

Renforcer la dynamique de l'électricité renouvelable en Europe

Cédric PHILIBERT

► Points clés

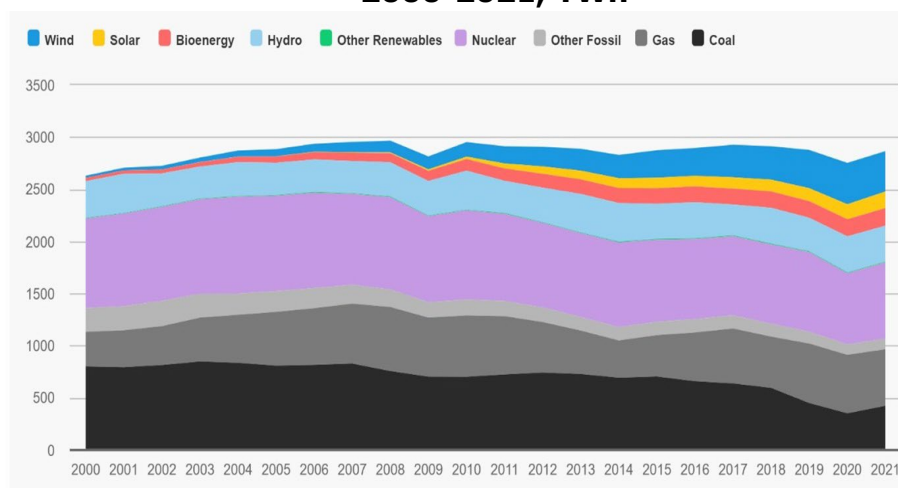
- Le développement de l'électricité renouvelable en Europe a permis de réduire significativement la proportion de charbon dans le mix électrique et la teneur en carbone du kWh, et de faire face aux crises du gaz, de l'hydroélectricité et du nucléaire en Europe en 2022.
- L'électricité éolienne terrestre et l'énergie solaire figurent aujourd'hui parmi les sources d'énergies les moins coûteuses à mettre en œuvre en Europe et leur insertion dans les systèmes électriques est possible à grande échelle. En facilitant l'électrification, elles permettent aussi de baisser la demande d'énergie primaire.
- L'accélération du déploiement des énergies renouvelables s'impose comme une nécessité absolue pour assurer la sécurité énergétique de la France et de l'Europe, quel que soit l'avenir du nucléaire civil.
- Assurer la sécurité électrique nécessitera davantage d'interconnexions, des stockages et la réponse de la demande. Les États européens misant uniquement sur les énergies renouvelables devront disposer de centrales thermiques (au gaz ou à l'hydrogène) pour assurer la flexibilité, dont les émissions éventuelles devront être compensées.

Le chemin parcouru en douze ans est considérable

Jusqu'en 2010, les énergies fossiles comptaient pour un peu plus de la moitié dans la production d'électricité dans l'Union européenne (UE), avec notamment 24 % de charbon et 20 % de gaz en 2010. Le nucléaire fournissait 29 % et l'hydroélectricité 12,5 %. L'énergie éolienne et la bioélectricité approchaient 5 % et 4 % contre environ 1 % chacune en 2000.

En 2021, les fossiles ne comptent plus que pour 37 % de la production électrique de l'UE (2 859 térawatt-heure - TWh), avec 19 % de gaz et 15 % de charbon. L'électricité bas-carbone atteint 63 %, dont 26 % de nucléaire et 37,5 % d'énergies renouvelables. Parmi celles-ci, l'éolien a connu la plus forte croissance absolue (+248 TWh). Il est passé en tête avec 14 %, devant l'hydroélectricité à 12 % et la bioélectricité à 6 %. Le solaire, à 5,5 %, a connu la plus forte croissance relative (+590 %).

Graphique 1 : Production d'électricité dans l'UE par sources, 2000-2021, TWh



Source : données Ember, disponibles sur : <https://ember-climate.org>, (consulté le 19 novembre 2022).

