

Politique énergétique allemande, modèle ou contre-exemple ? 10 ans après

Michel Cruciani

@ 71938

Mots-clés : Europe, politique énergétique, géopolitique, transition énergétique, enjeux

Il y a dix ans, La Revue de l'Énergie prenait acte du tournant énergétique dans lequel s'engageait l'Allemagne, et s'interrogeait sur sa portée internationale. L'article («La politique énergétique allemande, modèle ou contre-exemple?», Michel Cruciani, n° 614) avançait une réponse mitigée, soulignant certains aspects positifs, mais peu transposables du fait des spécificités allemandes, et certaines facettes critiquables en raison des contraintes imposées aux pays voisins. Une décennie plus tard, on peut considérer que ce diagnostic était solide dans son ensemble, même si quelques écarts apparaissent. On est cependant frappé de constater que la question qui se posait il y a dix ans reste pertinente aujourd'hui : en 2023, la politique énergétique allemande peut-elle inspirer d'autres pays ?

Le tournant énergétique (*Energiewende*) pris par l'Allemagne en 2011 constituait un pari : atteindre des objectifs ambitieux à l'horizon 2020 tout en cessant progressivement de recourir à l'énergie nucléaire. Il est donc logique de se pencher d'abord sur les résultats au regard de ces objectifs. L'article de 2013 mentionnait ensuite quelques effets collatéraux que ce pari pouvait comporter ; ils seront aussi évoqués. Enfin, une dernière partie abordera brièvement les perspectives qui se dessinent pour l'avenir. Pour compléter cette courte analyse, le lecteur pourra se reporter aux précédents articles publiés dans *La Revue de l'Énergie* sur la politique énergétique allemande (n° 623, 652 et 658), dont aucun n'a perdu de son acuité.

1. Bilan

Les objectifs adoptés en 2011 visaient l'efficacité énergétique, les émissions de gaz à effet de serre et la place des sources renouvelables. Ils sont détaillés dans le Tableau 1. Pour la rigueur de l'analyse, nous considérerons ici les résultats

atteints en 2019, car l'année 2020 semble trop atypique du fait de la pandémie de Covid-19. On a calculé un objectif théorique pour 2019 en supposant que le législateur avait prévu une progression linéaire entre l'année de départ et l'année 2020.

Le tableau fait apparaître un indéniable succès pour la pénétration des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité. Le résultat paraît d'autant plus remarquable que les gestionnaires du système électrique ont réussi à réduire l'impact des transits sur les pays voisins, bien que le réseau intérieur allemand n'ait pas atteint le degré de développement attendu. Ils ont également su gérer une proportion considérable d'énergie intermittente, un facteur d'instabilité qui laissait craindre des incidents (ce risque était évoqué dans notre article de 2013). En ce qui concerne cet objectif, pour les pays peu dotés en ressources hydrauliques, l'Allemagne peut incontestablement servir de modèle. Divers États européens gagneraient à prendre exemple sur la souplesse avec laquelle le cadre législatif a été ajusté périodiquement, pour intégrer les

contraintes émergentes tout en préservant une vision de long terme. Une seule nuance mérite d'être formulée : l'Allemagne a préservé sa sécurité d'alimentation grâce à une dérogation aux règles communautaires, l'autorisant à rémunérer ses installations de secours avec un régime de réserve stratégique, un dispositif beaucoup plus opaque que le marché de capacité français.

L'objectif fixé à l'ensemble des énergies renouvelables, soit 17 % en 2019, a été dépassé. On peut bien sûr s'en féliciter, mais on observera qu'il demeure modeste. La progression entre 2012 et 2019 se situe à +41 %, un taux légèrement supérieur à celui de l'Union européenne à 27 (+36 %), mais inférieur à celui de la France (+46 %) [7]. Notre pays est actuellement montré du doigt comme étant le seul à n'avoir pas atteint l'objectif sur lequel il s'était engagé pour 2020, mais son ambition était plus élevée qu'outre-Rhin. Dans le secteur des transports et dans celui de la chaleur, la part des énergies renouvelables a augmenté moins vite en Allemagne qu'en France et qu'en moyenne dans l'UE.

Les résultats sont décevants pour les trois objectifs visant la réduction des consommations.

On ne commentera pas ici l'objectif relatif à la consommation d'électricité, car il avait été retenu avant la prise de conscience qu'une baisse rapide des émissions de gaz à effet de serre nécessitait une électrification massive des usages, prise de conscience elle-même postérieure à l'Accord de Paris et au Dieselgate (2015). S'agissant de l'énergie primaire, les consommations ont davantage baissé en Allemagne (-11 %) qu'en France (-8 %) et qu'en moyenne dans l'UE (-9 %), mais elles restent loin du but (-18 %). S'agissant des transports, l'Allemagne affiche les pires résultats des grands pays d'Europe occidentale, avec une croissance des consommations de 6 % entre 2008 et 2019, très loin de la cible (-9 %). Sur la même période, les consommations de ce secteur sont restées stables à l'échelle européenne; elles ont augmenté de 3 % en France [8].

