

Premiers enseignements de la transition énergétique allemande



Pierre AUDIGIER (CM57)

Ingénieur général des mines en retraite

La politique allemande de renonciation à l'énergie nucléaire a connu au lendemain de Fukushima, une accélération déterminante. Ce fut donc l'*Energiewende* (tournant énergétique). Comme l'explique Arnaud Lacarelle, cette nouvelle politique se caractérise par la fermeture en 2022 de la dernière centrale nucléaire et un recours massif aux énergies renouvelables.

Or, l'argument avancé par le Président de la République en faveur de sa décision de faire passer le pourcentage du nucléaire dans le mix énergétique français de 75 à 50% était le suivant : «*les Allemands vont se priver en 11 ans de 20 GW de nucléaire ; il n'y a pas de raison que nous n'arrivions pas à faire de même d'ici 2025*».

Le moment est donc venu, alors que le débat énergétique entre dans une phase décisive, de tenter de faire le point sur les deux premières années de mise en œuvre de l'*Energiewende*.

Des prix allemands très supérieurs aux prix européens sauf pour les énergivores

Les prix allemands de l'électricité sont les plus élevés d'Europe, à l'exception de ceux du Danemark, pionnier européen pour le développement de l'éolien mais néanmoins gros émetteur de CO₂.

Le rapport de monitoring publié par le Gouvernement fédéral en novembre 2012 fait état d'un prix pour les ménages (TTC) de 25,30 c€/kWh en Allemagne et de 14,03 c€/kWh en France.

Les industriels sont largement exemptés du paiement de l'Umlage (subvention aux ENR). Les électro-intensifs bénéficient également d'un accès privilégié aux réseaux THT, ce qui fait qu'ils achètent leur électricité à un prix inférieur au prix français. Ceci correspond à une subvention de l'ordre de 5 Mrds €.

Ainsi, l'essentiel du financement des renouvelables est assuré par les particuliers non auto-producteurs (ces derniers bénéficiant eux aussi d'avantages importants).

Des émissions de gaz à effet de serre par le secteur électrique qui repartent à la hausse

L'Allemagne émet (source AIE) 450 g de CO₂ par kWh électrique produit, la France 90 g. En 2012 (source : Fraunhofer) la consommation de charbon a augmenté de 9%, celle de lignite de 7%.

L'Allemagne privilégie aujourd'hui la mise en route de nouvelles centrales à charbon. Ceci s'explique par la baisse de son prix sur le marché mondial, conséquence directe de l'explosion de la production de gaz de schiste aux États-Unis qui rend disponible pour l'exportation des quantités importantes de charbon. En Europe, l'électricité produite avec du charbon est désormais moins chère que celle produite avec du gaz. Le charbon est donc (re)devenu le combustible privilégié en Allemagne.

Un besoin considérable de construction de nouvelles lignes de transport

La contribution des consommateurs allemands aux coûts de réseaux est déjà très supérieure à celle des consommateurs français : 74 €/MWh en Allemagne contre 41 €/MWh en France (Annales des Mines N°69 – janvier 2013). Toutefois le besoin en nouvelles lignes reste important. À cela plusieurs raisons :

- Les sources intermittentes d'éolien sont localisées principalement au nord alors que les besoins sont principalement situés au sud.
- L'intermittence conduit, de par son caractère-même, à une augmentation des flux en fonction du vent et du soleil.

Ce besoin concerne non seulement le grand transport, mais aussi la distribution locale. Or, la construction de nouvelles lignes se heurte à l'opposition des populations. Une loi devrait être prochainement adoptée (un des rares sujets qui fasse consensus au Bundesrat) avec pour objectif la réduction des délais de construction de dix à quatre ans.

Une désorganisation du marché de l'électricité

Les intermittentes ont en effet priorité (*Einspeisevorrang*) pour ce qui est de l'accès aux réseaux. Elles déplacent ainsi la courbe de mérite¹ vers la droite, ce qui fait pression à la baisse sur le marché de gros au point que le prix sur ce marché

finit par renseigner sur la météo plutôt que sur les marges du système. La subvention aux ENR en €/MWh (*Umlage*) est désormais supérieure au prix de marché.