De 2010 à 2021, les émissions de CO₂ dans la production d'un kilowatt-heure (kWh) d'électricité ont baissé de 31 % dans l'UE à 27 et 45 % au Royaume-Uni, s'établissant respectivement à 263 g CO₂/kWh pour l'UE et 268 g CO₂/kWh au Royaume-Uni.

Plus récemment, du début de l'agression de l'Ukraine par la Russie au mois de septembre inclus, les capacités d'éolien et de solaire installées dans l'UE ont produit 345 TWh, en progression de 13 % sur la même période de 2021, permettant ainsi d'économiser 99 milliards d'euros (Md€) d'importations de gaz, sur la base de la moyenne des prix du gaz dans l'Union. L'augmentation des capacités en un an a compté à elle seule pour 11 Md€¹. En Allemagne, les renouvelables ont assuré 49 % de la production d'électricité au premier

1. « More Renewables, less Inflation in the EU », E3G-Ember, octobre 2022.

semestre 2022, soit 6 % de plus qu'en 2021. Il faut toutefois noter que la production d'électricité au charbon a augmenté en 2022, de 15 % pour les six premiers mois de l'année pour compenser les baisses de production de l'hydroélectricité et du nucléaire².

Les nouveaux objectifs de l'UE changent l'échelle des énergies renouvelables et vont faciliter l'électrification des usages

En réponse aux disruptions des marchés énergétiques causées par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la Commission européenne (CE) a proposé en mai 2022 un nouvel objectif de développement des énergies renouvelables à hauteur de 45 % de la consommation d'énergie en 2030, le plan « REPowerEU ».

Le Parlement européen a voté en faveur de cette proposition le 14 septembre 2022, alors que le Conseil s'en était tenu les 27 et 28 juin à l'objectif de 40 % proposé dans le paquet « Fit for 55 » (ajustement à l'objectif de l'UE de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici 2030), objectif plus ambitieux que l'actuel (32 %, contre 22,2 % en 2021). La France n'est pas disposée à accepter ce texte en l'état, en raison de la mention « hydrogène renouvelable », qu'elle voudrait voir exprimée en « hydrogène bas-carbone ».

En pratique, l'objectif concerne essentiellement la production d'électricité renouvelable. Avec un objectif de 40 % sur l'énergie finale, la part des renouvelables dans le mix électrique européen devrait passer de 37,5 % en 2020 à 65 % au moins en 2030. Plus spécifiquement il propose d'installer 320 gigawatt-heure (GW) de solaire photovoltaïque (PV) d'ici 2025, soit deux fois le niveau actuel, et presque 600 GW en 2030.

La proposition vise en particulier à ramener à deux ans au plus les procédures d'autorisation des projets renouvelables et des connexions nécessaires, voire un an pour les petits projets (<150 kW) ou les rééquipements (*repowering*), ainsi qu'à déterminer les zones particulièrement favorables à la production d'énergies renouvelables. Des mesures visent également le développement d'accords d'achats d'électricité renouvelable par les entreprises.

En parallèle, l'électricité devrait voir sa part dans l'énergie finale croître de 25 % environ à 40 % en 2030 : développement des renouvelables et électrification vont de pair. « REPowerEU » vise ainsi à doubler le rythme de déploiement des pompes à chaleur, moyen efficace de réduire en priorité la consommation de gaz à condition que le rythme de déploiement des renouvelables se renforce, et suppléer ainsi à la perte des importations de gaz russe.

La CE propose de mettre à disposition des fonds supplémentaires de 20 milliards d'euros pour permettre aux États membres d'inclure dans leurs plans pour la reprise et la

2. M. Wiatros-Motyka, « Global Electricity Mid-Year Insights 2022 », Ember, octobre 2022, disponible sur : <https://ember-climate.org>.

résilience, au sein d'un chapitre dédié à « REPowerEU », des réformes et investissements supplémentaires visant à soutenir le déploiement des énergies renouvelables. La Banque européenne d'investissement soutiendra ce plan avec 30 milliards d'euros supplémentaires, dans l'espoir de mobiliser au total 115 milliards d'euros sous forme de prêts et d'apports de fonds propres au cours des cinq prochaines années. Ces fonds soutiendront les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, les réseaux et le stockage, les infrastructures de recharge des véhicules électriques ainsi que les technologies novatrices comme l'hydrogène bas-carbone.

