

4

L'EUROPE

L'EUROPE : DES AMBITIONS IMPORTANTES SUR LA DÉCARBONATION, QUI PEUVENT AVOIR DES IMPACTS DE PREMIER ORDRE SUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

4.1 La décarbonation du mix énergétique européen entraîne des conséquences importantes pour le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique français

4.1.1 Le système électrique européen fonctionne depuis plusieurs décennies de manière interconnectée permettant, dans une certaine mesure, une optimisation de la production d'électricité à l'échelle continentale

Depuis plusieurs décennies, les interconnexions électriques entre pays européens contribuent à l'optimisation économique du fonctionnement des systèmes électriques français et européen via la mutualisation des moyens de production et de flexibilité. À chaque instant, les interconnexions offrent la possibilité de mobiliser la production à plus faible coût variable, qui est aussi souvent la moins émettrice de gaz à effet de serre : ceci crée des bénéfices à la fois sur le plan économique (optimisation des coûts de l'approvisionnement en électricité) et sur le plan environnemental et climatique (maximisation de la production bas-carbone et réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'électricité européenne).

Cette flexibilité transfrontalière permet aussi un meilleur dimensionnement des parcs de production et renforce la sécurité d'approvisionnement en Europe. Les interconnexions ont ainsi joué un

rôle décisif dans le maintien de l'équilibre offre-demande durant la crise énergétique de 2022-2023, faisant suite à la faible disponibilité du parc nucléaire en France et aux incertitudes sur l'approvisionnement en gaz en Europe, dans le contexte de l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

Dans les orientations pour le nouveau schéma décennal de développement du réseau (SDDR 2025), RTE a présenté une stratégie visant à poursuivre le développement des interconnexions, en s'appuyant sur les projets déjà engagés, tout en conditionnant la réalisation de projets au-delà de 2030 à différents prérequis pour garantir la création de valeur pour le système électrique français : renforcements du réseau interne nécessaires à l'accroissement effectif des capacités d'échanges, maîtrise des coûts et de leur répartition entre les différents États, etc.

4.1.2 La France, bénéficiant d'un vaste réseau interconnecté, est aujourd'hui largement exportatrice d'électricité et peut importer lors des pointes hivernales

La France a enregistré en 2024 un solde exportateur net d'électricité historique, atteignant 89 TWh, soit le niveau le plus élevé jamais observé¹. Outre ses exportations directes, la France a aussi joué le rôle de pays de transit pour de nombreux flux d'électricité à destination de l'Italie, du Portugal, des Pays-Bas ou encore de l'Allemagne. Du fait de sa situation géographique stratégique, la France contribue fortement à la décarbonation de la production d'électricité et à la sécurité d'approvisionnement électrique en Europe.

À l'inverse, la France importe ponctuellement de l'électricité, notamment lors du passage des pointes hivernales. Pour autant, ceci ne signifie pas nécessairement que le système électrique français manque d'électricité pour couvrir la consommation mais qu'il est parfois moins coûteux d'importer de l'électricité depuis d'autres pays que de la produire en France. Il s'agit ainsi d'un effet de l'optimisation économique permise par le couplage des marchés européens pour bénéficier de l'énergie moins chère produite à chaque instant.

À l'heure actuelle, l'interconnexion du système électrique européen offre ainsi des possibilités de valorisation des excédents de production d'électricité bas-carbone française, constituant ainsi un levier précieux dans la gestion de la situation de surcapacité sur les plans technique et économique.

La production d'électricité bas-carbone française contribue ainsi à décarboner le reste du système électrique européen, en attendant l'électrification des usages.

À l'heure où de nombreux pays européens accélèrent sur le développement des énergies renouvelables et où le rythme de concrétisation de l'électrification reste incertain en Europe du fait du contexte macro-économique, l'une des questions centrales du Bilan prévisionnel 2025 est d'identifier dans quelle mesure la valorisation des excédents de production bas-carbone français pourrait se poursuivre. En d'autres termes, il s'agit d'évaluer si la France pourra encore accroître ses exports pour écouler la production d'électricité bas-carbone abondante dont elle dispose en l'absence d'accélération sur l'électrification ou si au contraire cette stratégie se heurtera à la saturation du marché de l'électricité européen sur certaines périodes (notamment les heures de forte production solaire).

Le Bilan prévisionnel 2025 contient ainsi différentes analyses de sensibilité sur l'équilibre offre-demande en France, notamment sur les besoins de modulation à couvrir par les différents moyens de production et de flexibilité, en fonction de l'évolution du mix électrique et de la demande électrique en Europe. Ces analyses mettent en évidence le caractère prépondérant des hypothèses européennes dans les résultats sur le fonctionnement du système électrique français (voir chapitre 5).

1. Bilan électrique 2024, RTE (2024) : [Bilan électrique 2024 - Échanges](#)

4.1.3 Le Bilan prévisionnel s'appuie sur une modélisation détaillée du système électrique européen, incontournable pour étudier le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique

Au regard du caractère fortement interconnecté du système électrique à l'échelle continentale, la modélisation du fonctionnement du marché européen de l'électricité dans le cadre des analyses prospectives du système électrique constitue l'un des enjeux forts des Bilans prévisionnels de RTE. Tenir compte des possibilités de foisonnement de la production et de la consommation à l'échelle européenne mais aussi de l'existence des modes communs liés à une plus grande exposition à

l'aléa météorologique apparaît indispensable pour l'optimisation du mix électrique français².

Dans la continuité des précédentes études prospectives, la modélisation de l'Europe dans les analyses du Bilan prévisionnel repose sur une représentation explicite du système électrique européen étendu à seize pays au-delà de la France et intègre l'évolution du niveau d'interconnexions.

Figure 4.1 Carte du périmètre de modélisation du Bilan prévisionnel 2025



2. Bilan prévisionnel 2023-2035, RTE (2023) : [Bilan prévisionnel 2023-2035 - L'Europe](#)

4.2 Depuis la publication du Bilan prévisionnel 2023, la transition énergétique semble avoir pris du retard dans la plupart des pays européens

4.2.1 La consommation d'électricité reprend légèrement à l'échelle européenne, sans qu'une tendance haussière puisse à date être affichée

La consommation d'électricité brute, non corrigée des effets météorologiques³, a légèrement augmenté en 2024 (environ +1 % par rapport à 2023 sur le périmètre de l'Union européenne). Cette légère reprise fait suite à deux années de baisse de consommation durant la crise énergétique provoquée par le déficit d'offre et la forte hausse des prix de l'énergie en Europe.

La consommation d'électricité reste néanmoins en retrait par rapport à ses niveaux d'avant-crise (2014-2019), malgré de premiers signes d'inversion à l'échelle du continent en 2024 en lien avec la baisse généralisée des prix de l'électricité. Ces niveaux semblent ainsi témoigner de retards sur l'électrification de la consommation énergétique, nécessaire à l'atteinte des objectifs climatiques, à l'instar de la tendance observée en France.

4.2.2 La production bas-carbone continue de se développer en Europe, portée notamment par le dynamisme de la filière photovoltaïque

Au cours des deux dernières années, l'augmentation de la production renouvelable a été principalement portée par le développement massif du photovoltaïque, dont la production a augmenté de 21 % en 2024 et a atteint 271 TWh⁴, dépassant pour la première fois la production à base de charbon (258 TWh). Le développement de cette filière bénéficie en particulier de la forte baisse des coûts des modules photovoltaïques, conduisant à une électricité de plus en plus compétitive en Europe (en €/MWh, hors coûts système). En 2024, les États européens ont installé plus de 65 GW de nouvelles capacités photovoltaïques, mais l'obtention des permis pour les nouveaux projets demeure l'un des principaux défis.

La capacité de production éolienne a également augmenté (+14 GW en 2024), bien que la filière connaisse un certain ralentissement depuis deux ans. La production varie par ailleurs de manière significative selon les années en fonction des conditions de vent : l'année 2024 a ainsi été marquée par des conditions relativement défavorables pour la production éolienne en comparaison des années précédentes, conduisant à une production totale quasiment stable malgré l'augmentation de la capacité installée.

3. Consommation brute, c'est-à-dire non corrigée des effets météorologiques et de calendrier. Les données de consommation corrigées de ces effets ne sont pas disponibles pour les autres pays européens. L'année 2024 ayant été plus chaude que la normale (comme l'année 2023), la tendance légèrement haussière devrait être confirmée en corrigeant les effets météorologiques. L'année 2024 inclut par ailleurs un jour de plus (29 février) sans lequel l'augmentation de consommation aurait été de 0,9 %.