Les prix peuvent même devenir négatifs. C'est le cas quand la production d'intermittentes dépasse la demande, une conjecture de plus en plus fréquente à mesure que se développe l'intermittence. Paradoxe qui s'explique par le fait que des centrales «dispatchables» doivent fonctionner en permanence, même à puissance réduite, de façon à être prêtes à augmenter rapidement leur production pour compenser un arrêt des intermittentes.

Il peut également arriver que la production d'éolien dans le nord du pays dépasse la capacité du réseau de transport ; les propriétaires d'éoliennes doivent cesser leur production ; ils sont alors indemnisés².

Un besoin de construction de centrales thermiques à flamme (ThF)

Complément nécessaire pour pallier les conséquences de l'indisponibilité des ENR, mais il y a loin de la coupe aux lèvres. Hildegard Müller, porte parole du BDEW (association des énergéticiens) déclarait récemment : «*Beim Kraftwerksbau droht eine neue Eiszeit*» (un nouvel âge de glace menace la construction de centrales). La raison est simple : pourquoi investir si on ne sait pas combien d'heures par an une nouvelle machine pourra tourner ?

Des exigences accrues quant à la flexibilité des moyens «dispatchables»

La prévision météorologique a certes fait d'immenses progrès mais il reste encore beaucoup à faire, surtout pour l'éolien. Ainsi, le scénario le plus probable est que, à échéance 2020, le système allemand devra être à même de compenser un brutal effondrement de 50 GW d'éolien.

Quel nouveau tour va prendre le tournant ?

Tout cela a bien sûr un coût. Les non-privilegiés commencent à se rebiffer et les estimations du coût du tournant énergétique ne cessent de croître. Ainsi Peter Altmaier, ministre de l'environnement, estime à 1.000 mrd € le coût des nouveaux investissements énergétiques à réaliser d'ici 2030 dans l'hypothèse de la poursuite de la politique actuelle, soit la moitié de la dette allemande.

En février de cette année, il publiait un Papier intitulé : «*Energiewende sichern – Kosten begrenzen*» (garantir le succès du tournant - maîtriser les coûts). Son objectif est simple : maintenir l'Umlage à son niveau actuel (5,28 c€/kWh) en 2014 pour le consommateur résidentiel puis limiter son augmentation à 2,5% par an après 2014, alors que des rumeurs d'augmentation de 3 c€/kWh circulent déjà. À cette fin, plusieurs mesures étaient envisagées et le ministre concluait par la nécessité d'introduire une limite aux engagements pris au titre de l'EEG.

Il fut immédiatement attaqué par l'opposition : «*Altmaier mélange tout, il se comporte comme un fossoyeur du «tour-nant», ses estimations sont surévaluées. La solution la plus simple serait de redistribuer les revenus considérables engrangés par l'État fédéral du fait de l'augmentation du produit de la TVA (le Stromsteuer) au profit d'une gratuité des 1000 premiers kWh, etc.*».

Altmaier en appelle par ailleurs à une refonte de l'EEG. Mais il reconnaît que rien ne se fera avant les élections de septembre 2013.

Si le «tournant» ne concernait que les Allemands eux-mêmes, il nous resterait à leur souhaiter bonne chance. Ce n'est pas le cas : l'*Energiewende* exerce comme un effet de halo sur les systèmes électriques des pays voisins.

Les ENR et la Commission

La priorité de la Commission - dont on rappelle qu'elle a le pouvoir d'initiative au Conseil européen - va à la libéralisation des marchés de l'énergie et de celui de l'électricité en particulier.

On ne trouve pratiquement aucune référence dans les papiers de la Commission aux coûts ou aux prix, si ce n'est, ici ou là, pour rappeler au lecteur que c'est le droit de la concurrence qui maintiendra la pression à la baisse des coûts et incitera les opérateurs à aligner leurs prix sur les coûts. Ceci dit, une dérogation avait été faite au profit des ENR au motif qu'il s'agissait d'une industrie naissante et qu'il était opportun de les aider à accéder à la maturité.