Des premiers progrès dans l'électrification ont été constatés. En 2021 la part des véhicules électriques à batterie a atteint 9,1 % du total des ventes de voitures dans l'UE, tandis que celle des hybrides rechargeables (*plug-in hybrids*) a atteint 8,9 %, en augmentation de 25 % pour les premiers et 71 % pour les seconds par rapport à 2020. L'ensemble de ces véhicules ne constitue encore que 2 % du total des voitures en circulation en 2021. L'annonce de la disparition programmée des voitures « thermiques » en 2035, la mise en place de *gigafactories* de batteries en Europe, les ouvertures annoncées de mines de lithium et l'annonce par la plupart des fabricants européens de l'apparition de nouvelles gammes de véhicules électriques devraient toutefois accélérer leur mise en circulation.

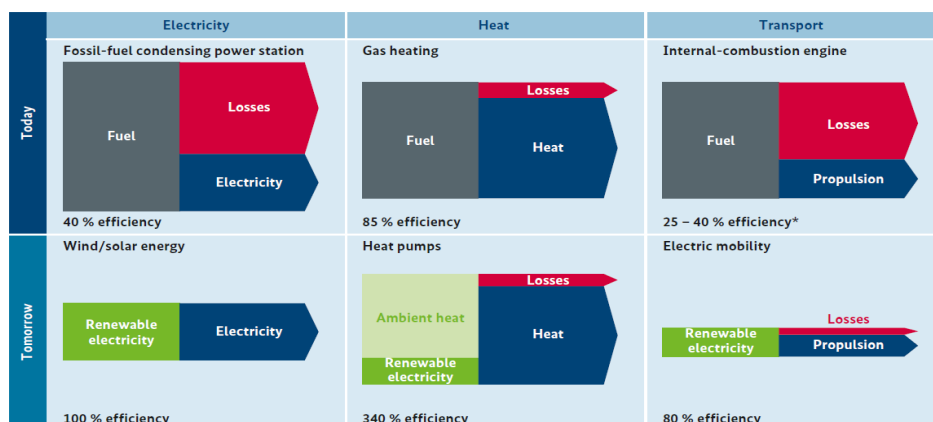
Les installations de pompe à chaleur ont augmenté sensiblement au cours des dernières années, avec plus de 2 millions d'unités vendues dans l'UE en 2021, en croissance de 25 % par rapport à 2020, et la production européenne de ces équipements devrait augmenter sensiblement. Cependant, en 2021, les ventes de chaudières à gaz étaient encore près de trois fois supérieures à celles de pompes à chaleur en France, et quatre fois et demi supérieures en Allemagne. Au total, dans l'Union et au Royaume-Uni, plus de la moitié des systèmes de chauffage résidentiel fonctionnent au gaz, qui absorbent 40 % du gaz consommé dans l'UE.

Efficacité énergétique et électrification

L'amélioration de l'efficacité énergétique fait l'objet d'un objectif spécifique de 9 % par rapport à 2020 dans le paquet « Fit for 55 », que le plan « REPowerEU » prévoit de rehausser à 13 %. Cette amélioration résultera d'efforts spécifiques d'économie d'énergie, bien entendu, mais également de l'électrification. En effet, l'électricité est un vecteur d'énergie particulièrement efficace comparé aux combustibles. Il faut environ trois fois moins d'énergie finale pour chauffer un bâtiment avec une pompe à chaleur qu'en brûlant un combustible. Il faut fournir environ trois fois moins d'énergie finale à un véhicule électrique qu'à un véhicule thermique pour parcourir une distance quelconque.