4. Bilan électrique 2024, RTE (2024) : [Bilan électrique 2024 - Europe](#)

4.2.3 L'essor de la production renouvelable combiné à la relative stabilité de la consommation électrique limite le recours aux moyens de production d'électricité à partir des énergies fossiles

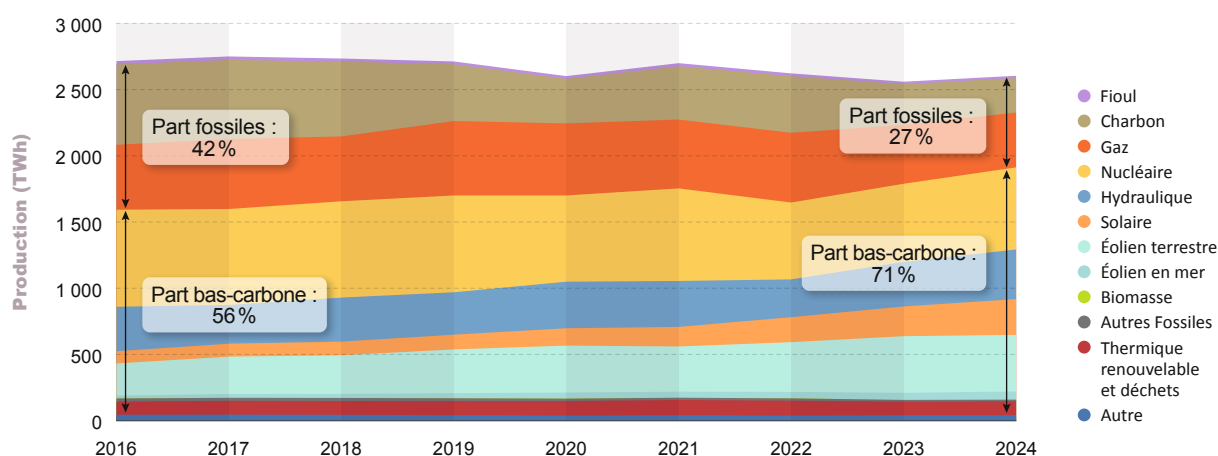
En 2024, à l'échelle de l'Union européenne, la hausse de production renouvelable associée à une meilleure disponibilité du parc nucléaire français et une meilleure hydraulité ont permis de baisser la production des moyens à charbon de 16 % ainsi que celle des moyens à gaz de 6 %.

Par ailleurs, au cours des cinq dernières années, plusieurs pays ont arrêté la production d'électricité à partir de charbon. C'est notamment le cas de l'Autriche, de la Suède et du Portugal dont les dernières centrales à charbon ont fermé en 2020 et 2021. Plus récemment, le Royaume-Uni a fermé sa dernière centrale Ratcliffe-on-Soar de 2 GW (septembre 2024), et l'Irlande sa dernière centrale Moneypoint de 900 MW (juin 2025). D'autres pays projettent la sortie complète du charbon fin 2025, comme l'Espagne qui comptait près de 2 GW de capacité fin 2024, et la Slovaquie avec 0,12 GW en cours de fermeture.

Le développement de la production renouvelable a donc accompagné le mouvement de baisse de la production des moyens fossiles et la fermeture progressive du charbon en Europe.

Toutefois, dans le contexte d'abondance de production bas-carbone simultanée dans tous les États européens, la production renouvelable se concentre parfois sur des périodes où la production thermique fossile est déjà réduite à son minimum et où il est nécessaire d'écarter la production renouvelable. Ainsi, le volume des écrêtements de production renouvelable suit une tendance haussière depuis 2023 : à titre d'exemple, l'écarterement de la production solaire pour causes d'équilibrage et de congestions de réseau a presque doublé en Allemagne en 2024 par rapport au niveau de 2023, atteignant 1,4 TWh, pour un volume total des écrêtements représentant désormais près de 4 % de la production renouvelable allemande.

Figure 4.2 Évolution de la production d'électricité par filière en Europe (France incluse)



4.2.4 La filière hydrogène présente des avancées réglementaires mais accuse un retard important dans son développement industriel

L'adoption par la Commission européenne du paquet «Hydrogène et gaz décarboné»⁵ en 2024 introduit une définition de l'hydrogène bas carbone et décrit un nouveau cadre réglementaire pour les infrastructures dédiées à l'hydrogène, visant à favoriser sa montée en puissance et à faciliter l'accès aux financements de nouveaux projets contribuant à la décarbonation de la consommation.

Alors que les cibles des capacités d'électrolyse affichées par les États membres sont très ambitieuses – pour près de 570 MW installés à mi-2025

et 2,8 GW en construction, plus de 60 GW supplémentaires sont annoncés à l'horizon 2030 –, le rapport sur le marché européen d'hydrogène publié par l'ACER en 2024 fait l'état de retards importants de la filière⁶, freinée par les incertitudes sur la demande, les capacités de stockage limitées et l'absence de planification intégrée des réseaux d'énergie et d'hydrogène. Dans ce contexte, une part importante des projets annoncés n'aboutit pas à une décision finale d'investissement, ce qui soulève à terme le sujet de leur concrétisation.

4.2.5 En conséquence, le Bilan prévisionnel 2025 actualise les trajectoires de production, de consommation et de flexibilités pour la totalité des pays modélisés

S'agissant des stratégies énergétiques nationales, à l'instar de la France, la plupart des pays européens ont récemment revu leurs trajectoires d'atteinte des objectifs climatiques, en intégrant notamment des retards sur l'électrification à court terme qui se résorbent progressivement ensuite. Des révisions portent également sur les rythmes de développement des énergies renouvelables avec par exemple, la révision à la baisse des ambitions sur l'éolien en mer dans certains pays afin de tenir compte de l'état d'avancement des projets, de l'augmentation des coûts et des délais d'approvisionnement ou encore des problématiques de sécurité en mer Baltique.

Pour prendre en compte ces évolutions des visions nationales, RTE s'est essentiellement fondé sur les données consolidées par l'association ENTSO-E pour la dernière édition de l'étude sur la sécurité d'approvisionnement en Europe⁷ (ERAA 2024). Ces trajectoires communiquées par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens sont définies en cohérence avec les objectifs européens du paquet *Fit for 55* et les évolutions des stratégies énergétiques et climatiques nationales. En l'état, elles relèvent ainsi d'une approche *prospective* permettant d'identifier les transformations nécessaires à l'atteinte des objectifs dans chaque pays mais ne reflètent pas une *prévision*.

Sur la base de ces hypothèses et afin d'assurer un cadre d'étude cohérent avec les hypothèses retenues pour la France, RTE s'appuie dans ses analyses sur deux trajectoires d'évolution des mix européens :

- **Trajectoire «Fit for 55 - atteinte des objectifs climatiques»** : cette trajectoire est construite sur la base des données de l'ERAA 24 et des hypothèses d'interconnexions du SDDR 2025⁸ pour décrire un contexte d'évolution de la consommation favorable à l'atteinte des objectifs climatiques du *Fit for 55* et la dynamique de développement des filières renouvelables associée aux objectifs nationaux et européens ;
- **Trajectoire «Prudente - retard sur la consommation et la production»** : cette trajectoire s'inscrit dans un contexte moins favorable à la transition énergétique, conduisant à un retard d'électrification qui se traduit par un abattement de la croissance de la consommation similaire à celui construit pour la France. Elle intègre pour hypothèse des rythmes tendanciers de développement des filières renouvelables, moins ambitieux que dans la trajectoire d'atteinte des objectifs climatiques.

5. The hydrogen and gas decarbonisation package, European Commission (2024) : [Hydrogen and decarbonised gas market](#)

6. European hydrogen markets, 2024 Market Monitoring Report, ACER (2024) : [European hydrogen markets](#)

7. European Resource Adequacy Assessment 2024, ENTSO-E (2025) : [ERAA 2024](#)

8. Le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), RTE (2025) : [Le Schéma de développement du réseau \(SDDR\) | RTE](#)

4.3 Les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025 marquent un retrait sur les projections d'évolution de la consommation combiné au développement soutenu des énergies renouvelables

4.3.1 Des trajectoires de consommation contrastées, entre atteinte des objectifs climatiques à long terme et retards persistants à court terme

La trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques» combine une situation d'inflexion lente à court terme et le maintien d'un haut niveau d'ambition climatique à moyen et long terme

En cohérence avec les hypothèses de l'ERAA 2024, la trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques» du Bilan prévisionnel 2025 intègre le contexte de court terme marqué par des niveaux de consommation d'électricité en-deçà de la période précédant les dernières crises (crise sanitaire du Covid-19 et crise énergétique). Dans le même temps, les objectifs climatiques à l'échelle

européenne sont pour le moment maintenus.

En conséquence, si la consommation d'électricité devrait être plus basse d'environ 150 TWh en 2025 (soit -5% de la consommation du périmètre de modélisation) par rapport à la projection du Bilan prévisionnel 2023, ce retard est supposé être à moitié résorbé en 2030 dans les dernières remontées des gestionnaires de réseau de transport européens et complètement résorbé à l'horizon 2035.