Philip Lowe, Directeur Général de l'Énergie à la Commission, (cf : Annales des Mines n°69 – janvier 2013) reconnaît volontiers que la situation n'est pas satisfaisante : «*À une époque où les renouvelables avaient besoin d'un coup de pouce, il s'est avéré nécessaire d'accorder à l'électricité renouvelable le privilège de ne pas couvrir les coûts qu'elle engendrait pour le système électrique. Ce n'est plus admissible aujourd'hui*».

Le Commissaire Öttinger ne dit pas autre chose ; mais pour lui la solution réside dans le développement des interconnexions et des technologies de stockage, ceci afin de faciliter l'insertion des ENRs dans les réseaux. La Commission poursuit donc sa politique de promotion des ENRs. Le dernier Livre Vert du 27 mars 2013 «*un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030*»³ fournit une bonne synthèse des idées de la Commission en la matière.

Dans le même temps, le marché des droits d'émission CO₂ est à l'agonie avec un prix de l'ordre de 3€ la tonne, ce qui est totalement insuffisant pour dissuader l'usage de techniques émettrices de carbone. Face aux perspectives de réformes proposées par la Commission, Philipp Rösler, ministre allemand de l'Économie de la RFA, déclare s'opposer à «**tout gonflement artificiel des cours**».

Les ENR et les pays limitrophes

Le développement des intermittentes se traduit par des flux considérables et aléatoires d'électricité donc par un besoin

considérable de développement des réseaux. D'où au moins trois conséquences :

- Tout d'abord, lorsque l'Allemagne est en surproduction d'ENR intermittentes et pour peu que les interconnexions le permettent, le surplus est déversé sur les voisins qui - marché unique oblige - vont devoir absorber cet excédent.
- Ensuite, le développement des intermittentes se traduit par un besoin d'investissements important qui vient s'ajouter à celui en centrales destinées à remplacer un parc thermique vieillissant. Force est de constater que, du moins pour l'instant, «*l'intendance ne suit pas*».
- Enfin - couplage des marchés oblige - le prix sur le marché de gros français a déjà été négatif à plusieurs reprises.

Quels enseignements à tirer pour la France ?

Remarquons tout d'abord que les atouts des deux pays ne sont pas les mêmes :

- Les Allemands commencent à trouver que le tournant coûte cher. On a vu plus haut pourquoi. Mais l'Allemagne a des moyens que la France n'a pas.
- L'Allemagne dispose de ressources considérables en lignite. Mais la France ne dispose pas de telles ressources.

Première leçon, d'une grande banalité : s'informer sur la réalité de *l'Energiewende* et sur les difficultés que rencontre le gouvernement allemand quand il se propose de corriger les excès auxquels la réforme a conduit avec en priorité les

conséquences des intermittentes sur le système.

Deuxième leçon : créer un système de suivi des coûts de la transition en cours et à venir – «*qui paye quoi et au profit de qui ?*» - tout en se ménageant la possibilité de revenir en arrière si nécessaire.

Enfin, il convient de suivre attentivement les progrès de la recherche pour ne pas être surpris (*never say never !*) mais en distinguant soigneusement - c'est la troisième leçon - le laboratoire, le développement, le projet pilote et le déploiement à une échelle qui soit à la mesure des enjeux.

La grave erreur de départ (*ein schwerer Geburtsfehler*), explique P. Altmaier, fut d'avoir promu le développement des ENR sans avoir en même temps fixé une limite supérieure aux dépenses à engager. En d'autres termes, d'avoir accepté un financement à guichet ouvert. ■

¹ Chaque producteur fait, sur le marché de gros, une offre (heure par heure) la veille pour le lendemain. La logique du système lui fait offrir à un prix égal à son coût marginal. Les offres sont mises sur un graphique (prix en ordonnée et quantités en abscisse, ce qui donne une courbe en escalier. Le prix du marché est alors celui de l'offre la plus chère qui permet de satisfaire la demande (une courbe quasi verticale, tant est faible son élasticité à court terme). Les intermittentes offrent à zéro puisqu'elles sont rémunérées hors marché.

² Les centrales «*dispatchables*» ne reçoivent aucune compensation lorsqu'elles doivent réduire leur production pour faire de la place aux productions intermittentes.

³ COM(2013)169

COMMUNIQUÉ