Par ailleurs, les centrales électriques thermiques transforment l'énergie primaire en électricité avec des rendements d'environ de 35 % (solaire thermique à concentration, nucléaire), 40 % (charbon, lignite, biocombustibles, fioul) ou 50-60 % (gaz). Au total, un système énergétique riche en hydroélectricité, électricités éolienne et photovoltaïque réduit considérablement les besoins d'énergie primaire (voir graphique 2).

Graphique 2 : Électrification et amélioration de l'efficacité énergétique

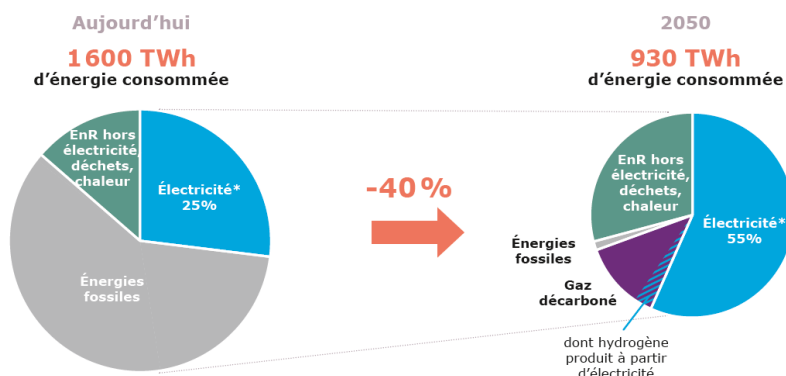


Source : « An Electricity Market for Germany's Energy Transition », Ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie, 2015.

La stratégie bas-carbone française illustre de manière saisissante cette réduction des besoins en énergies primaire liée non seulement à des efforts spécifiques d'amélioration de l'efficacité énergétique, mais aussi à l'électrification des secteurs d'utilisation finale et à l'importance croissante des énergies hydroélectriques et, surtout, éolienne et solaire. Encore convient-il de préciser que les 1 600 TWh d'énergie finale (carburants et combustibles, électricité et chaleur) représentés ici (graphique 3) nécessitent environ 3 000 TWh d'énergie primaire (pétrole brut, gaz fossile, charbon, chaleur nucléaire, etc.).

De façon plus générale, en Europe comme dans le reste du monde, selon l'Agence internationale de l'énergie³, le besoin d'électricité bas-carbone est appelé à augmenter significativement pour répondre aux exigences de décarbonation de l'ensemble de l'économie en fonction des engagements pris à la suite des Accords de Paris (COP-21) de 2015.

Graphique 3 : Consommation finale d'énergie en France et dans la SNBC



Source : RTE 2021, Futurs énergétiques 2050.

3. « World Energy Outlook 2022 », International Energy Agency, octobre 2022, disponible sur : www.iea.org.

Les énergies renouvelables doivent être poussées au maximum quel que soit l'avenir de la production d'électricité d'origine nucléaire

La France compte aujourd'hui 56 réacteurs « actifs » qui ont fourni ces dernières années plus de la moitié de l'électricité nucléaire dans le système européen interconnecté. Plusieurs pays européens, dont la Finlande, la Suède, la Hongrie, le Royaume-Uni, la Pologne, la République tchèque et la Roumanie, ont de nouveaux réacteurs en construction ou en projet. L'Autriche, l'Italie et la Lituanie sont sorties du nucléaire, l'Allemagne, la Belgique et la Suisse prévoient de le faire. La France n'est pas toute l'Europe, mais la proportion d'électricité nucléaire en Europe dépend à l'avenir avant tout de l'évolution du parc nucléaire français.

Réseau de transport d'électricité (RTE) notait déjà en février 2022 qu'une double incertitude pèse sur la production d'électricité nucléaire en France : le facteur de charge et la taille du parc. Alors qu'elle a pu atteindre 430 TWh en 2005, la production nucléaire s'était stabilisée vers 380 TWh avant la crise sanitaire, avant de diminuer à nouveau fortement. Les prévisions les plus récentes d'EdF s'élèvent à 280 TWh en 2022. La production d'octobre 2022 s'est établie aux deux-tiers de celle d'octobre 2021.