Ainsi, dans les remontées récentes, de nombreux pays font l'état du retard de la consommation à l'horizon 2030, comme l'Allemagne (-11%), l'Espagne

Figure 4.3 Évolution projetée de la consommation totale, dont électrolyse, dans les trajectoires européennes du Bilan prévisionnel 2025 (France incluse)

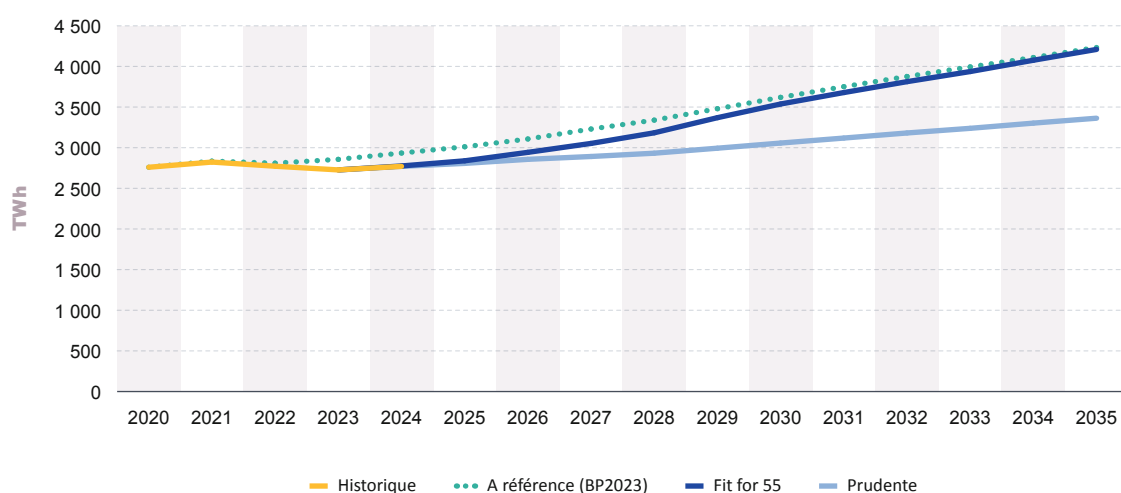
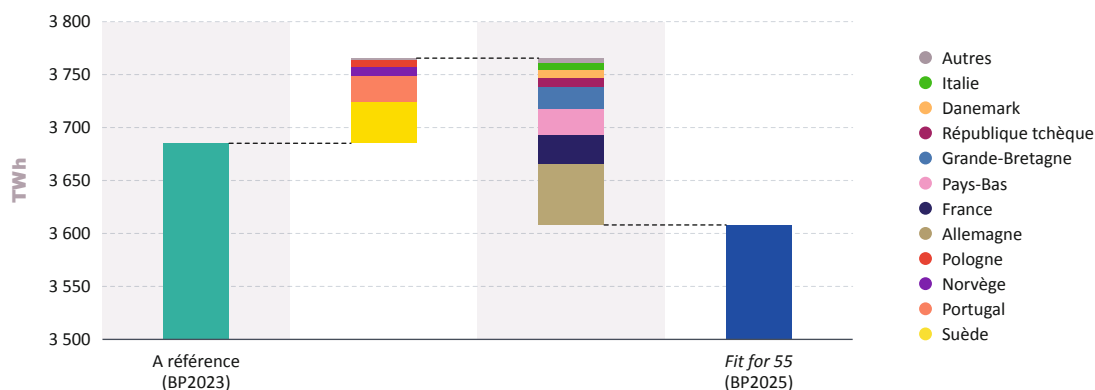


Figure 4.4

Évolution des projections de consommation d'électricité (hors électrolyse) à l'horizon 2030 depuis le Bilan prévisionnel 2023



(-5%), l'Italie (-7%), les Pays-Bas (-9%), la Pologne (-4%) et la République Tchèque (-11%), par rapport aux niveaux affichés dans le Bilan prévisionnel 2023 (hors électrolyse). Dans le cas de l'Allemagne, la plus récente prévision communiquée dans le cadre des études européennes a été ajustée pour tenir compte des annonces du gouvernement fédéral allemand⁹ ; elle intègre un retard de consommation d'environ 60 TWh entre 2025 et 2030, mais qui se résorbe ensuite progressivement avant 2035.

À l'horizon 10 ans, les évolutions des trajectoires de consommation sont assez contrastées, la plupart des pays tablant sur une baisse par rapport à leurs dernières prévisions. À l'inverse, le suédois Svenska kraftnät¹⁰ revoit à la hausse les perspectives de moyen et long terme, notamment en lien avec la réaffirmation de leurs ambitions sur l'électrification de l'industrie, la production des carburants synthétiques et la construction de centres de données.

S'agissant de la Grande-Bretagne, dans ses *Future Energy Scenarios 2024*¹¹, NESO maintient ses perspectives de court terme tout en abaissant les trajectoires de consommation à l'horizon 2035, en lien avec l'évolution des objectifs politiques.

La trajectoire « Prudente - retard sur la consommation et la production » décrit une augmentation plus lente de la consommation, mais qui reste importante

En cohérence avec les hypothèses retenues pour la France et au vu des incertitudes sur le rythme effectif de la transition énergétique, la trajectoire « Prudente - retard sur la consommation et la production » se base sur une hypothèse d'électrification plus lente, consistant à appliquer un abattement du taux de croissance annuel de la consommation d'électricité par rapport à la trajectoire *Fit for 55*. Ainsi, l'augmentation de la consommation d'électricité hors électrolyse en

9. Communiqué de presse, Présentation de l'audit sur la transition énergétique en Allemagne, BMW (septembre 2025) : [Monitoringbericht zur Energiewende vorgelegt – Bundesministerin Katherina Reiche schlägt zehn Schlüsselmaßnahmen vor | BMW](#)

10. Långsiktig marknadsanalys, SVK (janvier 2024), [Långsiktig marknadsanalys](#) : « Dans tous les scénarios, la consommation dans la LMA 2024 est nettement plus élevée que dans la LMA 2021, ce qui s'explique en partie par une consommation d'électricité légèrement plus élevée pour la transformation de l'industrie sidérurgique dans la LMA 2024, mais aussi par une consommation d'électricité plus élevée dans d'autres secteurs, par exemple pour la production de carburants synthétiques à partir d'hydrogène et pour l'établissement de nouveaux centres de données. » (p.19)

11. Future Energy Scenarios 2024, NESO (2024), [Future Energy Scenarios 2024](#) : "Climate policy in the UK continues to evolve. In 2023, the Government announced a five-year delay on the ban on the sale of new petrol and diesel cars from 2030 to 2035 and revised its target to ban gas boilers entirely in 2035 to a phasing out of 80%, citing the impact of imposing costs on consumers." (p. 16)

Europe de la trajectoire *Fit for 55* est abattue de 55% dans la trajectoire prudente, correspondant à l'écart de croissance observé entre les trajectoires de consommation pour la France.

En conséquence, la trajectoire prudente présente une consommation d'électricité (hors électrolyse) plus basse d'environ 500 TWh en 2035 par rapport à la trajectoire *Fit for 55* mais son niveau reste néanmoins ambitieux, car traduisant une électrification affirmée à l'échelle européenne, avec une consommation supérieure d'environ 400 TWh à celle de 2024.

Le développement de la production d'hydrogène par électrolyse affiche aujourd'hui un retard mais les ambitions et les objectifs restent élevés en Europe, conduisant à devoir étudier des configurations contrastées

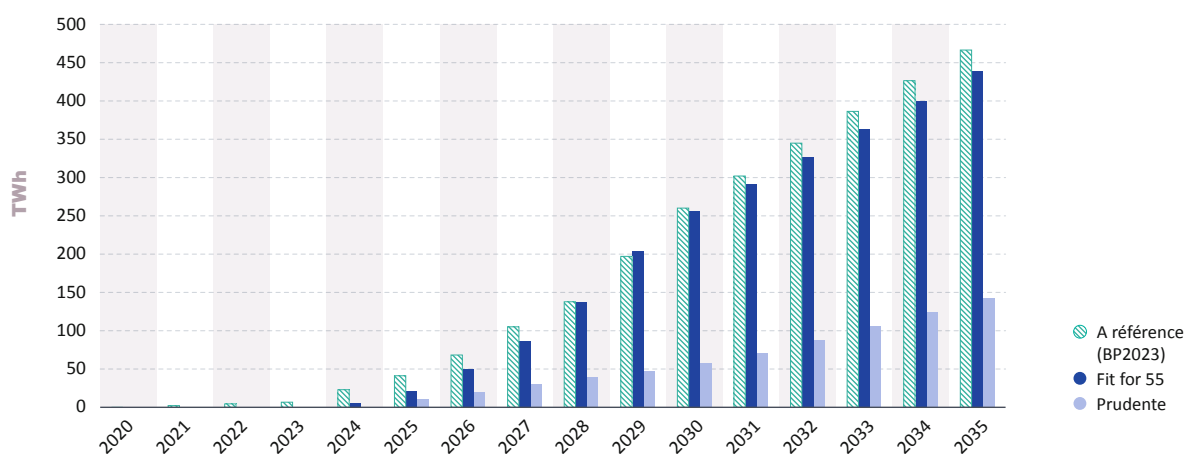
Bien que le développement de l'hydrogène semble avoir pris du retard, les capacités installées d'électrolyse affichées par les pays européens dans leurs scénarios d'atteinte des objectifs climatiques n'ont pas significativement évolué depuis la dernière publication. La trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des

objectifs climatiques» du Bilan prévisionnel 2025 reprend par conséquent des trajectoires quasiment identiques à celles du scénario «A référence» du Bilan prévisionnel 2023. Le mode de fonctionnement des électrolyseurs reste dans ce scénario très majoritairement flexible à tous les horizons de temps, avec un facteur de charge moyen de 50%, hypothèse cohérente avec la vision du parc retenue dans la dernière édition de l'étude ERAA mais qui reste néanmoins conditionnée au développement d'infrastructures de stockage et/ou de flexibilité sur les usages de l'hydrogène.

