

REGARDS SUR LA POLITIQUE ENERGETIQUE ALLEMANDE

Pierre Audigier (audigier@noos.fr)

Résumé

L'Allemagne a donc décidé, au lendemain de l'accident de Fukushima d'accélérer sa sortie du nucléaire. Huit réacteurs (8,4 GW) ont été immédiatement fermés et le dernier des neuf restant doit l'être en 2022 (soit la fermeture de 12 GW entre 2015 et 2022). Ce **tournant** énergétique (**Energiewende**) s'accompagne d'un développement considérable d'énergies renouvelables : à l'horizon 2050, 80% de la production d'électricité devrait avoir cette origine. Priorité est donnée aux énergies renouvelables intermittentes. L'Allemagne s'est également fixée comme objectif, toujours à la même échéance, de réduire de 80% ses émissions de gaz à effet de serre. Cela bien sûr sans obérer la compétitivité de l'industrie allemande.

Ce tournant repose sur un **double pari** : (i) pari sur l'arrivée à maturité de nouvelles technologies telles que le captage du carbone ou le stockage en masse de l'électricité et (ii) pari sur l'acceptabilité par les populations. Sur le premier point, il est certain que les technologies attendues ne seront pas disponibles pour un déploiement à grande échelle à horizon 2030 ; au-delà, c'est la plus grande incertitude. Sur le second, la principale difficulté porte sur l'acceptabilité par les riverains de nouvelles lignes de transport d'électricité à très haute tension (Il faut trois ans pour construire une éolienne, dix pour construire une ligne haute tension) et sur les coûts qui, in fine, sont à la charge du citoyen.

En attendant il faudra construire des centrales thermiques à flamme (gaz, charbon mais aussi lignite disponible en abondance) ce qui devrait conduire à une stagnation des émissions de CO₂ par le secteur électrique (la France émet 57gr de CO₂/KWh, l'Allemagne 570¹).

Si ce double pari ne concernait que les Allemands, nous pourrions nous contenter de souhaiter *bonne chance* à nos amis.

Mais ce pari concerne directement les voisins de l'Allemagne, notamment la France, cela sous au moins deux aspects : le **tournant** va engendrer des flux transfrontières considérables d'électricité intermittente que nous devons accueillir. D'où la nécessité de renforcer les interconnexions mais aussi les réseaux en amont/aval des interconnexions proprement dites.

Par ailleurs, cette électricité intermittente bénéficie d'une priorité d'accès au réseau, ce qui signifie que les centrales nucléaires ou thermiques à flamme (THF) doivent s'effacer en cas d'afflux d'électricité intermittente, ce qui remet en cause leur rentabilité ; ce « *missing-money-problem* » est particulièrement aigu pour les centrales nucléaires dont les coûts fixes sont très importants ; mais il reste significatif pour les THF, ce qui explique les réticences des investisseurs allemands à en construire.

A ce double pari s'ajoute donc un défi : celui consistant à développer de nouvelles institutions de marché (*market design*) dans le respect des règles de l'économie de marché comme ne cesse de le rappeler le Bundeskartellamt (autorité de contrôle des cartels).

L'Allemagne aurait pu consulter ses voisins mais ne l'a pas fait. Elle n'avait d'ailleurs pas à le faire au titre des règles communautaires, chaque pays membre de l'Union européenne étant responsable de son mix énergétique. Mais les gestionnaires des réseaux allemands ont des obligations vis-à-vis des gestionnaires des réseaux des pays voisins (respect de la tension et de la fréquence), ce qui a conduit les Pays-Bas et la Pologne à protester ; en effet leurs réseaux THT sont déjà saturés par les transferts

¹ Chiffres 2008.

Nord-Sud qui n'arrivent pas à s'écouler par le réseau allemand seul. La Commission a pris une initiative pour coordonner les politiques des états membres mais il est trop tôt pour en évaluer le résultat.

Les difficultés que rencontre la mise en œuvre de la transition deviennent de plus en plus manifestes au fur et à mesure que croît la production d'ENRs intermittentes. KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau), la banque des Länder, estimait le coût de la transition à 25 milliards €/an au cours de ces prochaines années, soit le double de ce qui a été investi dans le secteur énergétique allemand en 2008.

A l'issue d'une table ronde qui s'est tenue à Berlin le 2 mai 2012 et où elle avait invité le BDEW (l'association qui réunit les producteurs d'énergie) et d'autres parties prenantes, la chancelière a confirmé qu'elle suivrait désormais de très près la tournure que prendrait la transition et confirmé que la dernière centrale serait fermée en 2022.

La grande presse allemande se fait régulièrement l'écho de ces difficultés.

Certes, nul ne doute que l'Allemagne ait les moyens - techniques et économiques - pour les surmonter.

Mais d'autres pays, qui ne disposent ni de charbon et de lignite comme solution de secours, ni des mêmes marges de manœuvre économiques pourraient être tentés de suivre la voie allemande, comme les y invitait d'ailleurs à le faire le ministre allemand des Affaires Etrangères au lendemain de Fukushima sur le ton du fameux : ***Am deutschen Wesen soll die Welt genesen***², une formule chargée d'histoire et qui exprime la fois confiance en soi, force et détermination ; nous en proposons deux traductions : (i) *Soyons allemands et le monde se portera mieux* ; (ii) *L'Allemagne va guérir le monde*.

Il va donc falloir suivre de près l'évolution en cours sous les aspects suivant :

- *Politique* : analyse des conséquences de la transition sur la gouvernance d'un système énergétique allemand aujourd'hui très décentralisé (organisation des marchés avec notamment la création d'un marché de capacité),
- *Economique* : coût de la transition et sa répartition entre (i) le citoyen promoteur de renouvelables à travers le surcoût à payer pour le développement des ENRs (l'Umlage), (ii) le citoyen-contribuable à travers telle ou telle taxe, (iii) le citoyen-usager final des services d'acheminement à travers une augmentation du tarif de transport, (iv) le citoyen - actionnaire (à travers les participations d'Etat, fédéral ou local) (v) et le citoyen des pays voisins.
- *Financier* : notamment pour les infrastructures de réseau.
- *Technique* : stockage en masse de l'électricité ; captage du carbone etc. Une surprise n'est pas à exclure (*never say never !*), mais en tout état de cause pas avant 2030, compte tenu du temps nécessaire à un développement de ces technologies qui soit à l'échelle des problèmes à résoudre.
- *Opérationnel* : gestion de l'équilibre européen des réseaux et protection des pays voisins lors des brusques variations de production des renouvelables intermittents.
- *Commercial* : compétition pour l'accès à ces deux châteaux d'eau que sont les pays nordiques (Norvège en particulier) et alpins (Suisse, Autriche, France).

² Cette formule reflète la dernière strophe d'un poème de Emanuel Geibel (***Deutschland's Beruf*** : la vocation de l'Allemagne) datant de 1861 : ***Und es mag am deutschen Wesen einmal noch die Welt genesen. Und diesmal***, ajoute-t-on aujourd'hui, ***sind wir die Guten. Versprochen !*** Et cette fois, c'est nous les bons ; promis !

