

## Coopération franco-allemande pour une Europe de l'énergie : voir loin... et rester proches

Laurent Kueny\*

Dans le domaine énergétique, la France et l'Allemagne ont choisi des chemins sensiblement différents pour atteindre l'objectif européen de neutralité climatique à l'horizon 2050, rendant la coopération entre les deux pays d'autant plus riche. La rencontre du dialogue franco-allemand sur l'énergie organisée par les comités français et allemand du World Energy Council au Sénat le 24 juin a été l'occasion d'en évoquer quelques aspects.

Le plan national intégré énergie-climat (PNIEC/NECP), communiqué en juillet 2024 par la France à la Commission européenne, a été l'occasion de confirmer l'ambition de passer d'un mix en énergie finale à 58 % carboné en 2022<sup>1</sup> à un mix à 58 % décarboné en 2030, dans la perspective d'atteindre la neutralité carbone en 2050. L'électricité, déjà à près de 92 % décarbonée<sup>2</sup>, est amenée à jouer un rôle central aux côtés de la réduction des consommations d'énergies non électriques.

L'Allemagne affiche de son côté en 2023 un mix en énergie finale à 74,4 % carboné<sup>3</sup>. Le gouvernement a retenu le double objectif de sortir du nucléaire et des énergies carbonées et les trois dernières centrales nucléaires ont été arrêtées le 15 avril 2023. Un enjeu fort pour l'Allemagne est ainsi de continuer à décarboner son mix électrique, encore à 45 % carboné aujourd'hui<sup>4</sup>, par l'unique croissance de la production d'électricité d'origine renouvelable.

\* Direction de l'énergie, MEFSIN.  
Cet article n'engage que son auteur et ne constitue pas une position du gouvernement français.

La décarbonation passera en France et en Allemagne par une électrification des usages, notamment dans le domaine du transport. Une augmentation de la consommation électrique d'environ 40 % est ainsi prévue en France comme en Allemagne d'ici à 2035. À une échéance aussi rapprochée, cette augmentation de la production d'électricité ne pourra être réalisée de manière décarbonée qu'au travers d'une forte croissance de la production d'électricité d'origine bas carbone.

En 2023, la part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'énergie finale, selon la méthode de calcul définie par la directive européenne RED II, est très similaire dans les deux pays : elle atteint 22,0 % en Allemagne<sup>5</sup> et 22,2 % en France<sup>6</sup>.

L'ambition de croissance des renouvelables est forte des deux côtés du Rhin.

- En France, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit d'atteindre une production de 560 TWh d'électricité décarbonée en 2030, contre 451,6 TWh en 2023. Il est prévu de multiplier par 5 d'ici à 2035 la puissance solaire installée<sup>7</sup> et d'atteindre une capacité de 18 GW d'éoliennes en mer raccordées au réseau à cette même échéance.
- En Allemagne, l'objectif est d'atteindre un mix électrique à 80 % renouvelable en 2030, soit 600 TWh<sup>8</sup>, contre 272 TWh en 2023, et 100 % en 2035<sup>9</sup>. Il est prévu de multiplier par près

de 6 la puissance solaire installée d'ici 2030<sup>10</sup> et d'installer 30 GW d'éoliennes en mer d'ici 2030, ce qui nécessitera de connecter 22 GW dans les 7 prochaines années.

Les deux pays font désormais face aux mêmes difficultés pour répondre à une telle ambition de croissance des renouvelables :