L'insuffisante contraction des consommations explique en partie que les émissions de gaz à effet de serre soient restées supérieures à la tendance espérée. À ce sujet, une lecture rapide peut conduire à minorer l'échec : après tout, l'écart entre les -39 % attendus et les -36 % obtenus semble pardonnable. Une analyse plus attentive amène à se montrer moins indulgent. Il convient

	Objectif 2020	Objectif 2019	Résultat 2019
Part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation brute d'électricité [1]	35 %	33 %	42 %
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale [2]	18 %	17 %	18 %
Réduction de la consommation brute d'électricité (par rapport à 2008) [3]	-10 %	-9 %	-7 %
Réduction de la consommation d'énergie primaire (par rapport à 2008) [4]	-20 %	-18 %	-11 %
Réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur des transports (par rapport à 2008) [5]	-10 %	-9 %	+6 %
Réduction des émissions de CO ₂ (par rapport à 1990) [6]	-40 %	-39 %	-36 %

Tableau 1. Objectifs et résultats

de rappeler qu'en 1990, année de départ du décompte, les émissions allemandes étaient extrêmement élevées, car les installations situées dans l'ex-RDA, très polluantes, fonctionnaient encore. Leur fermeture a permis de réduire les émissions de 10 % dès 1995. La dernière décennie apparaît médiocre, puisque 78 % de la consommation primaire provenait encore de sources fossiles en 2019, un niveau à peine inférieur à celui de 2008, qui s'établissait à 80 % [9]. Dans le même intervalle, la part de l'énergie nucléaire a chuté de 11 % à 6 %. Imaginons que le parc nucléaire en service en 2010 ait continué à produire au même niveau jusqu'en 2019. Les nouvelles sources renouvelables raccordées au réseau à partir de 2012 auraient alors compensé une partie de la production au charbon ou au lignite. L'Allemagne aurait ainsi évité le rejet d'environ 440 Mt de CO₂ dans l'atmosphère (cumul sur la période 2012-2019) [10]. Il s'agit bien sûr d'une estimation très approximative, mais le raisonnement reste recevable, car la fermeture des centrales nucléaires a été justifiée par des raisons éthiques, notamment pour ne pas léguer aux générations futures davantage de déchets radioactifs. Ce choix a abouti à leur léguer un supplément de gaz à effet de serre. Rappelons qu'avec près de 750 Mt CO_{2eq} rejetées en 2019, l'Allemagne restait le 9^e plus gros émetteur mondial [11]; dans ce domaine, le pays ne saurait donc en aucun cas servir de modèle international.

2. Effets collatéraux

Notre article de 2013 s'inquiétait du coût à venir pour les consommateurs allemands, tout particulièrement pour les clients domestiques, car en vertu des dispositions prises en faveur de l'industrie, ils supportent une part des charges supérieure à leur part dans la consommation électrique totale. Or les orientations prises en 2011 allaient majorer ces charges, incluant les frais de réseau et les dépenses destinées à stimuler le développement des sources renouvelables. La prévision était correcte : grâce aux données Eurostat, on peut vérifier que sur la période 2012 à 2019 le prix du kilowattheure à usage domestique est resté environ 1,7 fois plus élevé en Allemagne qu'en France [12]. Pourtant, en 2017, le niveau de

vie moyen en Allemagne, exprimé en parité de pouvoir d'achat, ne représentait selon l'INSEE que 1,1 fois le niveau observé en France [13].

Mais cette évolution ne s'est pas traduite par une crise sociale. Bien que les enquêtes européennes sur la précarité énergétique demeurent très parcellaires, il est intéressant de constater qu'en 2015 un ménage allemand consacrait en moyenne 17,4 % de ses revenus aux factures d'énergie, un niveau très proche de son voisin français (entre 15 et 19,5 % selon les catégories de revenu). Autre chiffre remarquable, en 2018 moins de 3 % des familles allemandes déclaraient ne pas avoir les moyens de se chauffer suffisamment, contre 5 % en France et 7 % en moyenne au sein de l'UE [14], malgré un taux de pauvreté qui s'élevait à 16 % de la population outre-Rhin, contre 13 % dans l'Hexagone [13]. Cette singularité s'explique certainement par la faible part des logements ayant recours au chauffage électrique en Allemagne ; elle n'a jamais dépassé 5 % durant la décennie 2010-2020, pompes à chaleur incluses [15].

Une autre source d'inquiétude concernait l'impact des décisions allemandes sur le système électrique. La fermeture des centrales nucléaires situées au sud de l'Allemagne, zone de forte consommation, impliquait un accroissement du transit à partir du nord du pays, appelé à devenir une zone de forte production, principalement éolienne. Malgré les lois fédérales destinées à accélérer la construction des ouvrages, l'opposition des régions traversées a retardé l'édification des nouvelles lignes. Seulement 20 % des ouvrages nécessaires étaient achevés en 2018. Opposition et retard ont engendré des surcoûts, tels que ceux liés au « redispatch » : lorsque le réseau ne peut acheminer une électricité de source renouvelable jusqu'au client, ce dernier est alimenté par une source fossile plus proche, qu'il faut payer, tandis que le producteur renouvelable reçoit une indemnité à hauteur des ventes perdues. La Figure 1 illustre l'ampleur du phénomène.