Bien davantage que l'arrêt définitif des réacteurs de Fessenheim, les travaux du grand carénage, dont le calendrier a été perturbé par la crise sanitaire puis la détection de défauts sur les circuits d'injection de sécurité des réacteurs les plus récents, expliquent cette baisse ainsi que celle de la puissance disponible à l'hiver 2022-2023.

Le calendrier de fermeture des réacteurs en service de la programmation pluriannuelle de l'énergie actuelle sera certainement revu en 2023 du fait des circonstances nouvelles et de l'effet de tenaille entre la baisse de production du parc nucléaire et l'augmentation des prix du gaz et de l'électricité sur les marchés de gros. Cependant, les conditions d'extension de fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ans et, *a fortiori*, au-delà de 60 ans, n'ont pas été définies par l'Autorité de sûreté nucléaire⁴. En 2050, les réacteurs qui n'auront pas atteint les 60 ans de fonctionnement cumuleront une puissance de 13 875 MW seulement, contre 61,4 GW aujourd'hui.

Le parc ne pourra être augmenté à court terme que par la mise en service de l'EPR de Flamanville. De nouveaux réacteurs nucléaires dont la construction serait engagée rapidement ne pourraient délivrer de l'électricité qu'à partir de 2035 au plus tôt⁵.

4. « Centrales nucléaires au-delà de 40 ans : quelles conditions pour la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF ? », *Cahier de l'ASN*, n° 2, Autorité de sûreté nucléaire, 24 février 2021.

5. « Travaux relatifs au nouveau nucléaire », Gouvernement français, février 2022, disponible sur : www.ecologie.gouv.fr.

Dans ces conditions, et quel que soit l'équilibre du mix électrique recherché à l'horizon 2050 ou 2060, l'accélération du déploiement des énergies renouvelables s'impose comme une nécessité absolue pour assurer la sécurité énergétique de la France et de l'Europe d'ici 2035 au moins, disposer d'électricité au meilleur coût et poursuivre l'effort de décarbonation, et d'électrification, de l'économie.

En particulier, toute stratégie qui consisterait à « prendre son temps » pour atteindre un niveau jugé optimal en 2050, en fonction d'un niveau espéré de production nucléaire à cet horizon, obérerait gravement la sécurité énergétique des quinze prochaines années, et au-delà si tous les réacteurs nouveaux n'étaient pas au rendez-vous.

L'étude RTE « Futurs énergétiques » examine, autour d'une trajectoire « de référence » de la consommation d'électricité en 2050 – 645 TWh – six scénarios de production. Trois sont sans « nucléaire neuf », trois incluent de nouveaux réacteurs, à construire. Parmi les trois premiers, le scénario MO, 100 % renouvelables, peut paraître aujourd'hui disqualifié par sa sortie rapide du nucléaire. Cependant, les deux autres scénarios sans nucléaire neuf, qui conservent 16 GW de nucléaire « historique » en 2050, deviennent eux aussi, dès 2060, des scénarios 100 % renouvelables ou presque – à l'exception du seul EPR de Flamanville.

L'intégration de beaucoup plus d'énergies renouvelables est possible

La variabilité des énergies renouvelables (parfois appelée « intermittence ») est un défi majeur qui peut être relevé.

Pour l'essentiel, c'est-à-dire les variations journalières ou hebdomadaires de la production et de la demande, il s'agit d'abord de la complémentarité entre éolien et solaire, d'une augmentation des facteurs de charge, de l'hydroélectricité existante, des stations de transfert d'énergie par pompage existantes ou à créer, des batteries stationnaires, des réseaux, des interconnexions aux frontières. L'électrification des bâtiments, de l'industrie (en partie *via* la production d'hydrogène par électrolyse) et des véhicules, loin de rendre l'intégration des énergies renouvelables plus difficile, fourniront de considérables flexibilités nouvelles.