- Il devient de plus en plus difficile de planifier de nouvelles capacités éoliennes, à la fois en raison des contraintes réglementaires, de contraintes de financement public et d'opposition grandissante des populations locales<sup>11</sup>.
- Il faut non seulement prévoir de nouvelles capacités mais aussi prévoir le remplacement des éoliennes anciennes : à titre d'exemple, en 2023, dans le cadre du *repowering*, 225 éoliennes (1 076 MW) ont été remplacées en Allemagne<sup>12</sup>.
- La modulation de la demande électrique, ou flexibilité, permet en théorie, à terme, de s'adapter à la variabilité de la production des énergies renouvelables. Tous les pays européens appellent cette flexibilité de leurs vœux mais se heurtent à de nombreuses difficultés, notamment concernant la mise en œuvre des signaux prix incitatifs intrajournaliers variables en fonction de la production renouvelable.
- Dans l'attente d'une demande plus flexible, les deux pays font face à des surcapacités de production grandissantes pendant les heures de production des renouvelables, dans un contexte où la consommation stagne (l'électrification des usages ne suffit pas encore à compenser la baisse de consommation liée à la sobriété). Cela se traduit par un phénomène de prix négatif en croissance très rapide<sup>13</sup>, qui pose d'évidentes questions d'optimisation technico-économiques. Cela se traduit en France non seulement par une « modulation » à la baisse de la puissance des réacteurs nucléaires de l'ordre de 20 % pendant les périodes de surcapacités, mais également par l'arrêt de plusieurs réacteurs pendant les week-ends de printemps<sup>14</sup>.

- Le développement rapide des réseaux électriques est devenu un enjeu de premier plan pour connecter les nouvelles capacités, à la fois de production et de consommation, et adapter les réseaux au changement climatique. La capacité industrielle à mener les projets de nouvelles lignes électriques est un enjeu tout aussi important que leur financement. L'investissement à réaliser se chiffre en centaines de milliards d'euros dans les dix prochaines années<sup>15</sup>. En Allemagne, seuls 20 % des 14 000 km de nouvelles lignes électriques prévues à l'horizon de 2035 ont été réalisés en 2023, cumulant déjà un retard de près de 6 000 km depuis 7 ans. Ce retard conduit à des problèmes majeurs de congestion entre le nord et le sud de l'Allemagne, créant des « *loop-flow* »<sup>16</sup> dans les pays voisins.

Les trajectoires allemande et française pour répondre au défi européen de la neutralité carbone à l'horizon 2050 diffèrent en revanche sur deux sujets politiquement sensibles, le nucléaire et l'hydrogène.

Alors même que l'Allemagne confirmait sa sortie du nucléaire, la France réaffirmait au travers du discours du président de la République délivré à Belfort le 10 février 2022 et du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie la relance de son programme nucléaire. Les centrales les plus anciennes ont plus de quarante ans et il faut donc préparer le renouvellement du parc. Il s'agit d'éviter un « effet falaise » de notre production décarbonée lorsque nous devons commencer à arrêter les centrales les plus anciennes après 2040. Il est donc prévu de prolonger les centrales jusqu'à 60 ans et d'étudier la possibilité d'étendre la durée de vie de certaines d'entre elles au-delà de 60 ans, dans le strict respect des exigences de sûreté. Il est également prévu de mettre en service 6 EPR à partir de 2035 et d'envisager la construction de 8 centrales supplémentaires d'ici 2050.

Le niveau d'ambition envisageable à l'échelle européenne autour du vecteur hydrogène fait également l'objet de désaccords entre nos deux pays. L'Allemagne vise une consommation

## Coopération franco-allemande pour une Europe de l'énergie : voir loin... et rester proches

d'hydrogène renouvelable de 95 à 130 TWh à l'horizon 2030, dont 50 % à 70 % devront être importés<sup>17</sup>, à comparer aux 57 TWh d'hydrogène produits en 2023 avec des moyens fossiles en Allemagne. Le gouvernement fédéral prévoit ainsi le déploiement de larges infrastructures de transport d'hydrogène à la fois en Allemagne<sup>18</sup> et dans le reste de l'Europe pour importer de l'hydrogène renouvelable, notamment en provenance d'Italie, d'Espagne ou d'Afrique du Nord.

La faisabilité technico-économique du transport longue distance de quantités massives d'hydrogène dès 2030 est un élément critique de la stratégie allemande qui ne fait pas consensus parmi les experts<sup>19</sup>. Quand bien même le transport à longue distance s'avérerait possible, la rentabilité relative de l'hydrogène transporté par rapport à de l'hydrogène produit en Europe reste très discutée, en raison d'évaluations encore incertaines des coûts de transport.