Dans la trajectoire prudente en revanche, RTE a souhaité représenter le développement tendanciel de la filière hydrogène, en tenant compte de l'avancement réel des projets d'électrolyse et en intégrant uniquement les projets ayant fait l'objet d'une décision finale d'investissement ou étant en phases de planning et d'ingénierie avancées.

Les hypothèses concernant le fonctionnement des électrolyseurs supposent une flexibilité plus limitée de l'électrolyse à court terme, s'appuyant sur le développement à date des projets d'infrastructure et de stockage. Les volumes de consommation pour les besoins d'électrolyse dans la trajectoire

Figure 4.5 Évolution projetée de la consommation totale d'électricité pour la production d'hydrogène, dans les trajectoires européennes du Bilan prévisionnel 2025 (France incluse)



prudente en Europe représentent finalement une part de l'ordre de 20 % à 30 % des volumes de la trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques» sur la période entre 2030 et 2035, soit un abattement d'environ trois quarts des objectifs publics. Ces volumes sont associés à un facteur de charge moyen des électrolyseurs de près de 60 %, qui est supposé baisser progressivement sur la période d'étude, en cohérence avec le développement de la flexibilité et des stockages d'hydrogène.

La modélisation de la flexibilité de la demande relative à la mobilité électrique et aux effacements repose sur l'approche utilisée pour la France, avec quelques légères variations

S'agissant des véhicules électriques en Europe, malgré un ralentissement de la croissance des ventes observé depuis 2024, les visions remontées par les gestionnaires de réseau européens sont en hausse de 5 % à l'horizon 2030 par rapport aux précédentes remontées, confortant la place du véhicule électrique dans la décarbonation européenne. Dans la trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques», la consommation énergétique des véhicules électriques atteint 162 TWh en 2030 et

270 TWh en 2035 au périmètre des pays modélisés dans le Bilan prévisionnel (hors France).

Ces nouvelles perspectives s'accompagnent d'une projection de développement plus rapide de la flexibilité des modes de recharge, avec une part de véhicules pilotés atteignant 70 % en 2030 dont 2 % en pilotage de recharge bidirectionnel (véhicule to grid), de façon cohérente avec l'hypothèse retenue pour la France, de façon cohérente avec l'hypothèse retenue pour la France.

Concernant les gisements d'effacements de la consommation hors électrolyse dans la trajectoire *Fit for 55*, les hypothèses sont issues des projections effectuées par les gestionnaires de réseau européens : celles-ci indiquent une augmentation d'environ 60 % des capacités d'effacement, entre aujourd'hui et 2030.

La trajectoire «Prudente - retard sur la consommation et la production» s'appuie finalement sur le même niveau de flexibilité de la demande que la trajectoire *Fit for 55* (en part de la consommation flexible pour chaque usage concerné), tout en tenant compte des volumes de consommation sous-jacents plus faibles (moindre développement du véhicule électrique et de l'électrolyse notamment).

4.3.2 Les trajectoires de production reflètent la croissance de la production renouvelable et la sortie progressive des énergies fossiles, malgré les retards de certaines filières

Entre 2019 et 2024, la part d'électricité renouvelable dans l'Union européenne est passée de 34 % à 47 %, alors que la part d'électricité produite à base de d'énergies fossiles a reculé à un niveau historiquement bas de 29 %¹².

À l'occasion de son bilan à mi-2025, la Commission européenne pointe des retards importants dans la déclinaison de la directive *Renewable Energy Directive RED III*¹³ par les États membres¹⁴. Le texte prévoit parmi d'autres, plusieurs mesures pour accélérer le déploiement des filières de

production d'énergies renouvelables, dont la création de «zones d'accélération» dédiées aux projets d'énergies renouvelables, la simplification des procédures d'autorisation et le renforcement des critères de durabilité pour soutenir les filières locales et renforcer les chaînes de valeur européennes.

Toutefois, la dynamique actuelle de développement des énergies renouvelables en Europe reste soutenue en comparaison des tendances sur l'électrification des usages.

¹². Eurostat, Commission européenne (juillet 2025) : [Renewable energy supply grew by 3.4 % in 2024 - News articles - Eurostat](#)

¹³. Directive des énergies renouvelables RED III, Commission européenne (novembre 2023) : [Renewable Energy Directive](#)

¹⁴. Communiqué de presse, Commission européenne (juillet 2025) : [Commission takes action to ensure complete and timely transposition of EU directives](#)

Le solaire photovoltaïque continue à se développer, porté par la baisse des coûts des installations

S'agissant du déploiement des capacités photovoltaïques, la filière poursuit un rythme d'installation ambitieux, en ligne avec les objectifs climatiques européens, relevant les enjeux de spatialisation et d'incitation pour les différentes typologies d'installations. Alors que le solaire sur toiture se développe rapidement sous les effets des mécanismes de soutien et de la baisse des coûts des panneaux, ce type d'installation présente des nouvelles contraintes de pilotage pour le système au vu de son niveau de pénétration dans le système électrique et de ses caractéristiques techniques (profil de production présentant des pointes significatives sur les heures de plus fort ensoleillement, possibilités de pilotage de la production limitées...).

Pour l'étude du Bilan prévisionnel 2025, la trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques» reflète une projection du développement du solaire photovoltaïque à un niveau proche des ambitions portées par les différents États avec un rythme d'installation de près de +55 GW/an entre 2025 et 2030 au périmètre des pays représentés. La trajectoire «Prudente - retard sur la consommation et la production» reflète quant à elle un rythme légèrement moins soutenu et proche de celui observé les deux dernières années, ce qui correspond à une baisse de près de 10% par rapport à la trajectoire *Fit for 55*.

La filière éolienne poursuit également sa progression mais fait face à de nombreux défis industriels et logistiques

La capacité installée d'éolien continue d'augmenter, malgré un essoufflement de la dynamique du secteur observé ces deux dernières années en lien avec des délais d'obtention des autorisations administratives importants et des tensions persistantes sur les chaînes d'approvisionnement, touchant notamment les turbines des éoliennes.

Pour la filière éolienne terrestre, les objectifs affichés par les États européens restent néanmoins ambitieux, malgré un rythme d'installation stable et bien en deçà de ces derniers. Au global, la trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques» représente une augmentation de la

capacité installée de +20 GW/an entre 2025 et 2030, avec des projections toutefois contrastées entre les pays :

- L'Allemagne revoit ses trajectoires à la baisse à moyen terme pour prendre en compte les retards de la filière, mais conserve ses ambitions à plus long terme ;
- L'Italie, l'Espagne et la Suède réhaussent leurs ambitions pour la filière éolienne terrestre, notamment pour compenser la baisse des objectifs de la filière éolienne en mer.

En comparaison, la trajectoire «Prudente - retard sur la consommation et la production» du BP2025 décrit un rythme de développement nettement plus faible, avec près de -40% des installations par rapport à la trajectoire *Fit for 55*, en cohérence avec la tendance observée ces deux dernières années et traduisant les difficultés des États à accélérer le déploiement des nouvelles capacités.

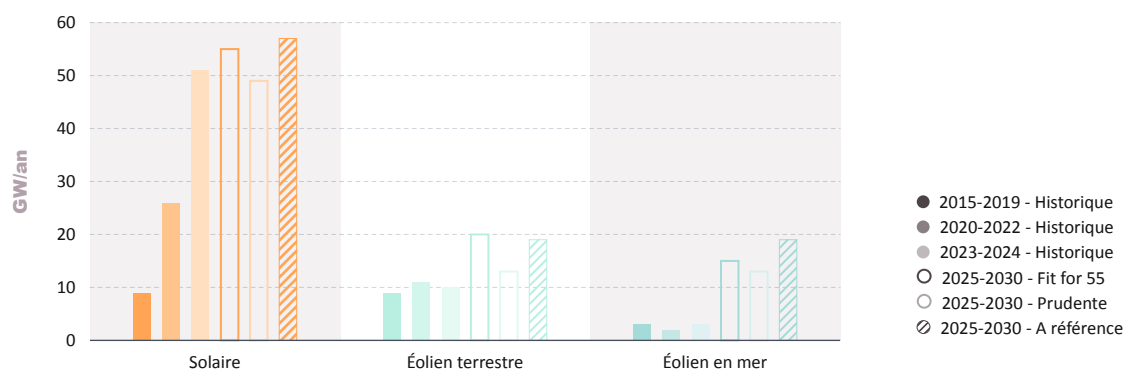
Le développement de l'éolien en mer est marqué par des tensions sur les chaînes d'approvisionnement et sur les coûts des équipements ainsi que par des incertitudes sur les problématiques de sécurité

Le retard de la filière est particulièrement prononcé pour l'éolien en mer, fortement impactée par des tensions sur les chaînes logistiques, les limites des capacités d'accueil portuaires et par la hausse des coûts des matières premières et du financement. Alors que les ambitions de développement sont très importantes dans plusieurs pays d'Europe du Nord, de nombreux projets ont ainsi pris du retard au cours des dernières années.