REGARDS SUR LA POLITIQUE ENERGETIQUE ALLEMANDE

L'Allemagne a, on le sait, pris la décision de fermer sa dernière centrale nucléaire en 2022, tout en affichant des objectifs particulièrement ambitieux d'économie d'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le recours aux énergies renouvelables et l'arrivée à maturité de nouvelles technologies (stockage d'électricité et captage du CO₂) sont censés permettre la réussite de la « transition énergétique (*Energiewende*) ».

Les difficultés que rencontre la mise en œuvre de la transition deviennent de plus en plus manifestes au fur et à mesure que croît la production d'ENRs. Des difficultés auxquelles, compte tenu de l'ambition du projet, il fallait certes s'attendre, mais difficultés qui permettent de mieux identifier les risques du concept de la transition allemande, risques pour l'Allemagne bien sûr mais aussi risques pour ses voisins et partenaires.

En tout état de cause, il est peu probable que les Allemands reviennent sur l'abandon du nucléaire. La Chancelière a d'ailleurs confirmé récemment que la dernière centrale sera fermée à la date prévue.

De nouvelles centrales thermiques à flamme – THF (lignite, charbon et gaz) sont en construction mais à un rythme encore insuffisant pour pallier la fermeture totale du nucléaire.

Les promoteurs de la nouvelle politique conviennent qu'un recours accru aux centrales thermiques à Flamme (THF) pourrait conduire à une augmentation des émissions de GES (Gaz à Effet de Serre, ici principalement le CO₂), mais ils ajoutent aussitôt qu'une telle augmentation est provisoire puisque les nouvelles technologies en cours de développement vont permettre de redresser la situation. Ils ajoutent que, dans le même temps, les vieilles centrales à charbon - fort émettrices de CO₂ – devront être fermées.

La première section de cette note explicite les raisons de s'intéresser à la politique allemande avant (section 2) un rappel des premières conséquences de la fermeture des huit premières centrales nucléaires ; les principales caractéristiques du système électrique allemand sont présentées dans cette section. La section 3 est consacrée à un rapide historique de la politique énergétique allemande et de ses objectifs. La section 4 traite des difficultés de mise en œuvre et la section 5 des conséquences de l'*Energiewende* sur les orientations de la politique européenne et de celle de la France.

1. Pourquoi s'intéresser à la politique énergétique allemande ?

Trois raisons au moins conduisent à s'intéresser à cette *Energiewende* (transition énergétique):

- ***Son impact sur les orientations de la politique européenne en général et sur le fonctionnement du système électrique français.*** Ainsi, en soutenant une production massive d'éoliennes en mer du Nord - politique largement inspirée par l'Allemagne - l'Union Européenne fragilise la position des pays qui sont restés fidèles à l'énergie nucléaire³. Par

³ En effet, développées à grande échelle, ces deux sources que sont le nucléaire et les énergies intermittentes cessent d'être compatibles - si ce n'est à un coût qui croît rapidement - car les réacteurs nucléaires sont peu flexibles. Le thermique à flamme souffre aussi des variations importantes de charge imposées par les énergies

ailleurs, à travers les *stress tests*, les pays qui comptent sur l'énergie nucléaire pour optimiser leur mix énergétique vont être soumis à des pressions considérables émanant des pays qui refusent l'énergie nucléaire.

- **Sa fonction de « modèle » pour les avocats d'une politique française de sortie du nucléaire.** « *En finir avec l'atome, c'est possible* » : tel était le titre d'une tribune parue dans Le Monde du 5 janvier 2012. L'auteur de cette tribune se référait explicitement à la transition allemande : *l'Allemagne l'a faite – la sortie du nucléaire - pourquoi pas nous ? l'éolien terrestre n'a-t-il pas atteint la parité réseau ?*
- **Les risques que cette politique fait courir à la lutte contre le réchauffement climatique**

2. Conséquences immédiates de la fermeture des huit premiers réacteurs.

Au lendemain de la décision prise par le gouvernement allemand de fermer immédiatement huit réacteurs, nombreux étaient ceux qui prévoient les pires conséquences : augmentation des prix et des émissions de GES, risque de blackout/brownout en hiver 2011/2012, etc.

Qu'a-t-on observé ?

- Les prix ont effectivement augmenté dès après la fermeture des premiers réacteurs mais pour retrouver rapidement leur rythme d'évolution antérieure à l'accident,
- Pendant les grands froids de février 2012, c'est – *horresco referens* – la RFA qui a exporté vers la France etc. Jusqu'à 3.000 MW. Cela grâce à l'éolien.
- Les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) ont diminué en 2011.
- La production d'électricité (Bruttostromerzeugung) a diminué de 2,2% en 2011 pour atteindre 608 TWh (source : AG Energiebilanzen⁴).

Ne sont-ce pas là des signes qui montrent que la transition énergétique est sur le bon chemin comme cela est expliqué dans une brochure publiée en février 2012 sous l'autorité de celui qui était alors ministre de l'environnement : ***Energiewende auf dem guten Weg : la transition est sur le bon chemin ?***

Regardons-y de plus près :

- **AG-Energiebilanzen** (Nr 02/2012) estime que les évolutions de la consommation en 2011 sont principalement dues à deux facteurs : **la douceur du climat** qui a prévalu en 2011 et la **hausse des prix**. Les deux seules sources d'énergie primaire qui ont augmenté sont le lignite et les ENR.
- **Le réseau soudain mis en alerte orange (*Stromnetz geht plötzlich auf Alarm Stufe Gelb*)**. C'est là le titre d'un article⁵ – disponible en anglais sur Welt online – qui expose les tensions qui sont récemment survenues sur le réseau allemand dues au développement des ENR, l'une des dernières datant des 28/29 mars 2012. En hiver 2012, les gestionnaires de réseau ont dû intervenir (redispatching) 200 fois, soit cinq fois plus que au cours de l'hiver précédent, comme le précise Andreas Mundt, président du Bundeskartellamt (cf : Frankfurter Allgemeine Zeitung du 20 juillet 2012).
- **Berlin feels fallout amid nuclear shutdown**. FT 27/03/12. L'auteur cite notamment Volker Weinreich, chef du *control center of the northern corridor* opéré par Tennet : "We got

intermittentes, comme le soulignait un rapport récent de Eurelectric. Ce à quoi s'ajoute le *missing money problem sur lequel on reviendra plus loin*.

⁴ Cette société publie périodiquement un bilan énergétique du pays (www.ag-Energiebilanzen.de)

⁵ Cet article a été analysé par un ingénieur danois. En anglais sur le site <http://pfback.dk>

through the winter. But we are lucky and are reaching the limits of what is doable ; we had to step in 1024 times in 2011 to circumvent bottlenecks or maintain voltage in Tennet's cables," *Jürgen Hambrecht*, un des auteurs de l'EnergieKonzept (voir ci-dessous) dont s'était inspirée Angela Merkel en 2010 : « We got through the cold spell with a very black eye ...we have still very ambitious goals...but everywhere we are short on implementation, on concrete action ». "a blackout came very close".

Plus généralement, la presse allemande (Handelsblatt, Welt, Frankfurter Allgemeine Zeitung etc.) se fait régulièrement l'écho des difficultés auxquelles se heurte la transition énergétique.

Donc, pas si simple ! Il est trop tôt pour se prononcer.