Au regard de ces éléments, la France favorise à ce stade une stratégie de production par électrolyse au sein de «hubs» industriels, à partir d'électricité bas carbone et renouvelable, en limitant la distance de transport pour en maîtriser le coût. Les études quant à la pertinence technico-économique d'éventuels imports se poursuivent, à la fois pour le gaz sous forme d'hydrogène et sous forme d'ammoniac.

Il est également utile d'intégrer la vision des clients aux réflexions autour de l'hydrogène, notamment dans le domaine industriel. Les procédés industriels utilisant de l'hydrogène requièrent dans l'écrasante majorité des cas une alimentation quasi continue en hydrogène et donc un fonctionnement lui aussi quasi continu des électrolyseurs : si nous voulons maîtriser la faisabilité économique de la décarbonation des procédés industriels utilisant de l'hydrogène, il est nécessaire de favoriser la fourniture d'électricité bas carbone et renouvelable en base et à prix garanti sur un nombre d'heures conséquent dans l'année. Les PPA (*Power Purchase Agreements*) de produits de fourniture d'électricité en base, renouvelable (par agrégation) ou nucléaire, dont le caractère bas carbone doit être pleinement

reconnu au niveau européen, peuvent permettre de répondre à ce besoin.

Les débats sont également complexes en Europe sur deux défis de nature économique :

- Celui de la réindustrialisation tout d'abord. L'Allemagne et la France coopèrent ainsi pour mettre en œuvre les objectifs d'autonomie stratégique inscrits au sein du *Net Zero Industry Act* (NZIA). L'Europe doit faire face dans ce domaine à un paradoxe : la mise en œuvre du NZIA permet d'envisager de créer des emplois et de gagner en autonomie stratégique mais elle conduit aussi, dans bien des cas, à renchérir le prix de la transition énergétique.
- Le prix de l'énergie est devenu une préoccupation majeure, à la fois pour les particuliers et la compétitivité des entreprises, avec un différentiel de prix de près de 5 fois pour le gaz et l'électricité par rapport aux États-Unis<sup>20</sup>. Dans ce contexte, réduire les prix et surtout leur volatilité doit être une des premières priorités en Europe.

La coopération entre les États membres sera clé pour que l'Union européenne parvienne à définir des modèles de décarbonation auxquels les citoyens adhèrent et finançables par nos économies. Avec encore respectivement 6,3 t et 9,4 t d'émissions de CO<sub>2</sub>eq par habitant<sup>21</sup>, la France et l'Allemagne ont encore de très gros efforts à fournir pour atteindre la neutralité climatique.

Nous partageons des deux côtés du Rhin la même ambition de décarbonation de nos économies ; il est ainsi indispensable de dépasser nos divergences d'approche, qui demeurent encore fortes autour du concept de souveraineté stratégique, du nucléaire ou du transport à longue distance d'hydrogène bas carbone. Pour cela, un changement d'approche est nécessaire au niveau européen : plutôt que de définir des sous-objectifs prescriptifs de mise en œuvre, souvent trop détaillés et tenant insuffisamment compte des contextes nationaux, nous devrions concentrer nos efforts sur la définition et le

pilotage du respect d'une obligation de résultat de décarbonation du mix énergétique, en valorisant les bonnes pratiques dans chaque secteur. Le principe de subsidiarité devrait ensuite s'imposer lorsqu'il s'agit de définir au niveau de chaque État les moyens nécessaires pour atteindre ces objectifs de décarbonation.

**NOTES**

**1.** 1 % charbon, 39 % pétrole et 18 % pour le gaz naturel (source : Datalab MTECT).

**2.** La production électrique a été de 494,7 TWh en France en 2023, dont 30 TWh de gaz et 0,87 TWh de charbon (source : RTE).

**3.** 16 % charbon, 35 % pétrole, 24 % gaz naturel (source : Energy Institute).

**4.** La production électrique a été de 508 TWh en Allemagne en 2023, dont 78 TWh de gaz et 128 TWh de charbon soit 25 % (source : AGEBA, avril 2024).