En outre, faisant état de mécanismes d'enchères non adaptés pour tenir compte des contraintes de la filière, plusieurs appels d'offres portant sur des nouveaux parcs éoliens en mer n'ont pas abouti en l'absence de candidats, notamment au Danemark, en Allemagne et au Royaume-Uni. La révision des mécanismes d'enchères en cours dans ces pays devrait permettre de mieux intégrer les risques de projets liés en particulier aux durées d'obtention des autorisations, aux coûts et au planning de raccordement et à la disponibilité des composants.

Figure 4.6

Rythmes d'installation des nouvelles capacités renouvelables, historique et projections dans les trajectoires européennes du Bilan prévisionnel 2025



Par ailleurs, l'harmonisation des critères d'attribution au niveau européen, notamment la prise en compte des critères qualitatifs du *Net Zero Industry Act* portant sur l'origine des composants, les critères de sécurité et les impacts sur l'emploi, paraît indispensable pour donner de la visibilité aux acteurs sur les appels d'offres futurs.

Enfin, sur le volet stratégique du déploiement de la filière éolienne en mer en Europe, en 2024, plusieurs projets ont été annulés ou suspendus dans la mer Baltique pour des raisons de sécurité. En parallèle, la densité élevée des parcs dans la mer du Nord induit dès à présent des effets de sillage importants, réduisant les facteurs de charge et allongeant ainsi la durée d'amortissement des projets.

En lien avec ces difficultés, dans les dernières communications des gestionnaires de réseau de transport européens, les ambitions de la filière sont revues à la baisse dans plusieurs pays. C'est notamment le cas de la Suède mais aussi de l'Italie, du Danemark et

de la Norvège. Ces ajustements se traduisent dans la trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques» du Bilan prévisionnel 2025 par un rythme d'installation de 15 GW/an qui représente une baisse de 5 GW/an par rapport aux objectifs précédemment affichés mais qui reste néanmoins très ambitieux.

D'autres États européens conservent des ambitions élevées à moyen et long terme, en particulier le Royaume-Uni, l'Allemagne, les Pays-Bas et plus récemment la Pologne, tout en exprimant des réserves sur la maturité de la filière. Ainsi, le budget alloué à l'éolien en mer à l'horizon 2031 annoncé par le gouvernement britannique fin octobre 2025 paraît contraint vis-à-vis des ambitions affichées, et ce, alors que les facteurs de charge prévisionnels de la filière éolienne en mer britannique ont été fortement abaissés^{15,16}. Sur cette base, la trajectoire «Prudente - retard sur la consommation et la production» intègre des hypothèses de retard supplémentaires sur les dates de mise en service des nouveaux parcs en s'appuyant sur l'état d'avancement réel des projets.

15. The contracts for difference (allocation) regulations 2014 contract budget notice for allocation round 7, UK Government (octobre 2025) : [CfD Allocation Round 7 \(AR7\): contract budget notice](#)

16. Load factors for renewable wind technologies, Department for Energy Security and Net Zero, UK Government (juillet 2025) : [Load factors for renewable wind technologies - GOV.UK](#)

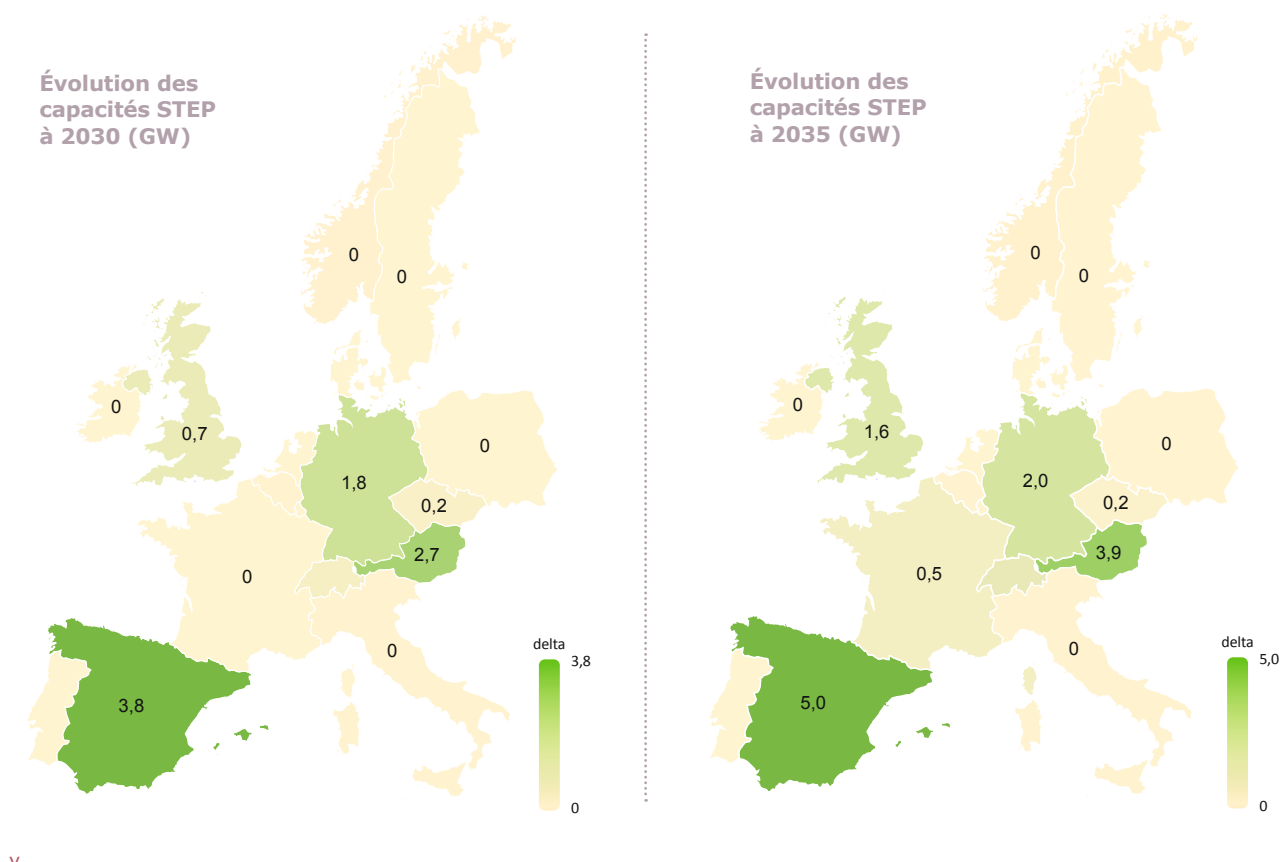
Au-delà des enjeux liés aux coûts des projets et aux contraintes réglementaires, la rémunération des actifs renouvelables est fortement impactée par la baisse des prix de marché, remettant aussi en cause les schémas existants de financement et de soutien

La baisse des prix de marché pendant les heures de production des énergies renouvelables – accentuée par la multiplication des épisodes de prix négatifs – fragilise la rentabilité de nombreuses installations. Ce nouveau paysage de rémunération impose d'une part le refinancement de certains actifs, et appelle d'autre part à la refonte en profondeur des mécanismes de soutien publics.

Ainsi, la réforme du marché européen de l'électricité *EMDR*¹⁷ adoptée par la Commission européenne en mai 2024 propose des premières mesures pour faciliter la mise en place des contrats de long terme pour la couverture de la production bas-carbone, visant à limiter l'exposition des projets renouvelables aux marchés de court terme et à améliorer la stabilité des prix et la visibilité des revenus des filières.

En ce qui concerne les subventions et les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, le cadre de soutien reposant sur le complément de rémunération unilatéral ne sera plus conforme au droit européen à compter du 1^{er} janvier 2027, et fait l'objet de révisions dans certains pays, notamment en Allemagne où ce schéma de support a permis un

Figure 4.7 Évolutions des capacités installées de STEP par rapport au parc de 2025, au périmètre du Bilan prévisionnel



¹⁷. Réforme du marché d'électricité, Commission européenne (2024) : [Electricity market design](#)

déploiement rapide des filières renouvelables ces dernières années. Les mécanismes révisés devraient en particulier prévoir une clause de récupération afin d'éviter tout surfinancement éventuel des filières renouvelables, et pourraient également réduire l'incitation des installations à l'injection et par voie de conséquence, la fréquence des épisodes des prix négatifs, tout en abaissant le poids du soutien des filières renouvelables sur le budget des États.

Le parc hydraulique européen présente des leviers de flexibilité importants mais dont les perspectives de développement paraissent limitées à moyen et long terme

Comme en France, l'essentiel du potentiel de production hydraulique est aujourd'hui largement exploité. Peu de nouvelles installations de type «réservoirs» (ou lacs) sont ainsi projetées dans les prochaines années, seules quelques installations de pompage-turbinage (stations de transfert d'énergie par pompage ou STEP) sont envisagées dans certains pays.