3. Rapide historique et rappel des objectifs affichés.

Nous commencerons par quelques données caractéristiques de la situation allemande :

La production : 614 TWh en 2011.

Puissance maximum appelée : 90 GWe

La production se répartit ainsi :

Lignite (25%) ; charbon vapeur (19%) ; nucléaire (18%) ; gaz naturel (14%) ; divers et fuel-oil (5%) ; ENRs : 20%⁶ dont 8% d'éolien, 6% de biomasse, 3% de photovoltaïque, 3% d'hydraulique et 1% de déchets.

(source : BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft)

La part des ENRs dans la production totale d'électricité a donc franchi la barre des 20%. Ce sont en majorité (pour 11%) des ENRs intermittentes car les ressources de la RFA en hydraulique sont beaucoup plus faibles qu'en France.

La veille du dernier lundi de la Pentecôte, on prévoyait que 20GWe de solaire et 10GWe d'éolien allaient suffire pour couvrir pendant plusieurs heures la demande du lendemain, très faible en ce jour férié. Et puis, pas de chance, le vent a manqué. Durant une période couvrant 11 jours du mois de novembre 2011, les 27 GW installés d'éolien ont généré 30% de leur potentiel pendant 2 journées, 15% pendant 4 journées, 8% pendant 5 journées et 4% pendant 2 journées : c'est tout le système qui doit être dimensionné pour satisfaire la demande pendant ces deux jours.

La demande (Bedarf) totale d'électricité : 528,7 TWh en 2011 (hors auto-consommation).

Livraison (Abgabe) : 482,5 TWh en 2011 dont 383,1 aux consommateurs non privilégiés, c'est-à-dire les ménages et les commerces (source : AG Prognos). La différence entre demande et livraison correspond à la fonction acheminement et au bilan importation/exportation..

AG Prognos anticipe une consommation quasiment stable d'ici 2015 pour une population en légère baisse (81,7 millions en 2011 et 80,7 millions en 2015)⁷.

Le financement des renouvelables : les producteurs d'ENR intermittentes bénéficient d'un prix garanti pour vingt ans⁸ (*Vergütungszahlungen*).

Exemple de tarifs d'achat (moyenne pondérée pour chaque source sur l'année 2010)⁹ :

Eolien terrestre : 95€/MWh

⁶ 25% pendant le premier semestre 2012.

⁷ Un regard rétrospectif sur les prévisions énergétiques montre que celles-ci pèchent le plus souvent par optimisme.

⁸ Aussi dit *feed-in tariff*. Il diminue progressivement avec le temps pour tenir compte du progrès technique.

⁹ Voir pour plus de détails : *Allemagne 2011-Energies renouvelable*, disponible sur le site :

www.sauvonsleclimat.org

Eolien maritime : 150€/MWh. Le BDEW estime que le surcoût (EEG-Umlage : cf ci-dessous) par MWh associé à l'éolien marin sera environ trois fois supérieur à celui de l'éolien terrestre.

Photovoltaïque : 375€/MWh. Le gouvernement allemand cherche à réduire ce tarif mais le parc solaire allemand, qui a atteint une puissance de 25GW, va continuer à bénéficier des anciens tarifs élevés pendant de nombreuses années et donc de peser lourdement sur la facture des consommateurs. Les tarifs peuvent changer mais ne concernent que le parc futur non encore décidé.

Le prix d'achat moyen pondéré des ENRs s'établit à 171,5 €/MWh

La surcharge (**EEG-Umlage**) représente le surcoût que représente l'achat de ces ENRs par rapport au prix du marché ; il dépend donc notamment de l'évolution du prix de marché. Ce système est voisin, *mutatis mutandis*, de celui adopté en France.

Son montant a été de 13 mds (milliards) € en 2011 (source : Handelsblatt du 24-04-2012)¹⁰, soit 3,59 cts€/KWh (ou 35,9€/MWh à comparer au coût de 49€/MWh du nucléaire en France). Pour 2012, on prévoit 4,8 cts/KWh, soit une augmentation de 33%. A la mi-2011, la chancelière affirmait que la surcharge ne dépasserait pas 3,6 cts.

Les renouvelables ont priorité d'accès au réseau.

On notera que les gros consommateurs industriels exportateurs sont exemptés¹¹ de tout ou partie de la surcharge. Ce qui conduit à faire subventionner les gros (les **Privilegierten**) par les petits (les **Nicht-privilegierten**).

Les opérateurs d'ENR peuvent vendre directement à des clients (**Direktvermarktung**). Une autre catégorie de consommateurs est celle des **Umlage-befreiten** (libérés de l'Umlage).

Emission de CO2 : 5,7 t/hab en France ; 9,7 t/hab en Allemagne

S'agissant de l'électricité¹² et pour l'année 2008 :

	Production d'électricité	CO2 émis par le secteur électrique (en milliards de tonnes)	Grammes de CO2 émis par KWh (en grammes)
Allemagne	622 TWh	357 mt	570 g
France	549 TWh	33 mt	57 g

Prix (en €/MWh, hors Taxe) 2011 :

	Particuliers	Industrie
Allemagne	140,6	90,0
France	99,4	72,2

Source : Eurostat¹³

Dans son rapport du 23-01-2012, le BDEW décomposait ainsi - en cts - le prix du kWh payé par un ménage consommant 3.500 kWh/an :

Production et acheminement : 13,57 (un chiffre légèrement inférieur à celui de Eurostat)

Taxes, impôts et frais de concession : 7,85

¹⁰ Le 24 mai 2011, la CRE estimait la charge prévisionnelle 2011 due aux ENR à 1,6 mds€.

¹¹ Disposition en cours d'examen par la Commission européenne.

¹² Voir sur le site de « Sauvons le climat » l'analyse de Acket et Bacher : « *Approche allemande du facteur 4* ». Janvier 2011.

¹³ Dans sa livraison du 18 mai dernier, Word Nuclear News titrait : « *Power shift begin to move German industry* » et donnait comme exemple Voerde Aluminum qui venait de déposer son bilan à cause des prix de l'électricité : 11,95 cts/KWh en Allemagne contre 6,9 en France (pour une consommation de e GWh).

L'EEG-Umlage : 3,53

Il reste qu'il est difficile de savoir comment sont construites les statistiques d'Eurostat, notamment si elles incluent l'abonnement et l'Umlage. Ce qui importe ici ce sont les ordres de grandeur.

Dans une étude récente réalisée pour le compte de la chambre de commerce et d'industrie du Land de Baden-Württemberg, le KIT (*Karlsruhe Institut für Technologie*) prévoit une **hausse des prix de l'électricité de 70% d'ici 2025**. Ce qui bien sûr ne veut pas dire que l'Umlage - qui dépend du prix de marché - augmenterait dans la même proportion.

La gouvernance du système électrique ; un système compliqué.

Le système allemand est beaucoup plus décentralisé que le système français et le développement des renouvelables tend à renforcer cette caractéristique.

A Berlin, la responsabilité est partagée entre deux ministères souvent en opposition (l'Economie et l'Environnement). Enfin, chacun des 16 Länder a sa propre interprétation de la transition.

Quatre grandes sociétés contrôlent 80% de la production conventionnelle (Thermique à flamme et nucléaire (Eon, RWE, EnBW et Vattenfall). Un système fortement cartellisé.