Notons ici que grâce à leur dynamisme, les acteurs allemands transforment certaines contraintes en atouts industriels. Avec les

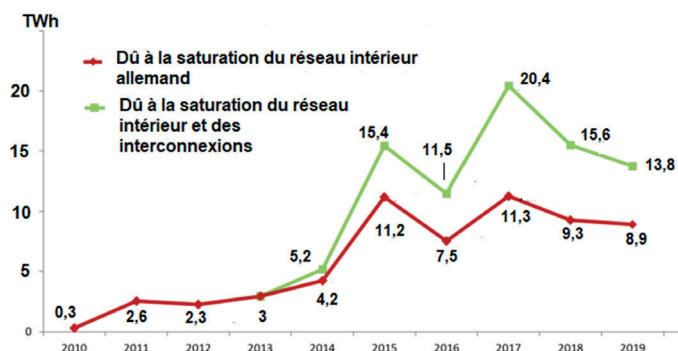


Figure 1. Le «redispatch» en Allemagne

Source : BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.), *Redispatch in Deutschland*, 10 November 2020, Seite 7 [16]

investissements considérables auxquels les habitants consentent via leur facture, le pays va bénéficier de réseaux électriques largement modernisés et va maîtriser des technologies innovantes, vraisemblablement appelées à un développement ailleurs dans le monde, comme les câbles à courant continu, à isolation plastique, de 525 kV, pour les grandes connexions SüdLink, SüdOstLink et A-Nord. Ces trois artères seront enterrées sur l'essentiel de leur parcours, malgré un surcoût de 3 à 8 milliards d'euros.

En attendant que le réseau intérieur allemand renforce son axe nord-sud, les lignes des pays limitrophes ont été mises à contribution, au risque de la saturation. Ces pays ont renforcé leurs ouvrages, ce qui a réduit les risques physiques, mais le couplage des marchés, parachevé durant la même période, fait que l'Allemagne provoque maintenant d'autres risques chez ses voisins, tels que les occurrences de prix négatifs. Leur fréquence s'est accrue avec la mise en service massive de sources électriques faiblement pilotables ; on est passé en Allemagne de 13 occurrences en 2011 à plus de 200 en 2019, avec un débordement sur la France 25 fois cette année-là (et plus de 100 fois en 2020, la Covid ayant amené une chute de la demande) [17].

Les périodes de prix négatifs se traduisent par des pertes de revenu pour celles des centrales conventionnelles qui ne peuvent pas moduler rapidement la puissance délivrée (essentiellement les centrales nucléaires ou au charbon) ainsi que pour celles des installations renouvelables dont la rémunération est liée au prix sur le marché spot. En France par exemple, les appels d'offres destinés à l'éolien, l'hydraulique ou au solaire prévoient une franchise durant les 15 ou 20 premières heures de prix négatif (selon les filières) puis une indemnité comprise entre 35 et 50 % du tarif de référence les heures suivantes [18]. La collectivité paie donc une électricité qui n'est pas produite. De leur côté, anticipant que les occurrences de prix négatif vont se multiplier, les porteurs de projets seront tentés de majorer le complément de rémunération demandé à l'État pour les futures réalisations.

Pour mesurer l'influence du marché allemand en Europe, il faut garder à l'esprit que le pays est resté exportateur net d'électricité sans discontinuer depuis 2011, avec un pic de plus de 50 TWh en 2017 [19]. Il faut aussi remarquer qu'en 2019, les capacités faiblement pilotables totalisaient déjà 110 GW, pour une pointe de la demande d'environ 82 GW. En 2023, après l'arrêt des dernières tranches nucléaires, les capacités éolienne et photovoltaïque dépasseront 62 %

de la puissance installée, soit 143 GW sur une capacité totale de 230 GW [20]. L'expression « faiblement pilotable » ne se réfère pas seulement à l'aspect technique ; elle prend en compte l'aspect réglementaire puisque, contrairement aux cahiers des charges français, les appels d'offres allemands pour les sources renouvelables ont exposé tardivement les lauréats aux prix de marché.