Conformément aux projets remontés par les gestionnaires de réseau européens, les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025 considèrent par conséquent comme stables les capacités associées aux grands réservoirs mais projettent une mise en service de nouvelles capacités de STEP en Europe au cours de la décennie à venir, en particulier en Espagne et en Autriche.

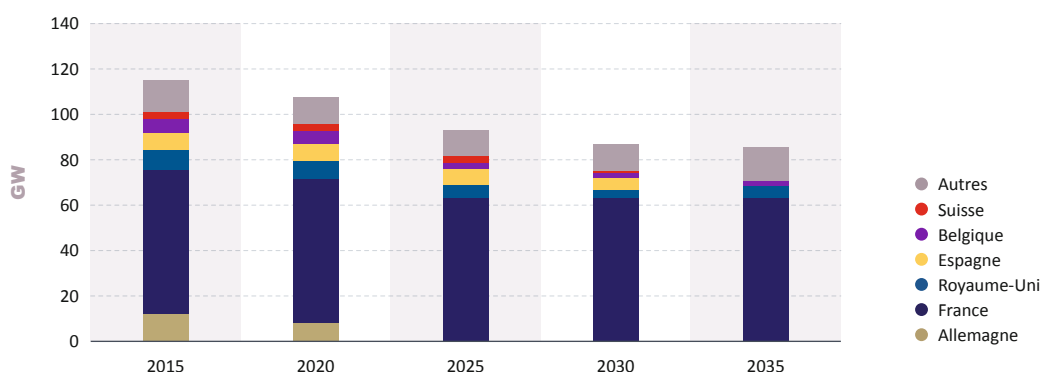
Pour la filière nucléaire, le contexte a évolué favorablement en Europe au cours des dernières années, mais les perspectives sur la prochaine décennie ne sont pour le moment pas fondamentalement modifiées

Le nucléaire est désormais identifié comme un levier stratégique pour atteindre les objectifs climatiques de l'Union européenne, soutenir la compétitivité et renforcer la souveraineté énergétique en Europe, tout en apportant de la stabilité au réseau électrique.

L'adoption d'une réglementation plus favorable a également favorisé un regain d'intérêt pour la filière. Selon la directive européenne *RED III*, le nucléaire, déjà reconnu dans la taxonomie européenne comme source d'énergie durable sur le plan environnemental, est désormais inclus dans les sources identifiées pour la production d'hydrogène bas carbone assigné à l'industrie. Par ailleurs, les dernières réglementations européennes *REPowerEU* et *Net-Zero Industry Act* lèvent certains verrous pesant sur la filière et renforcent le rôle de l'énergie nucléaire dans la décarbonation du mix électrique européen.

En outre, l'essor des centres de données avec un besoin d'approvisionnement continu renforce l'intérêt potentiel pour la production nucléaire à court et moyen terme, que ce soit aux États-Unis ou en Europe.

Figure 4.8 Capacités nucléaires installées au périmètre du Bilan prévisionnel



Dans ce contexte, plusieurs annonces récentes de prolongation d'installations existantes et de lancement de nouveaux projets de réacteurs (petits réacteurs modulaires et réacteurs de grande puissance) tendent à conforter l'intérêt stratégique de la filière nucléaire en Europe. Pour certains pays, l'atteinte des objectifs de décarbonation se trouve fortement dépendante de l'aboutissement des projets nucléaires, comme c'est le cas pour la Grande-Bretagne, la République Tchèque, la Hongrie et la Slovaquie. Certains pays affichent des intentions de ralentir leur sortie du nucléaire afin d'accompagner la bascule des énergies fossiles vers l'électricité, comme la Belgique et l'Espagne, tandis que d'autres envisagent de faire émerger de nouveaux projets, comme la Pologne, les Pays-Bas, la Suède et l'Italie.

Cependant, ces évolutions récentes ne se reflètent pas encore pleinement dans les stratégies énergétiques nationales : les éventuelles prolongations du nucléaire en Belgique (au-delà de ce qui est déjà décidé) ou en Espagne nécessitent souvent des actes législatifs, une adhésion de la population et une clarification des conditions industrielles pour l'exploitation des réacteurs – des conditions qui ne sont pas toujours complètement remplies. Quant aux nouveaux projets de réacteurs, ceux-ci n'auront pas d'impact à l'échelle de la prochaine décennie étant donné les délais de développement et de construction (hormis quelques démonstrateurs de petits réacteurs modulaires qui pourraient émerger au cours de la décennie 2030).

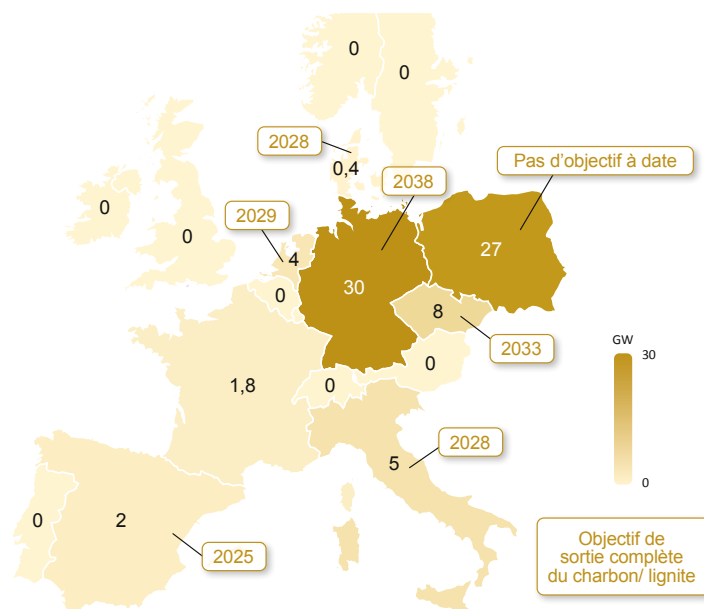
Une part importante du parc thermique à flamme est amenée à fermer dans les années à venir, même si des besoins de capacités pilotables additionnelles peuvent être nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement à moyen terme

Centrales à charbon et à lignite

Plusieurs pays n'ayant plus qu'une capacité réduite de centrales fonctionnant au charbon ou au lignite ont récemment fermé leurs dernières unités, tandis que d'autres projettent de le faire au cours des prochaines années. L'Allemagne a cependant revu la dynamique de fermeture de son parc charbon

Figure 4.9

Capacités thermiques fonctionnant au charbon et au lignite à fin 2024 et dynamique de fermeture au périmètre du Bilan prévisionnel



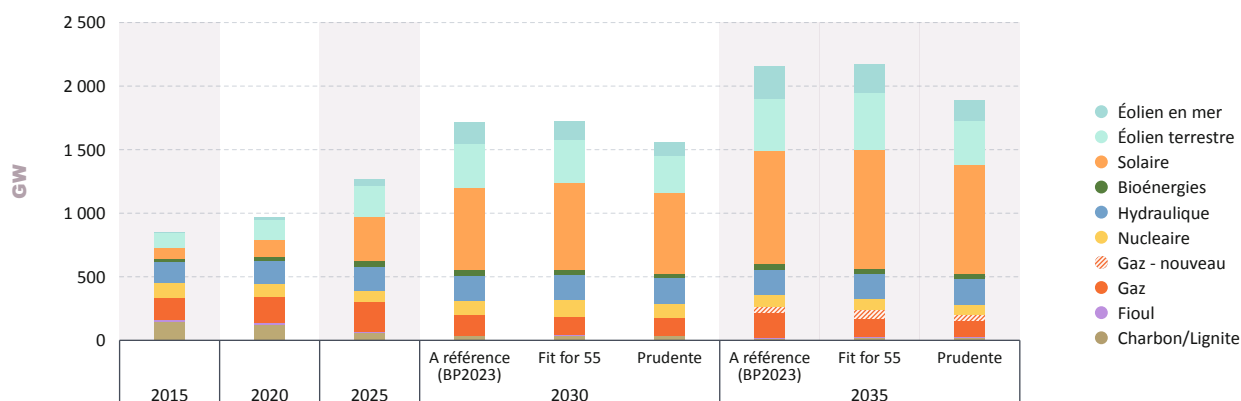
et lignite, en repoussant certaines fermetures initialement prévues d'ici 2030 à une échéance plus lointaine, tout en conservant l'objectif de sortie du charbon en 2038, inscrit dans la loi allemande *Kohleausstiegsgesetz*¹⁸. Dans l'ensemble néanmoins, la dynamique de fermeture du parc charbon et lignite retenue dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025 reste ambitieuse.