S'agissant des renouvelables, investisseurs privés et coopératives contrôlent 40%, agriculteurs, investisseurs et développeurs de projets 10-14% chacun. Les quatre grands, 7% seulement.

Ces pourcentages s'entendent hors hydraulique par pompage.

Le transport haute tension est le fait de quatre sociétés (les TSOs) qui contrôlent chacune une partie du territoire : TennetT, filiale du hollandais Tennet, Amprion, 50herz et TransnetzEnBW. Ces réseaux étaient initialement intégrés à chacun des quatre grands producteurs. Les nouvelles règles européennes ont conduit E.on, RWE et Vattenfall à vendre leurs réseaux (ownership unbundling) ; le quatrième est resté propriété de EnBW (*legal unbundling*).

Les TSOs sont responsables de la gestion du système de subvention aux renouvelables : ils rémunèrent les producteurs d'ENRs aux tarifs convenus pour l'électricité injectée dans le réseau, vendent ensuite cette électricité sur la bourse de Leipzig et se font payer la différence par les consommateurs. Ce qui les conduit à manier des sommes d'argent considérables.

La structure de la distribution est beaucoup plus complexe. Les **Stadtwerke** (qui dépendent des municipalités et gèrent les services publics – eau, gaz, électricité, réseaux de chaleur, transports publics), sont au nombre d'environ 900¹⁴. Elles sont de tailles très variables, la plus grosse étant probablement la Stadtwerke de Munich, très active en matière d'éolien.

Fin 2010 les citoyens possédaient, à travers des coopératives, une puissance installée 53 GW de renouvelables.

Au cours des cinq dernières années, quelque 500 nouvelles coopératives ont été créées à la fois pour produire et gérer des réseaux locaux de distribution.

3.1. La nouvelle politique allemande.

La politique allemande de sortie du nucléaire ne date pas d'hier. Pour les Allemands, l'atome civil reste indissolublement lié à l'atome militaire auquel le pays a renoncé. Fukushima n'a fait qu'accélérer le processus. Elle bénéficie d'une large majorité au parlement et dans l'opinion.

En rappeler la genèse n'est donc pas inutile.

Quelques dates clé :

¹⁴ Suite à une réforme qui date du lendemain de la deuxième guerre mondiale, les Allemands ont considérablement réduit le nombre des communes (moins de 2.000 aujourd'hui – contre 36.000 en France).

- **1998** : la coalition SPD/Verts arrive au pouvoir. La nouvelle politique, dite de *modernisation énergétique*, menée en grande partie par le ministre de l'écologie, Jürgen Trittin, se traduit par deux décisions majeures :

- Le 29 mars 2001, adoption de loi *Erneuerbare Energien Gesetz* (Loi sur les ENR). Tarif d'achat garanti sur 20 ans, à un prix connu d'avance. Le surcoût est répercuté sur le consommateur final (c'est l'Umlage évoquée plus haut).
- Le 14 juin 2001, signature d'une convention avec les exploitants de réacteurs nucléaires. Les parties conviennent que les 19 réacteurs en service pourront produire encore 2620 TWh et que le dernier réacteur devra être arrêté en 2021. Le 22 avril 2002, cette convention est transcrite dans la loi *Atomaustieg* (sortie de l'atome).

- **2009** : arrivée au pouvoir d'une coalition CDU/FDP. A. Merkel, alors plutôt favorable à l'énergie nucléaire, promet de revoir la loi sur la sortie du nucléaire. L'*Energiekonzept* de novembre 2010 propose une inflexion de la politique énergétique d'ici 2050. La chancelière y perdit en popularité. Le 29 octobre 2010, adoption de ce nouveau concept par le Bundestag. Il prévoit un allongement de la durée de vie des réacteurs pour une durée comprise entre 8 et 14 ans au-delà de 2021. En échange de quoi les opérateurs concernés s'engagent à payer une taxe sur l'énergie nucléaire dont le produit servira à réduire le déficit et à contribuer au fond *énergie-climat* dont l'objet est de stimuler le développement des ENR¹⁵.

- **2011** : le 14 mars, soit trois jours après l'accident de Fukushima, la Chancelière annonce l'arrêt des huit réacteurs les plus anciens. On se souvient que, à l'époque, la Chancelière était en difficultés avec son partenaire FDP et, disait-on, envisageait une coalition avec les verts.

Toujours est-il que, le 22 mars, la Chancelière installe une *Ethikkommission*¹⁶, dont le mandat consiste à examiner la faisabilité d'une sortie accélérée du nucléaire. La *Kommission* remet son rapport le 28 mai en concluant que l'Allemagne pouvait obtenir une sécurité d'approvisionnement à un niveau équivalent au niveau actuel en sortant du nucléaire et en développant les ENRs - le recours aux centrales thermiques à flamme restant nécessaire pendant la période de transition.

Le surlendemain le ministre de l'environnement annonce que les huit réacteurs arrêtés ne redémarreront pas et que les neuf autres seront définitivement arrêtés d'ici 2022¹⁷.

Dès l'été 2011 était adopté un paquet de lois (le *Gesetzpaket*) qui n'en comprend pas moins de sept. I

3.2. Les objectifs :

- **Fermer le dernier réacteur nucléaire en 2022.**

- **Réduire les émissions de GES de 40% en 2020 et de 80-95% en 2050**, 1990 étant l'année de référence.

L'Union s'est donnée comme objectif moins 20% d'ici 2020 ; la discussion se poursuit à Bruxelles sur ce qu'il adviendra ultérieurement.

- **Réduire la consommation d'énergie primaire de 20% d'ici 2020 et de 50% d'ici 2050**, 2008 étant l'année de référence. Ce qui correspond à une baisse de 2,3-2,5% par an.

C'est peut-être là le plus ambitieux des objectifs que s'est fixée l'Allemagne.

Réduire celle d'électricité de 10% d'ici 2020, de 25% d'ici 2050, toujours avec 2008 comme année de référence. Ce qui sera également difficile compte tenu de la politique d'encouragement au développement des véhicules électriques.

Réduire la consommation de chaleur dans les bâtiments de 20 % d'ici 2020

¹⁵ Aujourd'hui ces mêmes opérateurs demandent bien sûr à être remboursés.

¹⁶ Composée pour l'essentiel de philosophes et de sociologues.

¹⁷ Ce qui, pour les opérateurs, représente une perte de 1.800 TWh, soit, sur la base d'un MWh à 50 € représente un manque à gagner de 90 mrd €.

- Améliorer la productivité énergétique de 2,1 % par an

- **Produire avec des ENRs** plus de 50% en 2050 de la consommation d'énergie primaire et 35% de la consommation finale d'électricité dès 2020. L'essentiel de la puissance supplémentaire sera le fait d'ENR intermittentes (éolien et solaire).

L'Union européenne s'est fixée comme objectif moins 20 % de la consommation totale d'énergie.

3.3. Ambition et cohérence.

Ces objectifs sont ambitieux et, sur le papier, présentent une grande cohérence. Ils sont aussi interdépendants au point que, si l'un de ces objectifs s'avérait impraticable, les perspectives d'atteindre les autres seraient sérieusement compromises.