**5.** 272 TWh d'électricité renouvelable ont été produits en Allemagne en 2023, soit 54 % de la production d'électricité (source : BMWK).

**6.** 135 TWh d'électricité renouvelable ont été produits en France en 2023, soit 30,9 % de la production d'électricité (source : Datalab MTECT).

**7.** 75 à 100 GW installés sont prévus en 2035; 2 GW ont été installés en 2023 pour totaliser 19,2 GW installés.

**8.** La loi allemande EEG adoptée en 2023 prescrit une production d'électricité de 750 TWh en 2030, dont 600 TWh d'électricité d'origine renouvelable, contre 272 TWh en 2023 (source : ministère fédéral de l'Économie et la Protection du climat – BMWK).

**9.** Source : BMWK.

**10.** Pour atteindre 215 GW; 14 GW ont été installés en 2023, totalisant 81,7 GW installés (source : BMWK).

**11.** À titre d'illustration, l'objectif intermédiaire de 69 GW fixé par la loi allemande pour les éoliennes terrestres en 2024 ne pourra pas être tenu : il faudrait ajouter 8 GW

nets en 2024, alors que les experts estiment que l'ajout net se situera entre 3,6 et 4,1 GW (source : Deutsche WindGuard, cité par <https://allemagne-energies.com>).

**12.** Soit 30 % de la puissance brute raccordée en 2023. L'âge moyen des éoliennes mises hors service en 2023 en Allemagne était de 22 ans (source : <https://allemagne-energies.com>).

**13.** La France et l'Allemagne ont respectivement cumulé 240 et 275 heures de prix négatifs entre avril et juillet 2024.

**14.** Depuis peu, RTE demande également l'écrêtement de certaines capacités renouvelables pendant les périodes de surcapacités.

**15.** Le tarif d'utilisation des réseaux électriques a ainsi doublé au 1<sup>er</sup> janvier 2024 en Allemagne. Des hausses du TURPE sont également à attendre en France dans les prochaines années pour faire face aux investissements à réaliser par RTE et Enedis.

**16.** Ou «flux de bouclage», qui correspondent à la différence entre les soldes des échanges physiques et commerciaux. L'électricité produite en quantité excédentaire dans le nord de l'Allemagne par rapport aux capacités de transport nord/sud est acheminée vers le sud de l'Allemagne en passant par les États voisins, alors que cela n'est pas prévu par des accords commerciaux (loi de Kirchhof).

**17.** Source : BMWK. Il s'agit notamment d'alimenter des centrales à gaz converties progressivement à l'hydrogène, dont le caractère pilotable compenserait la variabilité des renouvelables. 12 GW de capacités sont évoqués, même si la première tranche ne concernera que 5 GW de nouvelles capacités et 2 GW de conversion de capacités existantes.

**18.** La stratégie fédérale revue en 2023 prévoit 20 Md€ d'investissement pour construire un réseau de près de 9700 km d'ici à 2037.

**19.** Notamment en raison de la faible densité volumique de l'hydrogène.

**20.** Le différentiel de coût s'explique en partie par le fait que les émissions de gaz à effet de serre (GES) énergétiques font l'objet d'une tarification carbone dans l'UE via l'ETS, ce qui n'est pas le cas aux États-Unis. La mise en place

## Coopération franco-allemande pour une Europe de l'énergie : voir loin... et rester proches

de la réglementation MACF est à ce titre un enjeu fort pour préserver la compétitivité de l'industrie.

**21.** Hors UTCATF (Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie). Source : Chiffres clés du climat – France, Europe et monde – édition 2023.

### BIOGRAPHIE

**LAURENT KUENY** est directeur de l'énergie à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère en charge de l'Énergie. Il a réalisé l'essentiel de sa carrière dans le domaine de l'énergie, successivement au sein de l'ASN, en tant que diplomate à Vienne (Autriche) et dans le secteur privé au sein du groupe Bureau Veritas, où il a exercé des fonctions de vice-président. Il a également exercé en tant que sous-directeur au ministère de l'Intérieur dans le domaine de la cyberdéfense et de la souveraineté numérique.