

# REGARDS SUR LA POLITIQUE ALLEMANDE DE L'ENERGIE

## dans

## SON CONTEXTE EUROPEEN

Projet - Pierre Audigier

### I. Pourquoi s'intéresser à la politique énergétique allemande ?

En septembre 2011, à l'occasion de l'Université d'été du PS, le candidat Hollande expliquait ainsi sa proposition – entérinée par la Loi sur la Transition Énergétique (LTE) - de faire passer le pourcentage du nucléaire dans le mix énergétique français de 75 à 50 % : « *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 entre 2012 et 2025* ».

Les allemands poursuivent donc une politique, amorcée au début des années 2000, de promotion des ENRs et de désengagement du nucléaire; ils font figure de pionniers en matière d'EnRs, tout particulièrement d'énergies renouvelables intermittentes, telles l'éolien et le solaire. C'est l'**Energiewende**. Un regard sur la politique allemande est d'autant plus d'actualité que le développement des ENRs est l'un des objectifs de la LTE (Loi sur la Transition Énergétique): le pourcentage de renouvelables intermittentes (ENRi) dans le mix électrique français devrait passer de 4,8 % à environ 15 % en 2025, soit le pourcentage atteint par l'Allemagne d'aujourd'hui.

Dans cet article, nous privilégierons donc l'électricité et les conséquences de l'insertion des ENRs dans le réseau électrique. Après un rapide historique de la politique allemande, nous ferons un détour par la politique de l'Union européenne avant de rappeler la problématique de l'insertion des ENRi dans les réseaux. Ce qui permet ensuite de revenir à l'**Energiewende**. On notera ici que la problématique allemande n'a pratiquement pas été évoquée lors des débats préparatoires à la LTE.

Une comparaison poste par poste des coûts des systèmes électriques français et allemand serait certes souhaitable mais il n'est pas sûr qu'elle soit possible du fait des grandes disparités entre ces deux systèmes (par exemple : très centralisé en France, très décentralisé en Allemagne). De plus, la structure des parcs est tellement différente de part et d'autre du Rhin qu'il est peu probable qu'une stratégie optimale d'intégration des ENRs soit la même en France et en Allemagne.

Ceci dit, les chiffres globaux parlent d'eux-mêmes ; ils fournissent un ordre de grandeur : c'est ce que nous montrerons.

### I. L'abandon du nucléaire et la promotion des énergies renouvelables

Rappel historique

**1991** : le gouvernement allemand adopte une première loi dont l'objectif est de permettre le développement des renouvelables. C'est la **Stromeinspeisungsgesetz** ; celle-ci tient en deux pages et comprend 6 articles

**1998** : la coalition qui rassemble les Verts et le SPD de G. Schröder adopte la loi sur **Le financement des renouvelables**. C'est la loi EEG (**Erneuerbare Energien Gesetz**) par laquelle les producteurs d'ENR bénéficient d'un prix garanti pour vingt ans<sup>1</sup> (**Vergütungspreis**).

L'**EEG-Umlage** représente alors la différence entre un prix garanti et le prix du marché ; il dépend donc notamment de l'évolution de ce prix de marché. Ce système est voisin, *mutatis mutandis*, de celui adopté en France<sup>2</sup> ; une des principales différences tient à ce qu'il est géré, non pas par les électriciens (par EDF en France) mais par les gestionnaires de réseaux.<sup>3</sup> Les renouvelables électriques intermittentes ont par ailleurs priorité d'accès au réseau (comme ailleurs).

---

<sup>1</sup> Aussi dit *feed-in tariff*. Ce prix dépend de la technologie et diminue progressivement avec le temps pour tenir compte du progrès technique.

<sup>2</sup> Et de la plupart des pays ayant décidé de promouvoir l'électricité renouvelable.

<sup>3</sup> Au nombre de quatre.

**2002.** La coalition adopte la loi de sortie du nucléaire (**Atomausstieg AtG1**). Cette loi prévoit un abandon progressif du nucléaire. Chaque réacteur se voit attribuer un quota à produire avant arrêt définitif. Au total les réacteurs existant reçoivent l'autorisation de produire encore 2.623 TWh. Ainsi, le dernier kWh d'origine nucléaire devrait être produit en 2022.

On notera que ces réacteurs permettent d'économiser 150 mt de CO<sub>2</sub>/an.

**2009 :** A. Merkel, arrive aux affaires à la tête d'une coalition CDU/CSU/FDP ; elle passe pour plutôt favorable au nucléaire.

C'est elle qui, en octobre 2004 et alors dans l'opposition, avait déclaré "**Auf die Dauer gibt es so viele Profiteure der Windenergie, dass Sie keine Mehrheiten mehr finden, um das noch einzuschränken – à la longue, il y aura tellement de bénéficiaires de la politique en faveur de l'énergie éolienne que vous ne trouverez pas de majorité pour y mettre un frein.**"

Elle promet de revoir la loi de sortie du nucléaire et ce sera, en 2010, la loi **AtG2** qui accorde aux réacteurs existants 1.804 TWh supplémentaires, soit un allongement de 12 ans en moyenne ; l'année 2035 devient celle de la production du dernier kWh nucléaire. Cette loi s'avéra extrêmement impopulaire.

**2011 :** le 14 mars, soit trois jours après Fukushima et après d'importantes manifestations de rue, la Chancelière annonce l'arrêt immédiat des huit réacteurs les plus anciens. Le ministre de l'environnement, de la protection de la nature et de la sûreté nucléaire – **Norbert Röttgen** - précise que les neuf autres seront fermés d'ici 2022. Ces dispositions seront entérinées dans la loi **AtG3**. Cette loi ne prévoit aucune compensation pour les pertes de recette liées à l'arrêt immédiat des huit réacteurs et aux nouvelles dates butoirs fixées pour les 9 restants.