On sait par exemple qu'il faut aujourd'hui trois ans pour installer une éolienne, dix ans pour construire une ligne HT. On sait également que le succès de l'*Energiewende* dépend de l'arrivée à maturité de technologies, certes prometteuses, mais qui sont encore loin d'être matures.

3.4. Les défis.

- Restructurer le réseau électrique.

Le développement de l'éolien se faisant principalement dans le nord du pays et plus particulièrement dans la mer du Nord et l'électricité étant consommée principalement dans les Länder du sud, la transition doit s'accompagner d'un fort développement des lignes de transport à haute tension.

Mais ce développement se heurte à l'opposition des riverains. Dans une intervention récente (le 22 juin à Paris), Volker Raffer, chargé des études économiques chez E.on estimait à 4.500¹⁸ le kilométrage des nouvelles lignes THT à construire d'ici 2020 alors que, depuis 2005, seuls 200 kms ont pu l'être.

Le défi concerne aussi les réseaux de distribution qui ont été conçus pour acheminer l'électricité chez le consommateur et qui vont devoir être transformés pour gérer les variations de puissance délivrées localement par les ENRs.

On observe déjà une détérioration de la qualité du courant (micro-coupures et baisses de tension) si l'on en croit l'étude du KIT mentionnée plus haut.

- Compenser la perte de 10 GWe nucléaire et pallier les conséquences de l'intermittence.

Il faudra construire de nouvelles centrales thermiques à flamme, pour remplacer les vieilles centrales au charbon qui ne respectent plus les normes environnementales, pour la production de base et pour pallier l'intermittence. A titre provisoire, c'est-à-dire en attendant que les technologies de stockage soient matures, ce dont ne doutent pas les promoteurs de la transition.

Le stockage de l'électricité - et plus généralement de l'énergie - représente donc un enjeu considérable.

- Le stockage sous forme d'hydrogène : une technologie prometteuse mais sans qu'il soit possible d'afficher, ni la date à laquelle elle aura atteint sa maturité, ni sa future efficacité énergétique. Le stockage sous forme d'air comprimé est également à l'étude.
- Le stockage par pompage dans des réservoirs de barrage est très séduisant : mais le potentiel reste limité, la plupart des sites envisageables étant déjà équipés

¹⁸ Ce chiffre exact est toujours l'objet de débat mais l'ordre de grandeur n'est pas contesté.

- La conclusion d'accords avec la Norvège permettant une optimisation entre le soutirage en Norvège et le surplus d'électricité d'origine éolienne en Allemagne¹⁹.

- Créer les conditions d'une politique efficace d'économie d'énergie

C'est là, comme dans l'ensemble des pays de l'Union européenne, un objectif majeur de la transition énergétique et les instruments utilisés pour ce faire ne sont pas fondamentalement différents de ceux utilisés en France. Ici comme ailleurs, le principal enjeu est celui des économies d'énergie dans les bâtiments construits avant l'instauration des nouvelles normes.

-Développer les énergies renouvelables

En 2011 et cela pour la première fois, l'Allemagne a construit 2.000 MW d'éolien terrestre, désormais réputé²⁰ rentable.

L'année 2012 sera celle du lancement d'un grand programme d'éoliennes off-shore. C'est le *KfW Sonderprogramm* – programme spécial financé par la KfW, banque de Länder - doté d'un budget de 5 mrd €.

L'un des objectifs de la transition est de faire de l'Allemagne un pionnier du développement des énergies renouvelables et de développer son industrie en conséquence. Cette industrie occupe déjà une place enviable sur le marché mondiale des renouvelables, menacée toutefois par la Chine.

L'industrie du solaire souffre certes de la surcapacité mondiale de fabrication de panneaux solaires mais elle est très active en matière de développement des nouvelles technologies..

Avec 370.000 emploi et de très nombreuses sociétés créées au cours de ces dernières années, cette industrie milite pour la poursuite de la politique de développement des renouvelables.

- Adapter les conditions d'accès au marché (le « market design »)

Question cruciale car l'arrivée en grande quantité des énergies intermittentes bouleversent les données du problème.

A cela au moins deux raisons :

Les ENR ont, comme on l'a dit plus haut, priorité pour l'accès au réseau. Ce qui fait que, quand elles produisent, elles poussent la courbe d'ordre de mérite vers la droite, déprimant ainsi les prix sur le marché de gros. C'est ce qui se passe par exemple quand, en milieu de journée, il fait soleil, notamment en Bavière, un Land particulièrement bien ensoleillé. Les prix de gros sont alors déprimés, tandis que les producteurs reçoivent en moyenne 375 € par MWh. Une véritable aberration puisque l'équilibre du système repose sur l'idée que le prix à la pointe est censé envoyer aux investisseurs le « bon signal », c'est à dire celui de prix élevés indiquant qu'il y a un besoin d'investissement en production de pointe. Des prix élevés en période de pointe permettent également de financer les investissements de production en base et en semi-base. Ce qui conduit Andreas Mundt, président du

¹⁹ Un câble de capacité de 1.400 MW est cours de construction entre les deux pays. Date de mise en service prévue : 2016.

L'institut danois CEPOS, dans une étude publiée en 2009 « *Wind energy, the case of Denmark* », nous apprend que les danois, liés par câble à la Scandinavie, vendent leur surplus d'une électricité éolienne largement subventionnée – très bon marché - et achètent quand il y a pénurie - donc très cher.

²⁰ Le KWh intermittent n'a pourtant pas la même valeur d'usage que le KWh garanti. Ce n'est pas l'objectif de cet article que de présenter les termes du débat sur le concept de « parité réseau ». Retenons ici simplement que l'arrêt brutal d'un réacteur nucléaire représente 0,4 % des 300 GWe de capacité installés sur la plaque de cuivre européenne. Compte tenu du très faible foisonnement observé, la chute de vent sur l'Europe occidentale prive le réseau de 20% sa capacité.

BKA, (déjà cité) à conclure : *Le prix de marché informe sur les conditions météorologiques beaucoup mieux que sur la marge du système.*

- Les investisseurs hésitent, comme on l'a vu plus haut, à finaliser des projets de construction de nouvelles centrales dans la mesure où ils ignorent le nombre d'heures pendant lesquelles ces centrales pourront fonctionner.

Ce défi ne concerne pas que l'Allemagne

- La diminution des émissions de CO2

Le recours accru aux énergies fossiles en remplacement de l'énergie nucléaire augmentera les émissions de CO2. A cette nuance près que les nouvelles centrales à flamme devraient notamment remplacer de vieilles centrales au charbon qui ne sont plus aux normes, réduisant ainsi les émissions de CO2.

La RFA devrait néanmoins pouvoir respecter l'engagement qu'elle a pris dans le cadre du protocole de Kyoto. L'objectif assigné à la RFA consistait à diminuer de 21% ses émissions de GES entre 1990 et 2008-2013. Les émissions de l'année de référence (1990) incluent celles de l'ex-Allemagne de l'est, un territoire alors doté d'une industrie lourde très gaspilleuse d'énergie et qui a disparu depuis. Ce qui a permis à l'Allemagne de respecter - et au-delà - ses engagements. Elle dispose ainsi d'une marge de manœuvre d'une quarantaine de millions de tonnes de CO2 par an.