Pour les périodes prolongées de forte demande et faible production éolienne et solaire, il faudra cependant disposer de près de 30 GW de capacités thermoélectriques de type turbines à combustibles ou centrales à gaz à cycle combiné pour la France par exemple dans un scénario 100 % renouvelable esquissé par RTE, dont beaucoup n'existent pas aujourd'hui. Ces capacités seront appelées à produire 16,5 TWh/an en 2050 dans un scénario « 100 renouvelables en 2050 », soit 2,6 % de la consommation électrique totale, ou 9,4 TWh en 2060 dans un scénario où seul subsiste l'EPR de Flamanville. Même si cette électricité devait être produite avec du gaz fossile, les émissions résultantes de CO₂, de l'ordre de 8 Mt, resteraient compatibles avec un scénario d'émissions nettes nulles pour le pays. Mais elle pourra être produite avec de

l'hydrogène électrolytique, dont la production absorbera un peu plus de la moitié des surplus de production renouvelable de ce scénario.

Ce résultat dépend toutefois de la réalisation de certaines hypothèses, notamment la réussite de l'éolien flottant en Méditerranée, dont le régime des vents se distingue de celui de la Manche et de l'Atlantique, et plus encore du triplement des interconnexions électriques aux frontières. Dans une France isolée, le besoin d'électricité venant de centrales thermiques double par rapport au cas d'une France bien connectée avec tous ses voisins. Cela tient tant aux différences d'habitudes de consommation en Europe qu'au partage de nombreuses flexibilités, et au foisonnement des ressources. Ainsi, la puissance éolienne disponible en France est inférieure à 10 % de la puissance maximale du parc pendant 10 % du temps d'hiver. Mais la puissance éolienne disponible en Europe n'est inférieure à 10 % de la puissance maximale du parc que pendant... 0,3 % du temps d'hiver.

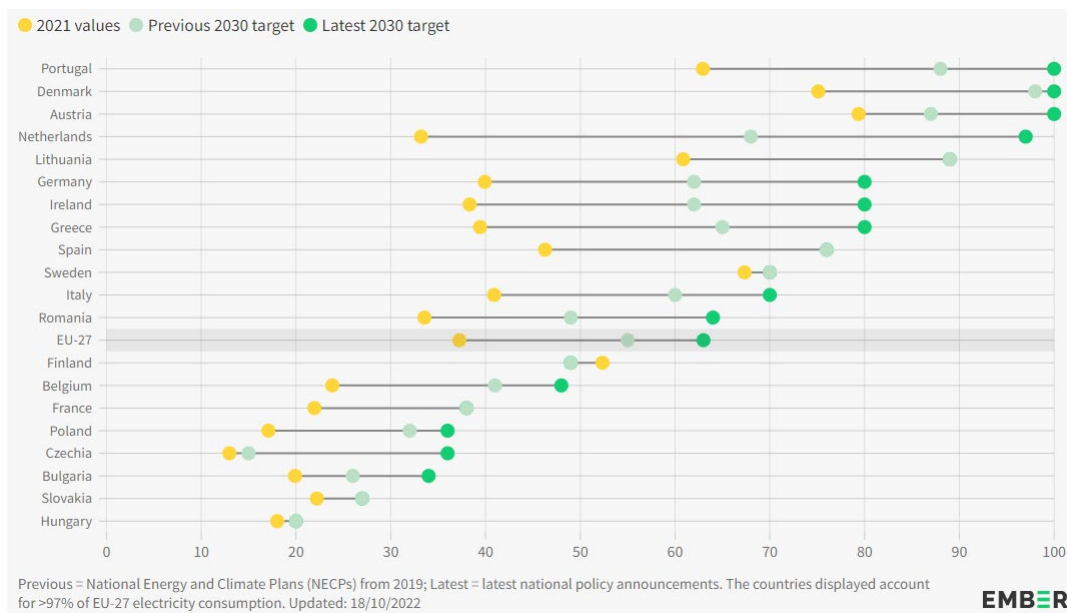
L'électricité des grands parcs solaires, éoliens terrestres et maritimes « posés » restera très probablement moins chère que celle du nouveau nucléaire, mais il convient de raisonner en système complet. Selon ses hypothèses de coûts, RTE suggère qu'un système électrique « 100 % renouvelables » sera plus coûteux qu'un système comportant jusqu'à environ 40 GW de nucléaire, en raison de coûts de réseau et de flexibilité plus élevés. Au-delà de ce seuil toutefois, « l'optimum est plat » voire se dégrade, la réduction des coûts de réseau et de flexibilité compensant à peine l'augmentation du coût du kWh aux bornes des centrales.