Centrales à gaz

En raison de la baisse de la consommation et du développement soutenu des énergies renouvelables, de nombreuses centrales à gaz rencontrent des difficultés de rentabilité, notamment en Espagne, et pourraient être amenées à fermer dans les années à venir. Comme dans la dernière édition du Bilan prévisionnel, les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025 reposent par conséquent sur une approche prudente quant au maintien de ces capacités, en envisageant une fermeture

¹⁸. Bundesregierung (2020) : [Bundesregierung beschließt Kohleausstiegsgesetz](#)

Figure 4.10 Capacités installées par filière en Europe (France incluse), historique et projections au périmètre du Bilan prévisionnel¹⁹



progressive dans les pays présentant des marges excédentaires par rapport à leur critère de sécurité d'approvisionnement. Cela permet de ne pas faire reposer la sécurité d'approvisionnement française sur des formes de surcapacité à l'étranger.

À l'inverse, certains pays comme l'Allemagne ou la Pologne projettent la construction de nouvelles centrales pour garantir leur sécurité d'approvisionnement, dans un contexte de hausse anticipée de la consommation et de fermeture progressive de leur parc charbon et lignite. Le Bilan prévisionnel 2025 prend ainsi en compte le développement de nouvelles capacités dans ces pays, dimensionné de manière à respecter leurs critères de sécurité d'approvisionnement.

La trajectoire « Prudente - retard sur la consommation et la production » du Bilan prévisionnel 2025, qui repose sur des niveaux de consommation plus faibles que la trajectoire « Fit for 55 - atteinte des objectifs climatiques », se traduit par des besoins moindres en nouvelles capacités thermiques, en particulier en Allemagne et en Pologne.

Les batteries se développent rapidement, portées d'une part par le développement de l'autoconsommation résidentielle, et d'autre part par le besoin des services système à court terme

Les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS pour Battery Energy Storage Systems), associés au déploiement des capacités de production renouvelables, présentent un des leviers de flexibilité pour optimiser la décarbonation du mix électrique européen et répondre aux problématiques de congestion et d'optimisation du réseau, notamment en lien avec le développement de la production solaire. Dans certains pays, ils permettent dès à présent un lissage des pointes de consommation (*peak-shaving*) et fournissent un appui aux services système pour l'équilibrage du système électrique. Par ailleurs, à partir de 2026, la rémunération de la fourniture d'inertie synthétique au système est prévue en Allemagne dans le cadre de contrats pluriannuels²⁰.

D'après les données partagées par les gestionnaires de réseau de transport européens, l'accélération de

¹⁹. Les capacités affichées pour une année civile correspondent aux données partagées par les GRTs au 1^{er} janvier de l'année suivante.

²⁰. Décision BK6-23-010, Bundesnetzagentur (avril 2025) : [Agence fédérale des réseaux - Approvisionnement de la réaction inhérente et non différée à un déséquilibre de puissance actif \(réserve instantanée\) dans le cadre du service système non lié à la fréquence « Inertie de la stabilité du réseau local »](#)

la filière des batteries apparaît comme bien engagée, même si les modèles d'affaires des projets associés sont fortement dépendants des stratégies de régulation adoptées par les différents pays et présentent des incertitudes notables (risque de cannibalisation de la valeur des nombreux projets). Le développement des batteries résidentielles est en particulier fortement corrélé à la dynamique de développement de l'autoconsommation, qui repose sur des mécanismes de soutien incitant à l'accélération de la filière photovoltaïque. C'est par exemple le cas en Allemagne, avec une projection de près de 60 GW de batteries résidentielles à l'horizon 2035 (pour près de 9 GW en 2025) s'ajoutant à 20 GW de batteries disponibles sur le marché pour l'optimisation du système électrique. D'autres pays sont également concernés, comme l'Espagne, le Portugal, l'Autriche ou la Grande-Bretagne. Pour distinguer les différentes dynamiques nationales, la modélisation du Bilan prévisionnel tient compte – quand ces données sont disponibles – de la part et des profils de flexibilité spécifiques des batteries associées à l'autoconsommation.

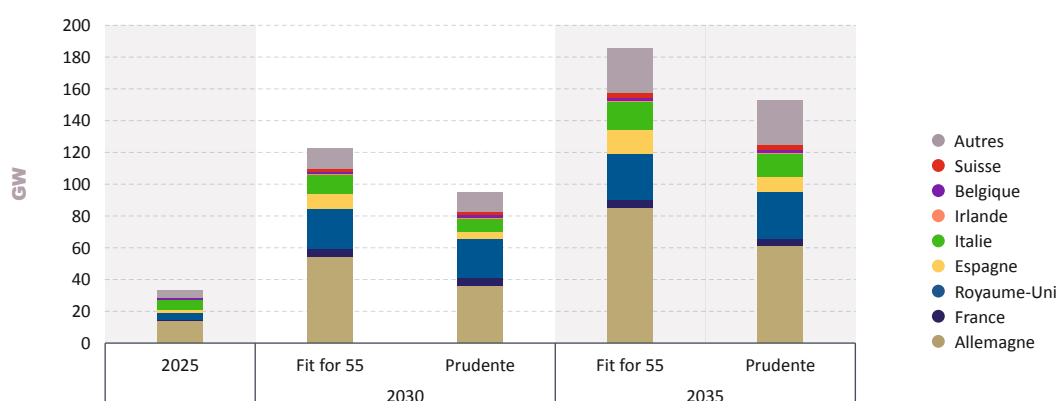
Globalement, dans la trajectoire «*Fit for 55* - atteinte des objectifs climatiques», les capacités installées des batteries au périmètre du Bilan prévisionnel sont

en augmentation de près de 18 GW/an entre 2025 et 2030, portées par une accélération importante du déploiement des batteries résidentielles à court terme en Allemagne, et de 12 GW/an entre 2030 et 2035, reflétant une incertitude sur le modèle d'affaires à plus long terme.

La trajectoire «*Prudente* - retard sur la consommation et la production» décrit quant à elle une dynamique ralentie de déploiement des batteries par rapport à la trajectoire *Fit for 55*, et intègre un retard qui pourrait être associé à un ralentissement progressif de la filière photovoltaïque à moyen terme mais aussi à l'incertitude sur la place pour les nouveaux projets au-delà de 2030, en termes de services rendus au système. Cette trajectoire comporte un abattement des capacités installées de près de 20% à moyen terme par rapport à la trajectoire *Fit for 55*.

Enfin, par rapport aux trajectoires communiquées par les gestionnaires de réseau de transport européens, des ajustements à la hausse sont intégrés dans les hypothèses du Bilan prévisionnel pour certains pays, de manière à assurer l'adéquation entre l'offre et la demande à moyen et long terme.

Figure 4.11 Évolution des capacités installées de batteries dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025²¹



²¹. Les capacités affichées pour une année civile correspondent aux données partagées par les GRTs au 1^{er} janvier de l'année suivante. Pour la France, les capacités affichées correspondent au socle minimal retenu pour toutes les trajectoires, mais d'autres capacités pourront émerger selon les hypothèses des mix, cf. chapitre 3.

4.3.3 Comme pour la France, la multiplication des épisodes de surplus de production renouvelable en Europe présente de nouveaux défis pour l'exploitation du système électrique européen

Au cours des prochaines années, la poursuite du déploiement des capacités renouvelables combinée au retard sur l'électrification des usages pourrait conduire sur certaines périodes à des situations de surcapacité en Europe présentant de nouveaux enjeux pour l'exploitation du système électrique : les besoins accrus de marges à la baisse, la gestion des arrêts simultanés des installations durant les heures de prix négatifs, l'amplitude des re-prévisions de production à court terme et la tenue de la tension. L'abondance et la variabilité de la production renouvelable entraînent par conséquent une hausse des coûts d'exploitation du système électrique : les coûts d'équilibrage, de gestion des congestions et de réacheminement (*redispatching*), mais aussi des écrêtements de production en approche du temps réel.

Ces problématiques d'évolution des modes d'exploitation sont communes aux pays européens mais se traduisent dans une ampleur spécifique à chaque pays selon ses particularités. À titre d'exemple, l'Allemagne ou encore l'Espagne font aujourd'hui face à des coûts de congestion de réseau très importants, du fait d'un rythme d'évolution du réseau insuffisant par rapport à l'évolution du mix. À l'inverse, la France dispose d'un réseau aujourd'hui bien dimensionné et caractérisé par des coûts de congestion plus faibles.

En revanche, elle est marquée par une attention importante à la gestion des situations d'abondance de production (phénomène de butées de baisse) du fait de l'importance de son parc de production de « base » bas-carbone à faible coût variable.

Des réorientations de la politique énergétique pour limiter la surcapacité à court terme commencent à émerger dans différents pays, tout en maintenant les ambitions d'atteinte des objectifs climatiques à long terme. Selon le rapport d'audit de la transition énergétique commandé par le ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie et publié

en septembre 2025, le développement des énergies renouvelables en Allemagne devrait à l'avenir davantage se baser sur une estimation des besoins en électricité²².

Différentes mesures sont dès à présent identifiées en France et en Europe pour faciliter les arrêts des parcs lors des situations de surproduction, comme la réduction du soutien aux petites installations, la suppression du soutien public en situation de prix négatifs, une optimisation ciblée du mix renouvelable en fonction des coûts et de la pilotabilité des installations, mais aussi l'obligation étendue de programmation et de participation des parcs au mécanisme d'ajustement.

