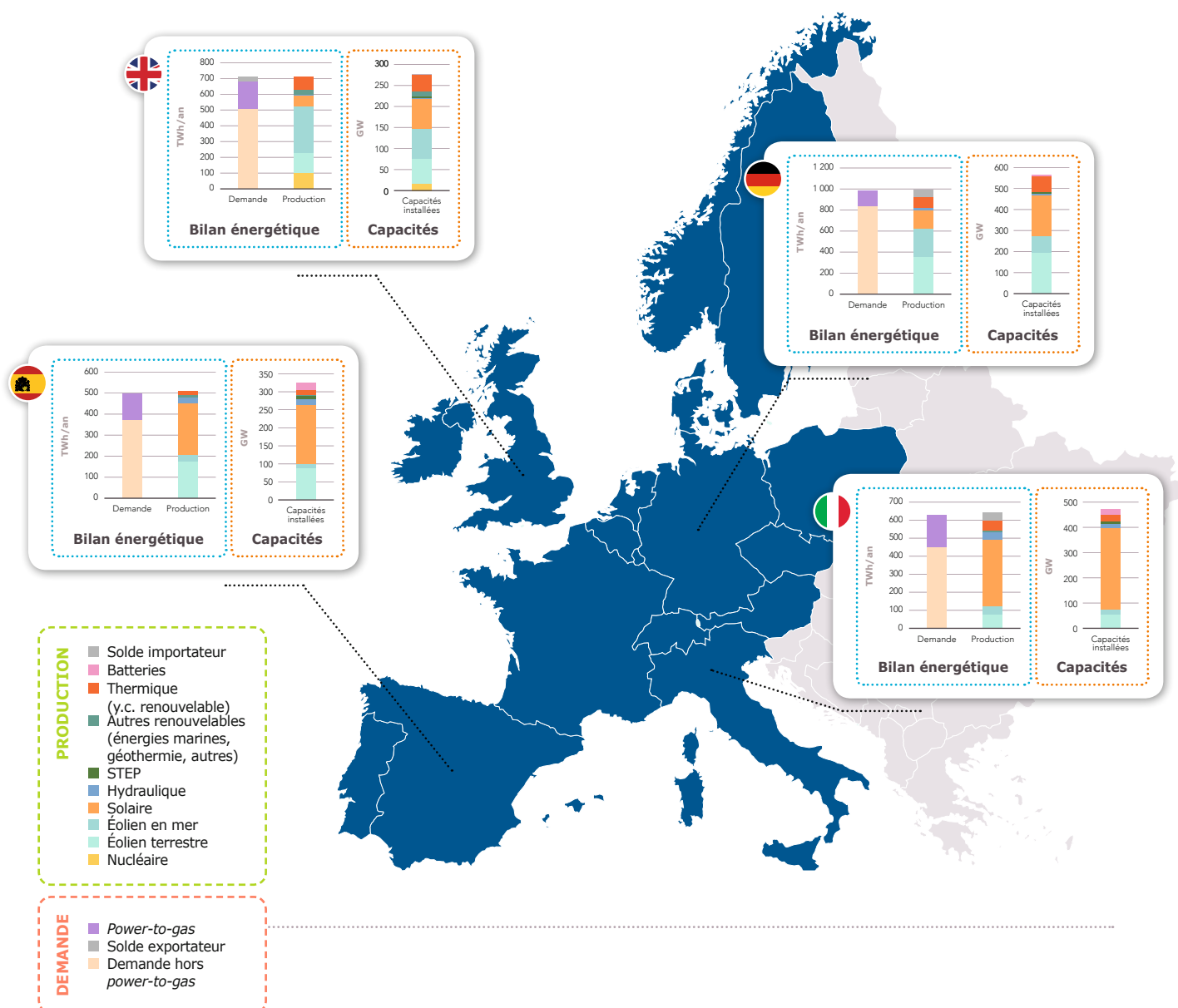
45. Le scénario à long terme de décarbonation du gouvernement espagnol est décrit dans la stratégie à long terme du gouvernement. Certaines informations ne sont pas décrites de façon précise et plusieurs valeurs du graphique résultent d'hypothèses de RTE

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 entre 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 contextes 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.