Dans une perspective historique, les désagréments évoqués ci-dessus paraissent mineurs au regard d'une décision issue indirectement de l'*Energiewende* de 2011, décision que l'on peut qualifier de dramatique. Les responsables politiques allemands étaient bien conscients que la sortie du nucléaire pouvait à la fois compliquer l'atteinte de l'objectif relatif aux gaz à effet de serre et majorer le coût de l'énergie pour l'industrie. En accroissant la part du gaz naturel dans le mix énergétique, à la place du charbon et du lignite, on pouvait espérer respecter l'objectif ; pour la compétitivité de l'industrie, il fallait que ce gaz arrive en Allemagne au prix le plus bas possible, donc par un gazoduc direct. Ce raisonnement avait déjà motivé la construction du gazoduc Nord Stream 1, l'Allemagne passant outre aux objections des pays voisins. Il a été de nouveau déployé en 2012 par les promoteurs du gazoduc Nord Stream 2. Pour l'auteur des présentes lignes, le gouvernement allemand a commis une faute en autorisant le lancement du chantier en 2018, après l'occupation de la Crimée par l'armée russe en

2014 et son soutien constant aux séparatistes du Donbass depuis lors. Le gouvernement allemand avait pourtant reçu de multiples mises en garde ; elles sont résumées dans un article éclairant du professeur Jacques Percebois publié en mars 2021 [21]. On est fondé à écrire que la dépendance au gaz russe et la priorité donnée par l'Allemagne à sa prospérité plutôt qu'à l'intégrité de l'Ukraine après 2014 ont pu laisser penser aux maîtres du Kremlin qu'une agression demeurerait impunie.

3. Perspectives

La politique allemande en matière de climat et énergie a fait l'objet de trois textes récents : la loi entrée en vigueur fin décembre 2019, la loi adoptée en juin 2021 durcissant les objectifs fixés 18 mois auparavant et enfin un projet de plan d'action déposé en juin 2023 pour consultation [23]. Les objectifs paraissent extrêmement volontaristes :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 65 % en 2030 (par rapport à 1990) et parvenir à une neutralité carbone complète en 2045 ;
- Produire 50 % de la chaleur consommée dans les bâtiments de façon neutre pour le climat ;
- Augmenter la part de l'électricité issue de sources renouvelables jusqu'à 80 % en 2030

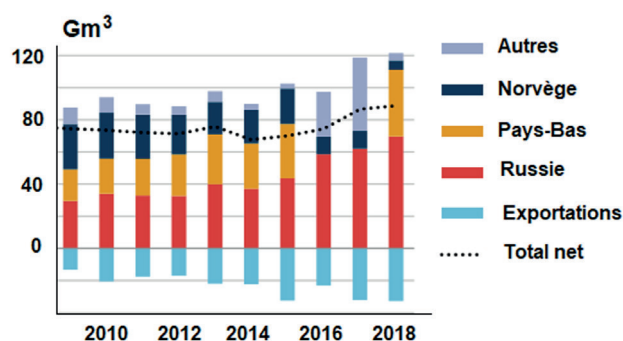


Figure 2. Évolution des importations de gaz naturel par l'Allemagne

Source : IAE (International Energy Agency), *Germany 2020 – Energy Policy Review*, February 2020 [22]

et près de 100 % de la consommation en 2035. Pour cela, il faut entre 2022 et 2030 [24] :

- Passer de 67 GW installés à 215 GW dans le photovoltaïque,
- Passer de 58 GW installés à 115 GW dans l'éolien terrestre,
- Passer de 8 GW installés à 30 GW dans l'éolien en mer.

Il est bien sûr prématuré d'analyser ces propositions, mais il est possible de formuler quelques observations.

3.1. Au plan intérieur

L'objectif concernant les émissions de gaz à effet de serre paraît très ambitieux : il s'agit d'accomplir en 7 ans la même performance que celle réalisée durant les 25 dernières années. Le contexte rend la tâche herculéenne si l'on prend en compte la remise en service de centrales au lignite et au charbon pour pallier l'abandon du gaz russe en 2022. À son arrivée au pouvoir fin 2021, l'actuelle coalition gouvernementale n'a pas remis en question le principe directeur antérieur, en vertu duquel la hausse du prix des quotas de CO₂ et le prix avantageux du gaz naturel importé de Russie conduiraient à la fermeture progressive des centrales au charbon par le seul jeu du marché. Mais la guerre en Ukraine a amené à remplacer le gaz russe par du gaz naturel liquéfié (GNL), nettement plus onéreux. Le marché bascule en faveur du charbon ou du lignite pour la production d'électricité. Répondant aux inquiétudes des milieux industriels quant au prix du courant, le gouvernement a donc autorisé le groupe RWE à étendre l'exploitation des mines de lignite à ciel ouvert dans la partie occidentale de l'Allemagne, fût-ce en détruisant le village de Lützerath (1 500 habitants), situé sur un gisement convoité. Le combustible ainsi extrait alimentera jusqu'en 2030 des centrales qui auraient dû fermer dès 2022, ce qui complique la trajectoire à suivre pour réduire de 65 % les émissions de gaz à effet de serre. Dans la partie orientale, le groupe

LEAG ne s'est engagé sur aucune fermeture de centrale au charbon avant 2038.

Un objectif spécifique visant la réduction des émissions devait initialement être imposé à chaque secteur d'activité; la proposition finale ne mentionne plus son caractère obligatoire. Cette décision reflète le souci de ménager le secteur industriel, car elle ouvre la possibilité d'exiger davantage d'efforts de la part du secteur domestique pour atteindre l'objectif national si les émissions de l'industrie ne reculent pas assez.