Les prochaines années

Les capacités renouvelables se montaient en 2020 à 480 257 MW dans l'UE, 47 676 MW au Royaume-Uni, 37 212 MW en Norvège, 18 492 MW en Suisse, 13 765 MW en Ukraine... Selon le plan « Fit for 55 », elles devraient atteindre 1 067 GW (1 GW=1 000 MW) en 2030, et selon « REPowerEU » 1 236 GW. Même le plus petit de ces objectifs suppose de passer d'installations annuelles d'environ 40 GW cette année à 80 GW en 2028 et 100 GW en 2030.

En réalité, cette accélération est déjà en cours dans une majorité de pays européens : dix-neuf d'entre eux ont depuis 2019 rehaussé leurs objectifs de déploiement des énergies renouvelables à l'horizon 2030 en réponse à la crise du gaz à l'agression russe sur l'Ukraine (graphique 4). Au total, en Europe, la somme des ambitions pour 2030 se monte désormais à 2 066 TWh d'électricité renouvelable, soit 63 % de la production d'électricité, au lieu de 55 % envisagés encore trois ans plus tôt.

Graphique 4 : Parts de l'électricité renouvelable et objectifs à l'horizon 2030 en Europe



Source : Ember, disponible sur : <https://ember-climate.org>

Les obstacles à surmonter sont impérieux

La longueur et la complexité des procédures administratives figurent parmi les principaux obstacles aux investissements dans les énergies renouvelables et les infrastructures connexes. Ces obstacles deviennent de plus en plus importants alors que les technologies arrivent à maturité et que les projets sont moins dépendants des régimes de soutien. En effet, depuis la fin 2021, avant même le déclenchement de la guerre en Ukraine, les éoliennes, puis le solaire et la bioélectricité, sont devenus des sources et non des charges pour les finances publiques. La Commission de régulation de l'énergie a récemment évalué à 31 milliards d'euros en deux ans leur contribution aux finances publiques.

Les obstacles les plus courants liés au processus administratif applicable aux projets dans le domaine des énergies renouvelable sont les suivants : la charge administrative, la non-transparence des procédures, le manque de cohérence juridique ainsi que la nature incomplète et vague du cadre et des lignes directrices qui conduisent à des interprétations différentes de la législation existante par les autorités compétentes.

Les conflits entre biens publics constituent la deuxième source principale d'obstacles au déploiement d'installations produisant de l'énergie à partir de sources renouvelables. Les plus importants d'entre eux concernent la protection de l'environnement (biodiversité et protection des espèces menacées ainsi que protection des masses d'eau), les autres utilisations des sols et les questions militaires/de défense

aérienne. D'autres obstacles concernent le manque de soutien de la part des décideurs politiques ou l'opposition prolongée des institutions publiques ou privées ou du public lui-même. Enfin, les problèmes de raccordement au réseau et les procédures d'exploitation nuisent aussi gravement au déploiement des énergies renouvelables dans un certain nombre d'États membres.