4. La mise en œuvre.

Consciente des difficultés que connaissait la mise en route de la transition, la Chancelière a récemment invité les représentants du BDEW – le syndicat qui représente tous les producteurs d'électricité – à participer à une table ronde. La réunion s'est tenue le 2 mai 2012. Il n'y a pas eu de compte-rendu officiel de cette réunion mais le message est clair : celle qui est devenue l'*Energiekanzlerin* reprend les choses en main, notamment pour ce qui est de la coordination des développements à réaliser sur les réseaux.

Peter « Hercules » Altmeier, nommé ministre de l'environnement en remplacement de Norbert Röttgen²¹ après la débâcle électorale du 16 mai en Rhénanie-Westphalie, a annoncé un plan d'action en dix points pour le début de l'été.

Un des premiers dossiers qu'il a eu à traiter est celui du solaire : en octobre 2010 on estimait à 8,38 mrd le coût de l'électricité d'origine solaire pour 2011, alors que celle-ci ne représente que 3% de la production totale d'électricité du pays. Le Parlement fédéral s'est longtemps opposé à toute modification du tarif d'achat ; on dit que nombre d'agriculteurs gagnent plus avec des panneaux solaires sur leurs toits et quelques éoliennes dans leurs jardins qu'avec leur activité principale. Le 26 juin, un compromis s'est finalement dessiné en faveur d'une diminution radicale du tarif d'achat, diminution qui ne vaudra que pour les futures installations.

Citons à nouveau Andreas Mundt :

La promotion des ENRs s'est faite suivant le modèle des industries naissantes. La poursuite de la politique actuelle se fait au détriment des ménages, contribuera à la délocalisation des industries et remet partiellement en cause l'équilibre financier du parc conventionnel. (traduction libre).

Reprise de chacun des défis évoqués plus haut.

²¹ Sous l'autorité duquel avait été publiée en février 2012 la brochure évoquée plus haut : *Energiewende auf dem guten Weg* .

- La restructuration du réseau électrique.

La *Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)* vise la réduction des délais de construction des lignes de grand transport de 10 à 4 ans. Une loi suffira-t-elle ? Rien n'est moins sûr.

Dans une étude remise fin mai à la Chancellerie, les quatre gestionnaires de réseaux de transport estiment à 3800 kms (dont 2100 en continu) la longueur des lignes haute tension à construire et à 4000kms, celle des lignes à moderniser, soit 20mrds€ auxquelles il faut ajouter 12 mrds€ pour le raccordement de l'éolien marin. Soit un **total de 32mrds€** à investir pour atteindre l'objectif 2022.

Tennet - filiale du réseau de transport hollandais- risque de ne pas avoir la capacité de financement nécessaire au renforcement/développement du réseau sur son territoire. On évoque donc la possibilité pour le gouvernement fédéral de lui venir en aide.

Ce à quoi il faut ajouter les **25mrds€** que d'après une étude du VKU (Verband Kommunaler Unternehmen - Syndicat des Régies municipales, les *Stadtwerke*) publiée en novembre 2011, il faudra investir d'ici 2030 dans la distribution. Ce chiffre ne comprend pas les compteurs dits intelligents.

- La construction de centrales thermiques à flamme.

Les investisseurs sont réticents à financer la construction de nouvelles centrales qui risquent fort de ne pouvoir fonctionner que pendant des périodes de temps limitées, en un stop and go incessant.

Le BDEW qui collationne les intentions de constructions de centrales, vient de publier comme chaque année à pareille époque (19 avril 2012) la liste des centrales en construction ou en projet et cela quelque soit la source d'énergie primaire pour conclure : ***Trotz Milliardeninvestitionen keine Entwarnung beim Kraftwerksbau*** (malgré des milliards investis, l'état d'alerte n'est pas levé). Charbon et lignite figurent en bonne place sur la liste.

C'est que les opérateurs attendent des clarifications sur les règles de marché avant de confirmer ou d'infirmer leurs intentions. Ce à quoi il faut ajouter la directive sur les émissions industrielles qui influencera le mix entre THFs.

A noter : la marge de capacité devrait passer de 15% en 2011 à 5% en 2020.

- La recherche d'une solution au problème du stockage en masse de l'électricité

Le 3 août 2011, le gouvernement adoptait un programme de recherche dirigé par le BMWi avec la participation des autres ministères compétents. Ce programme est doté d'un budget de 3,5 milliards d'€ pour les années 2011-2014. Dans ce cadre, 200 millions € seront consacrés au stockage de l'énergie. 1,4 milliards le seront sur dix ans en faveur de la filière hydrogène.

Une commission étudiera les possibilités d'une utilisation dans l'intérêt commun des capacités de stockage des pays voisins (Autriche, Norvège et Suisse, France).

La seule technologie qui soit prouvée est celle du pompage mais son potentiel reste très limité, sauf à compter sur une coordination forte avec les Norvégiens ; un câble est en construction mais l'expérience danoise laisse penser que l'équilibre financier sera difficile à trouver (voir note 18 en bas de page 9).

Plusieurs technologies sont candidates mais il est aujourd'hui impossible de mettre sur la table un échéancier de mise en œuvre à une échelle qui soit à la mesure de l'enjeu.

- La création des conditions d'une politique efficace d'économie d'énergie

Ce sera, dès le début de l'année 2013, la mise en œuvre de la directive européenne sur les économies d'énergie attendue pour cet automne.

On notera toutefois que, de l'avis général, le principal instrument d'une politique de réduction de la demande reste l'augmentation des prix. C'est notamment le jugement porté par les auteurs de deux rapports cités plus haut, celui de l'Energiebilanz et celui du KIT,

- la réduction des GES.

On a rappelé plus haut que l'Allemagne devrait satisfaire aux stipulations de Kyoto. Mais s'agissant de l'année 2020, ce sera plus difficile compte tenu du développement des centrales THT.

En cas de nécessité, l'Allemagne pourrait acheter des droits d'émission à ses voisins qui, tels l'Ukraine ou la Russie, ont reçu une allocation très supérieure à leurs besoins. C'est ce que confirme Le **Prof Heucap** – cité par Volker Raffle (cf supra) :

« It is already obvious that the Renewable energy in Germany is not helping the climate; what we reduce here, somewhere else in Europe is being emitted ».

- La révision des conditions d'accès au marché

Un amendement à l'EEG, récemment voté, donne, comme on l'a vu plus haut, aux opérateurs d'éoliennes la possibilité de vendre directement sur le marché et de recevoir ainsi le prix du marché plus une prime. Le système ancien avec prix garanti n'en est pas pour autant abandonné.

Mais la grande réforme des mécanismes de marché – avec notamment la création d'un marché de capacité²² - est en chantier et annoncée pour l'été.

5. Conséquences pour les orientations de la politique européenne de l'énergie et sur celle de la France

5.1. Les spécificités de L'Allemagne.

L'Allemagne dispose de ressources importantes en charbon, et de ressources plus importantes encore en lignite, cette dernière étant la ressource de dernier ressort.