Dans le secteur électrique, les préoccupations apparues durant la décennie 2012-2022 se manifestent à nouveau face aux objectifs 2030, tout spécialement le coût du kilowattheure et la sécurité d'approvisionnement. Le gouvernement a déjà répondu aux inquiétudes sur le coût en acceptant de plafonner à 65 €/MWh la taxe payée par les consommateurs pour financer le développement des énergies renouvelables; les besoins supplémentaires seront pris en charge par le budget fédéral. Cependant, de nouvelles préoccupations s'expriment aujourd'hui, au sujet des capacités des acteurs locaux et des besoins en main-d'œuvre qualifiée que requiert un doublement ou un triplement de la demande dans les filières éolienne et solaire. Les turbulences traversées en juin 2023 par Siemens Gamesa ne vont pas rassurer l'opinion publique, le géant de l'éolien ayant reconnu de sérieuses défaillances sur une partie des machines en service et d'importants retards sur les commandes reçues. Par ailleurs, le gouvernement est peu disert sur la sécurité d'approvisionnement. Les réflexions semblent encore très parcellaires, au point que la Cour des comptes fédérale s'en est émue [25] et que des avertissements surgissent dans les pays proches [26].

Dans l'usage chaleur, il faudrait réaliser chez les particuliers un basculement énergétique qui n'a pas vraiment commencé durant la dernière décennie, si l'on considère que le taux des logements chauffés au gaz a stagné à 49 % entre 2012 et 2022, l'évolution étant à peine sensible pour le fioul domestique, passé de 28 % à 25 % des logements sur la période. Le prix élevé de

l'électricité défavorise les pompes à chaleur ; malgré un décollage récent du marché, elles ne touchaient en 2022 que 2,4 % des logements [15]. En avril 2023, un projet de loi qui restreindrait fortement la vente de chaudières fonctionnant au gaz ou au fioul a suscité une levée de boucliers de la part des propriétaires comme des locataires. La version présentée au Parlement devrait limiter la restriction aux constructions neuves et laisser aux collectivités locales la faculté de l'appliquer aussi aux bâtiments existants.

De façon plus générale, en Allemagne comme dans la plupart des pays européens, l'atteinte des objectifs 2030 suppose des transformations profondes, des sacrifices et des renoncements auxquels une partie de la population ne semble pas prête. La difficulté à trouver au niveau national une majorité déterminée à surmonter les blocages amène le gouvernement à déléguer les décisions douloureuses au niveau local. Après les chaudières, un autre exemple illustre cette tendance : dans un pays où toute velléité de limiter la vitesse des voitures est décrite comme une atteinte aux libertés individuelles, le gouvernement abandonne l'idée d'un cadre national pour la régulation du trafic urbain et va laisser cette responsabilité aux élus locaux. La ville de Berlin, récemment reconquise par les conservateurs, a déjà annoncé qu'elle préférerait les places de parking aux pistes cyclables [27]...

3.2. Au plan extérieur

En 2010, le gouvernement allemand adoptait un plan intitulé *EnergieKonzept* par lequel il s'appuyait sur l'énergie nucléaire pour accélérer sa transition énergétique. En 2011, l'émotion soulevée par l'accident de Fukushima le conduisait à approuver l'*Energiewende*, condamnant la filière nucléaire. Par la suite, l'Allemagne s'est efforcée d'entraver le maintien de cette filière dans les autres États de l'Union européenne. Parmi les dernières controverses, on peut citer la taxonomie des énergies propres, l'Allemagne ayant ferraillé pour que le nucléaire soit exclu de la liste des énergies décarbonées, celles qui pourront accéder à un financement avantageux. De même, au cours des débats sur une éventuelle réforme du

marché de l'électricité au premier semestre 2023, l'Allemagne s'est opposée aux dispositions intéressantes pour la production nucléaire et a concentré ses forces sur l'obtention de prix plafonds pour les consommateurs industriels.

Cette attitude a créé un contentieux avec la France ainsi qu'un malaise au sein des pays d'Europe orientale, sommés de renoncer aux combustibles fossiles alors qu'ils ne possèdent que de faibles ressources en énergies renouvelables. Sans nucléaire, l'approvisionnement électrique de ces États deviendrait largement dépendant des pays bordant la mer du Nord, qui disposent d'un énorme gisement éolien, terrestre et maritime, grâce à un régime des vents exceptionnellement favorable. Sa situation géographique conférerait alors à l'Allemagne un rôle central. La position de la France est malheureusement fragilisée par les déboires de son industrie nucléaire, corrosion sous contrainte dans le parc existant, délais et surcoût pour l'EPR, qui ont amené un pays comme la Pologne à préférer les technologies développées aux États-Unis ou en Corée du Sud pour ses futurs réacteurs.