De fait, les projets autorisés en attente de raccordement sont nombreux en Europe, dépassant 23 GW en Espagne, 13 GW en France, 10 GW en Grèce, etc. Surtout, les délais annoncés sont extraordinairement longs, parfois de plusieurs années.

Les conflits regardant la protection de l'environnement doivent aussi être remis en perspective : un déploiement accéléré des énergies renouvelables est indispensable pour réduire les effets des dérèglements climatiques et de la pollution qui menacent la biodiversité et la santé publique. Et si par exemple l'essentiel des capacités solaires du scénario « 100 % renouvelables » devaient se situer en France sur des terrains agricoles ou naturels, elles occuperaient une surface d'environ 200 000 hectares, soit le quart des superficies actuellement consacrées à la production de biocarburants de première génération, dont le bilan énergétique et environnemental est incomparablement moins bon que celui du photovoltaïque.

Le Conseil européen des 20 et 21 octobre 2022 a reconnu l'importance de l'accélération de la simplification des procédures d'octroi de permis afin de stimuler le déploiement des énergies renouvelables et des réseaux correspondants, « y compris par des mesures d'urgence sur la base de l'article 122 du Traité de fonctionnement de l'Union européenne », lequel facilite la solidarité entre États membres face à des difficultés d'approvisionnement, notamment énergétique.

En conséquence, la CE a proposé le 9 novembre 2022 des mesures d'urgence « temporaires, proportionnées et extraordinaires ». Si elles sont adoptées par le Conseil, elles seront directement applicables par tous les États de l'Union pendant une durée d'un an (renouvelable), le temps nécessaire à l'adoption et la transposition de la directive sur les énergies renouvelables actuellement en discussion.

Il s'agit avant tout de présumer que les projets d'énergies renouvelables relèvent d'un intérêt public supérieur, dont les autorités administratives ou judiciaires devront tenir compte. En particulier lorsque sont prises des mesures pour éviter ou réduire les atteintes à des espèces protégées, la construction des projets énergétiques et réseaux associés sera prioritaire.

Parmi les mesures, on peut relever des délais très courts pour des installations solaires sur des structures artificielles ayant un autre objet, le rééquipement d'installations renouvelables et les pompes à chaleur ; ainsi que l'instauration de « silence positif », le permis étant réputé accordé si les autorités compétentes ne répondent pas dans les délais impartis.

La CE insiste à juste titre sur l'importance des effectifs nécessaires pour procéder aux évaluations environnementales et accorder les permis. Il conviendrait d'ajouter la question des effectifs dédiés aux raccordements et aux renforcements des réseaux de transport et distribution.

Une mesure relativement simple et rapide à mettre en œuvre consisterait à mieux utiliser la complémentarité entre éolien et solaire : il n'est jamais nécessaire d'évacuer la totalité de la puissance nominale cumulée d'installations éoliennes et solaire : évaluer 50 % de la somme des puissances nominales est généralement suffisant, au prix éventuel d'un écrêtage minime. Connecter du solaire sur des postes sources même saturés d'éolien, et connecter des éoliennes sur des postes sources même saturés de PV, permet de déployer des capacités supplémentaires avec des efforts très réduits de la part des gestionnaires de réseau.

Cédric Philibert est consultant indépendant et analyste senior des questions d'énergie et de climat, avec un focus sur les énergies renouvelables pour l'industrie et les transports, le rôle de l'électrification et de l'hydrogène dans la décarbonisation de l'économie mondiale. Il est également chercheur associé à l'Institut français des relations internationales (Ifri) et à l'Université nationale australienne (ANU). Enfin, il assure un enseignement à Sciences Po Paris. Il a auparavant notamment travaillé pendant 19 ans à l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Comment citer cette publication :

Cédric Philibert, « Renforcer la dynamique de l'électricité renouvelable en Europe »,
Briefings de l'Ifri, Ifri, 22 novembre 2022.

ISBN : 979-10-373-0630-2

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

© Tous droits réservés, Ifri, 2022

Couverture : © urbans/Shutterstock.com



27 rue de la Procession
75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org