L'Allemagne ne semble pas se soucier outre mesure de sa dépendance vis-à-vis du gaz russe : *Les russes, y dit-on, dépendent autant de nous que nous dépendons d'eux. Ils ont besoin de devises et nous avons besoin de gaz. Nous sommes interdépendants.* La deuxième conduite de Northstream sera opérationnelle en octobre, doublant ainsi la capacité du gazoduc qui passera à 55 m3 ; un deuxième gazoduc est déjà à l'étude avec l'approbation de la chancelière. Ce qui n'a de sens que si l'Allemagne anticipe un besoin pour la construction de centrales à gaz pour l'alimentation du marché en base.

Il y a en fait dissymétrie dans les dépendances. En réduisant, pour quelque raison que ce soit, ses livraisons, la Russie peut espérer que ses recettes, du fait de l'augmentation des prix qui vraisemblablement en résulterait, au pire ne diminueront pas, au mieux augmenteront. On ne peut mieux le dire que Alexandre Medvedev, vice président de Gazprom : *« A choisir entre 154 mrd de M3 à un prix moins élevé et 150 mrd à un prix plus élevé, nous préférons l'option des 150 mds ».*

La Russie peut également compter sur l'absence de solidarité entre pays consommateurs²³.

Lors de la période des grands froids de février 2012, alors que Gazprom connaissait des difficultés à satisfaire ses obligations²⁴, Poutine a pourtant averti : *« en cas de tension sur les approvisionnements*

²² Un tel mécanisme est à l'étude dans de nombreux pays, notamment en France : il vise à améliorer la rémunération des moyens de pointe et tout particulièrement des effacements.

²³ On trouvera de fort pertinentes analyses de la politique gazière russe sur le site de l' « Oxford Energy Analysis Group » : www.oxfordenergy.org

de la Russie, nous devons réduire les exportations ». Ce qui, reconnaissons-le, est parfaitement légitime mais mériterait réflexion.

L'année dernière, en inaugurant le premier tuyau de Northstream, le même Poutine déclarait : nous vous envoyons de quoi produire l'équivalent de 11 centrales nucléaires.

Les Allemands payent leur gaz 271€ le millier de M3 (38% aujourd'hui en provenance de Russie), les Slovaques (dont l'approvisionnement provient à 100% de la Russie) 370 €.

Dans le même temps, la construction d'un PWR de 1.200 MW dans l'enclave de Kaliningrad ne semble pas faire débat en Allemagne ; la construction a débuté en 2011 et le couplage au réseau est prévu pour 2016. La géographie étant ce qu'elle est, il ne serait pas surprenant que le réseau russe soit connecté avec le réseau allemand.

Mais la chancelière a, lors de la dernière réunion des pays de l'est européen (fin mai), tenu à exprimer le malaise (*Unbehagen*) qu'elle avait ressenti en apprenant que les Polonais avaient manifesté leur intention de construire une centrale nucléaire.

On sait aussi que la Bavière est violemment opposée à l'extension de la centrale tchèque de Temelin.

5.2. Conséquences sur les orientations de la politique de l'Union européenne.

Récapitulons d'abord brièvement les priorités de la Commission dans les domaines qui traitent des principales questions soulevées par la transition allemande.

- **L'achèvement du marché unique** à l'échéance 2014, conformément aux conclusions du Conseil européen du 4 février 2011. Le respect du droit de la concurrence reste pour la Commission la priorité des priorités. Elle plaide pour une diminution des subventions aux ENRs.
- **La dérogation au droit de la concurrence accordée aux ENRs**, dans l'idée qu'il s'agit là d'une industrie naissante et que, de ce fait, il est légitime de les soustraire au droit de la concurrence, cela bien que, au dire même de leurs promoteurs, elles soient proches de la maturité.
- **La planification²⁵/concertation des interconnexions**, face à l'augmentation prévisible des flux à transporter et, notamment, des flux transfrontières. Pour qu'une telle planification soit réaliste, elle doit tenir compte des parcs de production de chaque membre de l'Union et leurs évolutions probables ; or chaque pays reste responsable de son mix énergétique.
- **Le financement des infrastructures**. Le besoin de financement pour de nouvelles infrastructures (réseaux et production, y compris le remplacement des centrales devenues obsolètes) était évalué en novembre 2011 par la Commission à 1.000 milliards d'€ d'ici 2020 ; ce n'est un secret pour personne que, au rythme actuel, l'objectif sera loin d'être atteint.
- **La mise en œuvre des objectifs 3x20 et la préparation**, attendue pour le début de l'été, **d'une communication sur la régulation des ENRs**. Son but est de lancer un débat sur la période postérieure à 2020 : faut-il ou non fixer des objectifs contraignant après 2020 ? Faut-il ou non harmoniser les systèmes de soutien aujourd'hui purement nationaux ? Comme gérer le problème de l'intermittence ?
Un autre rapport d'évaluation, celui-là sur le mécanisme des ETS (Emission Trading System), est attendu pour la fin de l'année.

²⁴ L'Allemagne a été conduite à fermer certaines de ses centrales à gaz. Sans conséquences autres que financières puisque l'Allemagne est toujours en surcapacité du fait notamment de vieilles centrales à charbon ou lignite. Ce qui, comme on l'a fait remarquer plus haut, ne saurait durer.

²⁵ « Planification » est encore à la Commission ce que les anglais appellent le P-word, avec P pour Planning. Le P-Word correspond au « mot de cinq lettres ».

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.

On s'arrêtera maintenant plus particulièrement sur les réseaux transfrontières.

Le développement des réseaux²⁶.

L'ENTSO-E (l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport THT) a publié en juillet 2010 son premier plan décennal de Développement des Réseaux (TYNDP – *Ten Year Network Development Plan*), dont le but est de promouvoir le marché intérieur de l'électricité, conformément à la politique de l'Union. Dans ce rapport, ENTSO-E estime les besoins en lignes HT à plus de 35.000 kms de constructions nouvelles et 7.000 kms de renforcement. Le 17 novembre 2010, la Commission estimait que ce plan ne prenait pas suffisamment en compte le potentiel éolien de la mer du Nord et négligeait les ressources solaires du sud de la Méditerranée (projet Desertec qui pourtant n'existe aujourd'hui que sur le papier). D'où la préconisation d'« autoroutes de l'électricité » (*electricity highway*).

Le TYNDP a été actualisé le 5 juillet 2012. La prochaine décennie devrait voir l'installation de 250 GW de capacités de production supplémentaires, soit 26% du parc actuel. La quasi-totalité de cette croissance sera due aux renouvelables (220 GW). Une centaine de points de congestion ont été identifiés, dont 80% du fait du développement des renouvelables qu'il faut intégrer dans le réseau. Le besoin en nouvelles lignes HT a crû de 25 % par rapport aux prévisions faites il y a deux ans. Des projets pour 104 mds€ ont été identifiés, dont 23 mds pour les câbles sous-marins.

C'est ainsi que, en soutenant une production massive d'éoliennes en mer du Nord, l'Union Européenne fragilise la position des pays qui sont restés fidèles à l'énergie nucléaire. Développées à grande échelle, ces deux sources que sont le nucléaire et les énergies intermittentes sont, comme on l'a déjà remarqué, relativement incompatibles du fait que les réacteurs nucléaires sont peu flexibles et, plus encore que les centrales à flammes, pénalisés par le « *missing money problem* », lui-même conséquence directe de la priorité accordée aux ENRs intermittentes pour ce qui est de l'accès aux réseaux.