Dans le même registre, un nouveau contentieux est apparu au premier semestre 2023 au sujet de l'hydrogène. La France a fini par accepter un compromis bancal pour obtenir qu'une partie de ses besoins en hydrogène puisse être produite sur son territoire à partir d'électricité issue des centrales nucléaires. Le conflit va sans doute rebondir en raison des différences d'approche entre les deux pays. Dès 2020, l'Allemagne a affiché sans ambiguïté sa détermination à devenir un leader mondial de l'hydrogène décarboné, défiant les États-Unis, qui briguent également cette place. Le présent article ne se prête pas à détailler le contenu de la « stratégie hydrogène » de l'Allemagne [28], mais on observe que le gouvernement met en œuvre méthodiquement les étapes annoncées, dont la plupart impliquent un soutien des institutions européennes : pour obtenir une définition commune de l'hydrogène décarboné, pour aider l'industrie à s'adapter à ce vecteur, pour bâtir une infrastructure transfrontalière d'acheminement...

Ce dernier point est susceptible d'engendrer de nouvelles frictions avec la France dans les prochaines années, car les besoins des deux pays apparaissent très différents, à la fois en volume et en calendrier. Si les usages envisagés sont identiques dans les deux pays (industrie, transport, production d'électricité en appoint), l'Allemagne vise une consommation importante et à brève échéance, alors que la France prévoit des volumes plus modestes et plus tardivement.

La «ruée sur l'hydrogène» peut s'analyser comme une conséquence directe de l'abandon des gazoducs Nord Stream 1 et 2. Ces ouvrages devaient répondre à plus de 60 % de la demande allemande en gaz naturel, à bon prix, le gaz étant présenté comme l'énergie de transition par excellence, entre l'ère du charbon ou du pétrole et celle des énergies renouvelables. La stratégie n'a pas changé, mais le règne du gaz sera abrégé et il devient désormais un simple précurseur de l'hydrogène, tandis que l'ère du charbon sera allongée et celle des énergies renouvelables avancée. Puisque le pays a encore besoin de gaz quelques années, dès les premiers mois de la guerre en Ukraine, les ministres allemands se sont précipités chez tous les pays exportateurs de gaz naturel pour négocier des contrats de livraison, sans grand égard pour la Commission européenne qui proposait des achats groupés. Les livraisons se feront majoritairement sous forme de GNL, et il faut saluer ici l'extraordinaire agilité des acteurs qui ont réussi à mettre en service le premier terminal flottant de réception à Wilhelms-haven dès novembre 2022. Cinq autres terminaux vont suivre, et ils seront «*hydrogen ready*» afin de commuter aussitôt que possible sur le nouveau vecteur, de même que les centrales au gaz les plus modernes devront se tenir prêtes à fonctionner à l'hydrogène à la place du méthane.

Remplacer prématurément le gaz naturel par de l'hydrogène dans les applications industrielles de la chaleur et dans une partie de la production d'électricité suppose des investissements énormes pour fournir l'hydrogène (sources renouvelables surdimensionnées, hydrolyseurs...) et l'acheminer (infrastructures de transport, stockage et distribution). Leur répercussion sur le coût de

l'énergie nourrit en conséquence la nervosité des dirigeants allemands à l'encontre de l'alternative nucléaire, qui paraissait avant 2022 peu compétitive en comparaison du mix «gaz naturel + renouvelables», mais qui pourrait le redevenir face à un mix «renouvelables + hydrogène». Signe de cette fébrilité, le ministère allemand de la Recherche a annoncé en juin 2023 son engagement sur la fusion nucléaire [29]... Le pays, qui a refusé de participer au projet ITER, mise sur une technologie différente, reposant sur le laser.

Le gouvernement allemand considère que la production nationale d'hydrogène ne suffira pas à répondre aux besoins; il a donc entrepris une série de contacts exploratoires avec des pays qui pourraient en produire sur leur sol à partir d'énergie éolienne ou solaire et l'exporteraient ensuite vers l'Allemagne. Le transport se ferait sous forme liquide ou gazeuse, l'hydrogène étant acheminé pur ou converti en divers LOHC (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*). On lira sur le sujet le dossier passionnant publié dans *La Revue de l'Énergie* en octobre 2021 [30]. L'hydrogène venant des pays éloignés (Australie, Namibie...) emprunterait la voie maritime jusqu'en Allemagne; pour les pays proches (Maroc, Tunisie...), on déploierait un réseau de gazoducs dédiés, formant un succédané, en quelque sorte, du projet Desertec de la décennie passée. La Commission européenne est maintenant exhortée à faciliter le financement de ces ouvrages, soutenus par certains pays de transit comme l'Italie et l'Autriche (corridor SouthH₂), au risque d'irriter les pays comme la France, estimant que l'UE favorise exagérément certains de ses membres.