Dans le système européen largement interconnecté, l'évolution des mix électriques des pays voisins et plus spécifiquement l'évolution des modes de pilotage des installations en Europe (notamment renouvelables) représentent ainsi des facteurs déterminants pour le dimensionnement des filières pilotables et des flexibilités en France, et ce quelles que soient les orientations des politiques publiques concernant le développement des filières renouvelables françaises.

Ces constats soulignent finalement la problématique de coordination européenne pour enclencher rapidement les dynamiques de décarbonation et d'électrification.

À l'horizon moyen terme, les trajectoires européennes étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025 reflètent une part de production bas-carbone dans le mix électrique variable entre 75 % (en hiver) et 90 %-95 % (en été) en fonction de la trajectoire étudiée, témoignant du risque de l'abondance de production bas-carbone sur la période estivale en cas de retard sur l'électrification. Les deux configurations étudiées par RTE (« Europe – *Fit for 55* » et « Europe – prudente ») se traduisent par des situations légèrement différentes de ce point de vue. Dans la trajectoire prudente, la

²². Rapport « Energiewende. Effizient. Machen. », l'Institut d'économie de l'énergie (EWI) et le Conseil pour la transformation de l'industrie de l'énergie (BET) (septembre 2025) : [Energiewende. Effizient. Machen. | BMWF](#)

production bas-carbone atteint le même niveau que la consommation en moyenne sur l'ensemble de l'été et conduit sur de nombreuses heures à avoir un volume de production bas-carbone nettement supérieur à la consommation.

Cette projection soulève également la question du besoin résiduel en Europe permettant des débouchés pour les excédents de production

bas-carbone française. Le risque de manque de débouchés peut d'autant plus se matérialiser si l'Europe rate ses objectifs d'électrification tout en poursuivant un développement soutenu des capacités de production renouvelable dans les prochaines années. Cette configuration a été testée afin d'illustrer les effets sur le système électrique français (voir chapitre sur le fonctionnement du système).

Figure 4.12 Consommation et production bas-carbone en 2030 en Europe (hors France), au périmètre du Bilan prévisionnel dans la trajectoire «Fit for 55 - atteinte des objectifs climatiques»

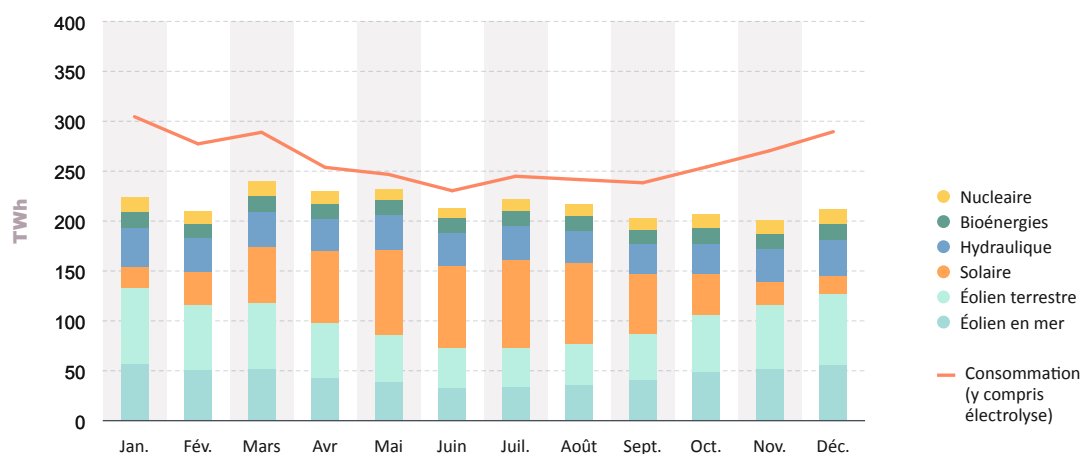
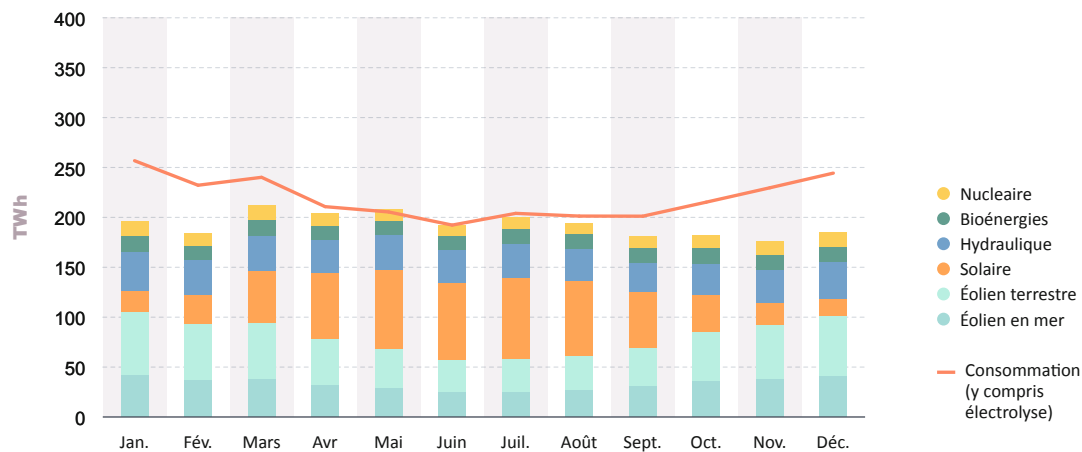


Figure 4.13 Consommation et production bas-carbone en 2030 en Europe (hors France), au périmètre du Bilan prévisionnel dans la trajectoire «Prudente – retard sur la consommation et la production»



4.3.4 Les hypothèses de développement des capacités d'interconnexions intègrent les nouveaux calendriers des projets conformément à la stratégie présentée dans le SDDR

Les hypothèses d'interconnexions s'appuient sur les dernières données disponibles partagées par les gestionnaires de réseau européens pour la réalisation de l'exercice européen de l'ERAA. Concernant les interconnexions avec la France, il s'agit globalement d'hypothèses conformes à la stratégie présentée dans le SDDR 2025. La trajectoire du Bilan prévisionnel intègre ainsi la mise en service de *Celtic Interconnector* et de *Golfe de Gascogne*, avec une mise à jour du calendrier des projets, mais aussi un report du développement d'un nouveau projet entre la France et la Grande-Bretagne au-delà de l'horizon 2035.

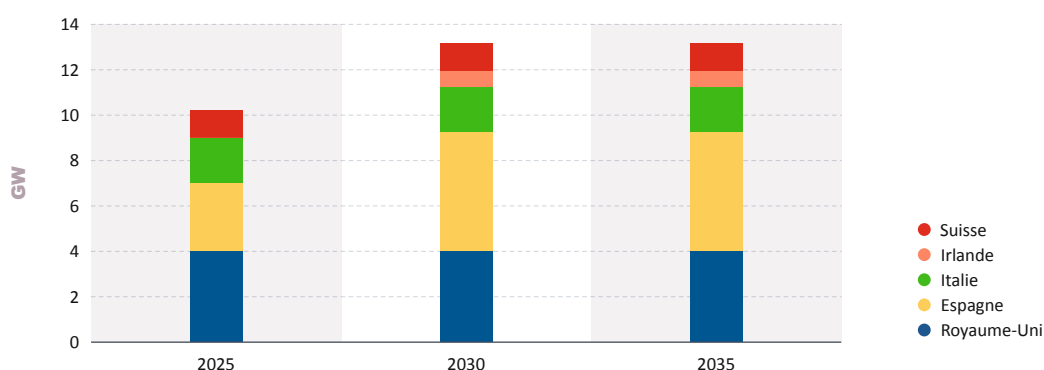
De plus, en tenant compte du retour d'expérience des dernières années sur divers événements pouvant affecter la capacité d'échange aux frontières, des configurations de réduction de la capacité d'échange ont été intégrées de manière statistique dans la modélisation, de manière analogue aux tirages d'indisponibilités modélisés sur le parc de production. En effet, comme pour tous les

composants du système électrique, ces infrastructures présentent des périodes d'indisponibilité en raison de maintenances, de limitations sur les réseaux nationaux ou d'aléas divers (pannes sur des équipements, incendie, arrachage de câbles, etc.). Plus précisément, les hypothèses de disponibilité des capacités d'interconnexion sont fondées sur les statistiques de disponibilité effective des ouvrages observée sur les années récentes.

Les capacités d'échange bilatérales en dehors de la région CORE sont ensuite modélisées avec les capacités NTC (*Net Transfer Capacity*) explicites, ajustées pour tenir compte des prudences citées.

Les échanges au sein de la région CORE sont modélisés avec les domaines *flow-based* sur les toutes prochaines années (horizon 2027) et ajustés pour tenir compte de l'augmentation des capacités prévisionnelles en s'appuyant sur le planning des nouveaux projets.

Figure 4.14 Évolution des capacités d'échange à l'import entre la France et les pays voisins de la région non-CORE



4.4 Synthèse des principales hypothèses d'évolution du système électrique des pays limitrophes de la France dans la trajectoire d'atteinte des objectifs *Fit for 55*