Autre marque de ce privilège donné par la commission aux ENRs : celle-ci vient de classer le gaz naturel parmi les énergies bas-carbone, au même titre que les ENRs. Ainsi les quelque 6 mds € disponibles au budget de l'Union pour le financement de la production d'énergie « offrant de la sécurité d'approvisionnement (*secure*, sûre), propre et efficace » pourront-ils être utilisés pour le financement de centrales à gaz à démarrage rapide, mieux adaptées que les actuelles pour pallier les conséquences de l'intermittence.

Le nucléaire et les « stress tests ».

Chaque pays reste souverain, libre d'accepter ou de refuser les résultats. Mais les Etats n'ayant pas recours à l'énergie nucléaire, dont l'Allemagne, seront naturellement tentés d'exprimer les exigences les plus élevées. Tout dépendra alors des rapports de force politique.

Les voisins de l'Allemagne doivent donc se préparer à une augmentation colossale des flux transfrontières - absorption en cas de surplus en RFA ou fourniture en cas de déficit. GI

Début décembre 2011, la *Bundesnetzagentur* (Agence fédérale des réseaux) évaluait pour 2022 à 47.500 MW la puissance installée en éolien terrestre (29.693 fin 2011), auxquels il faut en ajouter 10.000 MW (100 aujourd'hui) pour l'éolien marin. La capacité installée du solaire est déjà de 29.075

²⁶ Voir notamment « *Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest, quelles conséquences espérer entre pays ? Qu'attendre du stockage de l'électricité intermittente sous forme d'hydrogène ?* » sur le site www.sauvonsleclimat.org

fin 2011 MW (fin 2010)²⁷ mais son développement, aujourd'hui très contesté, sera freiné suite à l'accord du 26 juin.

Il faudra donc que ces réseaux investissent non seulement pour développer les interconnexions mais encore pour adapter leurs propres réseaux (amont/aval des interconnexions) et leurs parcs de production.

Les prix de l'électricité sur ce qui devrait être la « plaque de cuivre » seront soumis à des aléas accrus. Une augmentation conséquente - et aujourd'hui vraisemblable (cf supra) - des prix allemands aura inévitablement des répercussions sur les prix chez les voisins.

Tout ceci sous l'égide d'un commissaire allemand à l'énergie qui confond souvent ses désirs avec la réalité ; par exemple, lors d'une interview donnée à l'European Energy Review (cf : 29 mai 2012), il met sur le même plan l'énergie nucléaire et le captage du CO2 comme étant deux technologies qui permettent de réduire les émissions de GES sans faire appel aux ENRs. Le commissaire raisonne ainsi comme si la séquestration avait atteint le même degré de maturité que le nucléaire. On pourrait multiplier les exemples.

5.3. Conséquences sur la politique de la France.

La France est – ou devrait se sentir particulièrement – concernée par la transition énergétique allemande. Elle l'est d'autant plus que son parc nucléaire est peu flexible.

Elle peut, soit s'engager sur le chemin tracé par les allemands, soit au contraire chercher d'abord à comprendre ce qui se passe outre-Rhin, c'est-à-dire pour commencer les coûts.

Pour aller plus loin dans la réflexion, il faudrait que cette politique soit connue dans ses grandes lignes, ce qui n'est pas le cas. Le Président a annoncé une transition énergétique mais sans dire laquelle.

La fermeture de Fessenheim au cours du premier mandat sans raison bien claire aura des conséquences qui dépassent largement le cadre de la centrale, notamment en matière de décrédibilisation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Pour le reste il lui faudra donner suite à son engagement de passer de 75% de nucléaire à 50% d'ici 2025, un engagement qui, pour être tenu, devra faire l'objet de décisions avant la fin de la première mandature.

Le grand débat citoyen - qui devra se terminer par une loi d'orientation - apportera-t-il des clarifications ? On ne peut que l'espérer.

Beaucoup dépendra alors des femmes et des hommes qui seront chargés des dossiers énergie et environnement, de l'organisation des pouvoirs publics pour en traiter, du degré d'implication du président.

Une certitude tout de même : le gouvernement aura rapidement à prendre des décisions lourdes de conséquences pour l'avenir et toute erreur de jugement sera chèrement payée.

6. Conclusion

Un point de vue anglais : *Die Energie wende – Germany's gamble* (David Buchan ; juin 2012. OIES (cf note 23, page 13). L'auteur conclut ainsi son analyse :
It would mean little to predict how the Energiewende will turn out in 2050. But, extrapolating from

²⁷ Pour la France, les chiffres sont respectivement de 5.000 MW et 19.000 MW pour l'éolien en 2020, de 900 MW et 5.400 MW (avec le nouveau dispositif de soutien) pour le solaire en 2020.

the recent past, some meaningful guesses can be made about 2020.

- *Germany will probably succeed in hitting its renewable target for 2020... Doubt...would arise if renewable subsidies were very sharply reduced.*
- *Germany will probably miss its emission target for 2020...Despite the one-off emissions improvement from the closure in the 1990s of inefficient and polluting plant in the eastern Länder, it still uses dirty lignite there to generate power. Using coal/lignite as the short-term replacement for nuclear power and back-up for renewable must jeopardize the emission target.*
- *Germany will probably fail to meet its 2020 target of an absolute 20% reduction in energy consumption. To achieve this, the country would have to raise energy productivity above its historic rate. Even less likely to achieve is the 10% reduction of in electricity consumption by 2020, unless the government goal of putting 1 million electric car on the road by 2020 is abandoned.*

One should not be too pedantic, however about targets. Even partial transformation of such a big industrial system would be remarkable.

Il est donc certain que - malgré les incertitudes qui planent sur le futur de la transition ; il peut se passer beaucoup de chose d'ici 2050, voir même d'ici 2030 - la politique allemande aura des conséquences importantes sur le système énergétique français.

Il va donc falloir suivre de près l'évolution en cours sous les aspects suivant :

- *Politique* : analyse des conséquences de la transition sur la gouvernance du système énergétique allemand (notamment nouveaux mécanismes de marché) mais aussi conséquences hors des frontières de la RFA
- *Economique* : coût de la transition et sa répartition entre (i) le citoyen-consommateur à travers l'Umlage, (ii) le citoyen-contribuable à travers telle ou telle taxe, (iii) le citoyen-usager final des services d'acheminement à travers une augmentation du tarif de transport, (iv) et le citoyen - actionnaire (à travers les participations d'Etat, fédéral ou local).
- *Financier* : notamment pour les infrastructures de réseau.
- *Technique* : stockage de l'électricité hydrolyse et méthanisation ; séquestration du carbone etc. une surprise n'est pas à exclure (*never say never*), mais en tout état de cause pas avant 2030, compte tenu du temps nécessaire à un développement de ces technologies qui soit à l'échelle des problèmes à résoudre.
- *Opérationnel* : gestion de l'équilibre européen des réseaux et protection des pays voisins lors des brusque variations de production des renouvelables intermittents.
- *Commercial* : compétition pour l'accès aux deux châteaux d'eau que sont les pays nordiques (Norvège en particulier) et alpins (Suisse, France et Autriche).