Sans minimiser les conflits ci-dessus, il paraît néanmoins probable que le dossier majeur de la décennie en cours concerne les relations de l'Union européenne avec la Chine. Pays dont l'économie a longtemps tiré profit de son ouverture sur le monde, l'Allemagne a jusqu'à présent estimé qu'elle était gagnante dans les échanges avec la Chine, même si celle-ci l'évinçait de certains marchés, tels que celui des panneaux photovoltaïques, dominé pourtant par les produits allemands jusqu'au début des années 2010. Berlin a donc milité en faveur du développement des

échanges, la chancelière Angela Merkel pesant par exemple en faveur de l'accord Chine-UE de décembre 2020 sur les investissements. Trois ans plus tard, le contexte a changé et diverses voix s'élèvent outre-Rhin pour affirmer que les échanges vont dorénavant bénéficier davantage à la Chine qu'à l'Allemagne. La Chine semble en effet maîtriser les technologies et les ressources en matières premières lui permettant d'offrir sur les marchés européens, y compris en Allemagne, de nombreux produits et services nécessaires à la transition énergétique, à un prix inférieur à celui demandé par les acteurs locaux. Ainsi, après le photovoltaïque, l'industrie chinoise grignote la filière éolienne : selon une étude de l'Ifri citant des publications récentes, 80 % des composants d'une éolienne assemblée en Europe proviennent désormais de Chine [31]. D'autres secteurs sont touchés, le plus emblématique étant celui de l'automobile, où l'Allemagne pourrait bientôt importer plus de véhicules chinois qu'elle exporte de véhicules vers la Chine. Pour la première fois, certains patrons allemands osent demander un «*Buy European Act*», qui modérerait aussi la tentation d'aller investir aux États-Unis afin de capter les fonds prévus par l'*Inflation Reduction Act* en faveur de la transition énergétique.

Conclusion

L'Allemagne a réussi la performance de quasiment doubler la part des sources renouvelables dans son mix électrique entre 2012 et 2022. Elles ont totalisé près de 50 % de l'électricité produite en 2022, une part qui repose principalement sur les filières éolienne et solaire. Des conditions favorables au regard de son modèle économique, assis en grande partie sur les exportations, lui ont permis d'assumer les dépenses considérables requises par cette intégration sans aggravation de la précarité énergétique. En revanche, ses performances concernant la réduction des consommations paraissent insatisfaisantes, notamment dans le secteur des transports, une situation contribuant à un échec sur l'objectif relatif aux émissions de gaz à effet de serre.

Dans notre article de 2013, nous écrivions que la décision d'abandonner l'énergie nucléaire

sans concertation européenne révélait une stratégie non coopérative. Le recours massif au gaz naturel importé de Russie malgré les objections émises par plusieurs partenaires a constitué ultérieurement une autre illustration de cette attitude. En 2023 à nouveau, on peut craindre que l'Allemagne multiplie les décisions unilatérales pour assurer sa sécurité d'approvisionnement et s'efforce de les faire endosser ensuite par les institutions européennes, alors que le dossier mériterait de rechercher d'abord un consensus avec les pays voisins. Durant la décennie écoulée, hélas, la tentation de faire cavalier seul s'est répandue en Europe, d'abord avec le Brexit, puis avec la progression des partis politiques méfiants à l'égard de la construction communautaire dans la plupart des États appartenant à l'UE.

La période qui vient s'annonce particulièrement critique. L'Union européenne a pris des engagements climatiques ambitieux avec son paquet «Fit for 55», au moment où un ralentissement de l'économie mondiale semble inévitable. L'Allemagne s'est engagée sur des objectifs encore plus élevés et se trouve maintenant confrontée à un grave dilemme. Soit atteindre ses objectifs avec les fournitures les moins onéreuses, aggravant sa dépendance à la Chine, au risque d'un sérieux impact social et d'une nouvelle fragilité géopolitique, dont on a vu les effets négatifs durant la pandémie de Covid-19, puis la guerre en Ukraine. Soit tenter de préserver son industrie en privilégiant le maintien sur son sol de certaines activités, au risque de rater ses objectifs. Souhaitons que les dirigeants allemands aient à cœur d'associer tous ses partenaires européens à leurs choix et de consentir à des compromis avec eux. En effet, quelles que soient les orientations de l'Allemagne, son poids fait qu'elles comportent toujours des conséquences très lourdes pour l'ensemble de l'Union européenne.

RÉFÉRENCES

Attention : Les données figurant dans les sources allemandes 1, 2, 3, 4 et 6 sont calculées selon une méthodologie spécifique. Elles diffèrent légèrement des données recueillies sur la source 5. De même, les résultats apparaissant dans les données Eurostat 7 et 8 ont mis en œuvre deux modes de calcul distincts.

[1] Umweltbundesamt, 2023. *Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und am Bruttoendenergieverbrauch*, Stand März 2023.

[2] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, 2023. *Development of Renewable Energy Sources in Germany in the year 2022*, Development of renewable energy share of gross final energy consumption in Germany (share calculated according to German “Energiekonzept”), February 2023, slide 7.

[3] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, 2023. *Development of Renewable Energy Sources in Germany in the year 2022*, Development of renewable energy share of gross electricity consumption in Germany, February 2023.

[4] Umweltbundesamt, 2023. *Primärenergieverbrauch* (de-en_indikator_ener_01_ primärenergieverbrauch), 24 März 2023.

[5] AG Energiebilanzen e.V., 2022. *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland*, Daten für die Jahre von 1990 bis 2021, Stand September 2022, Tabelle 6.6 Endenergieverbrauch Verkehr nach Energieträgern.

[6] Umweltbundesamt, 2023. *Emission der von der UN-Klimaabkommenkonvention abgedeckten Treibhausgase* (de-en_indikator_klim-01_emission-treibhausgase), 11 April 2023.

[7] Eurostat, 2023. *Share of energy from renewable sources* [NRG_IND_REN__custom_6677568], updated 4 April 2023.

[8] Eurostat, 2023. *Simplified energy balances* [NRG_BAL_S__custom_6708040], updated 28 April 2023.

[9] Idem [5]. Tabelle 2.1 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern.

[10] AG Energiebilanzen e.V., 2023. *Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2022 (in TWh) Deutschland insgesamt*, Bruttostromverbrauch excl. PSE (Stand February 2023).

Calcul de l’auteur, en retenant une émission de 0,986 tCO₂ par MWh ratio qui figure sur : RTE, *éCO₂mix - Les émissions de CO₂ par kWh produit en France*.

[11] UNFCCC, 2023. *Greenhouse Gas Inventory Data*, Time Series, Annex I, as of 25 June 2023.

[12] Eurostat, 2023. *Electricity prices for household consumers – bi-annual data* (from 2007 onwards) [NRG_PC_204], updated 20 June 2023, Sheet 34. Calculs de l’auteur.

[13] INSEE, 2020. *France, portrait social*, Édition 2020, Chapitre 8.4 : Salaires, niveaux de vie et pauvreté en Europe, paru le 3 décembre 2020.

[14] European Commission, 2020. EU Energy Poverty Observatory, *Towards an inclusive energy transition in the European Union: Confronting energy poverty amidst a global crisis*, June 2020, page 43.

[15] BDEW, 2023. *Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland & Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2022*, Stand 12 May 2023.

[16] BDEW, 2020. *Redispatch in Deutschland*, 10 November 2020, Seite 7.

[17] RTE. Bilan électrique 2020, <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/prix-echanges-prix-de-marche-en-europe/>.

[18] Commission de Régulation de l’Énergie, 2022. *Cahier des charges de l’appel d’offres portant sur la réalisation et l’exploitation d’installations de production d’électricité à partir d’énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale*, mai 2022.

[19] BDEW, 2023. *Langfristige Entwicklung der grenzüberschreitenden Stromflüsse*, Stand 15 Mei 2023.

[20] BDEW, 2023. *Installierte Leistung und Erzeugung 2022*, Stand 15 Mei 2023. Les données pour 2019

Politique énergétique allemande, modèle ou contre-exemple ? 10 ans après

proviennent de : Umwelt Bundesamt, *Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*, Stand 2020 et AG Energiebilanzen e.V., *Development of Renewable Energy Sources in Germany in the year 2022*, status February 2023.

[21] Jacques Percebois, 2021. «Tout comprendre sur Nord Stream 2, un révélateur des faiblesses européennes», paru dans la revue de l'association Confrontations Europe, le 22 mars 2021.

[22] International Energy Agency, 2020. *Germany 2020 – Energy Policy Review*, February 2020.

[23] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023. *Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung*, Stand 13 Juni 2023.

[24] Les données pour 2030 figurent dans le projet de plan d'action (référence 23 ci-dessus), celles pour 2022 sont extraites de : Umweltbundesamt, *Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*, Stand März 2023.

[25] Bundesrechnungshof, 2021. *Bund steuert Energiewende weiterhin unzureichend*, March 3, 2021.

[26] Lire à ce sujet la note d'analyse rédigée par Etienne Beeker, 2021. «Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030?» note n° 99, France Stratégie, janvier 2021.

[27] Tagesspiegel, 16 Juni 2023.

[28] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020. *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, Juni 2020 (disponible en anglais).

[29] Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2023. *Positionspapier Fusionsforschung*, juin 2023.

[30] *La Revue de l'Énergie*, 2021. Hors-série, Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités, octobre 2021, à partir des travaux du Conseil Mondial de l'Énergie sur le sujet.

[31] Institut Français des Relations Internationales, 2023. Gilles Lepasant, "Higher Renewable Energy Targets in Germany. How Will the Industry Benefit?", Briefings de l'IFRI, January 6, 2023.

BIOGRAPHIE

Titulaire d'un diplôme d'ingénieur, **MICHEL CRUCIANI** a partagé ses activités entre Gaz de France, la CFDT, et Électricité de France (direction des Affaires européennes) avant de contribuer aux travaux du Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières (CGEMP) de l'Université Paris-Dauphine et à ceux du Centre Énergie de l'Institut Français des Relations Internationales (Ifri).

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- La politique énergétique allemande, modèle ou contre-exemple?, Michel Cruciani (n° 614, juillet-août 2013)
- La politique énergétique allemande : engagements, réalisations et perspectives, Jean-Alain Héraud (n° 652, septembre-octobre 2020)
- Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne, Florence Billault-Chaumartin, Marie Petitot, Eli Rakotomisa (n° 657, juillet-août 2021)
- La transition énergétique allemande : un modèle pour le monde?, Weltenergierat-Deutschland (n° 658, septembre-octobre 2021)

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.