Dès l'été 2011, est adopté un paquet de lois (le **Gesetzpaket**) en ce sens. Des objectifs très ambitieux sont définis pour 2050. Outre la fermeture immédiate des huit centrales les plus anciennes (8,4 GW) et celle des neuf autres (12 GW) d'ici 2022, les principaux **objectifs 2050** sont ainsi formulés :

Part des EnRs dans la production d'énergie primaire : 60%.

Diminution de la consommation d'énergie primaire de 50%, par rapport à 2008, soit une augmentation de la productivité énergétique de 2,1% par an.

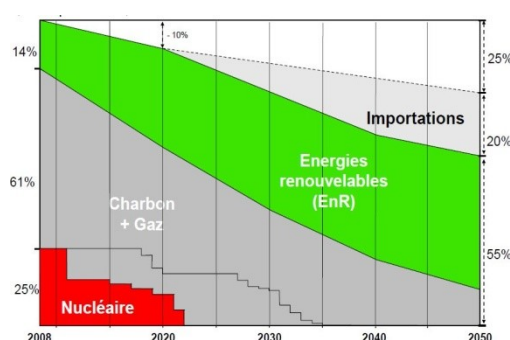
Diminution des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % par rapport à 1990.

Et, pour l'électricité :

Part des EnRs dans la production d'électricité : 80%.

Diminution de la consommation d'électricité de 25 % par rapport à 2008.

TRAJECTOIRES 2050 (électricité)



**Novembre 2013.** La nouvelle coalition CDU-SPD contrôle les 2/3 des sièges au Bundestag. Elle amende les modalités du tournant énergétique. Elle se donne notamment pour objectif une diminution de 40% des émissions de gaz à effet de serre sur la période 1990/2020, un objectif plus ambitieux que celui de l'Union européenne. Le gouvernement se propose de mieux contrôler le coût du système (cf infra) mais le développement des EnRs ne devrait pas s'en trouver substantiellement freiné. Une nouvelle loi est mise en chantier : elle sera publiée le 1<sup>er</sup> août 2014.

**1<sup>er</sup> août 2014.** Publication d'une nouvelle loi qui fait suite à plusieurs modifications de la loi de 1998 : **l'EEG 2.0.**, ainsi désignée pour en souligner l'importance.

Ses objectifs :

- **40 à 45%** d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en **2025**

- **55 à 60 %** d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en **2035**
- **Au moins 80%** d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en **2050**
- **Au moins 18%** d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie en **2020**

Sa complexité est symbolisée par deux chiffres : 105 articles et 55 pages<sup>4</sup> ; c'est par ailleurs tout un nouveau vocabulaire qui est introduit. Les autres dispositions sont analysées plus bas (cf : § IV).

Ce tournant repose sur un double pari :

(i) pari sur l'arrivée à maturité de technologies encore aujourd'hui au stade du laboratoire ou de l'atelier pilote. Parmi celles-ci le captage et le stockage géologique du CO<sub>2</sub> (CSC) et le stockage de l'électricité<sup>5</sup> à grande échelle et à un coût raisonnable. Pour l'instant, il paraît peu probable que ces deux technologies soient prêtes pour 2030 malgré un important programme de recherche, notamment sur l'économie de l'hydrogène. *Au-delà, never say never !*

(ii) pari sur l'acceptabilité par les populations des nouvelles installations – notamment pour le stockage de gaz carbonique et la construction de lignes de transport THT nécessaires à l'acheminement vers les zones de grande consommation (principalement le sud) du courant produit par les éoliennes en majorité installées dans le nord. Sur les quatre couloirs de lignes THT programmés, l'un a déjà été abandonné du fait des oppositions et deux autres font débat en Bavière. Quant à la réalisation d'un premier stockage de gaz carbonique dans un gisement de gaz épuisé (Altmark), elle a aussi été abandonnée du fait des protestations des populations riveraines.

Deux paris auxquels on peut rajouter une condition : que les pays voisins se gardent bien d'adopter une politique « à l'allemande » car l'Energiewende nécessite une contribution importante des systèmes voisins à la stabilité du système allemand. L'Allemagne a besoin (i) de ses voisins comme exutoire pour y déverser ses excédents, quand la production des sources intermittentes dépasse la demande et (ii), plus particulièrement, des réseaux tchèques et polonais pour faire transiter de l'électricité du nord vers le sud pour pallier l'insuffisance des capacités de transport du Nord vers le Sud, au point que les polonais envisagent de se découpler lorsque, chez eux, l'exploitation en temps réel cesserait d'être tenable ; ce qui serait contraire aux directives européennes mais...nécessité fait loi.

## II. La politique de l'Union Européenne

Un détour par la politique européenne est maintenant d'autant plus nécessaire que la politique allemande s'inscrit dans le droit fil de la politique européenne et réciproquement.

### *La compétence de l'Union*

On sait que l'Union européenne n'a pas de compétence explicite en matière de politique énergétique. Chaque pays membre reste maître de son mix énergétique (article 194 du traité).

Mais le droit de la concurrence échappe aux Etats ; il est de la compétence exclusive de la Commission, sous le seul contrôle de la Cour de Justice européenne. C'est là un des rares domaines d'activité où il en va ainsi. C'est au nom du respect de la concurrence que la Commission contrôle les aides d'Etat. Ce à quoi il faut ajouter que la Commission a le monopole d'initiative au Conseil.

Une dérogation a été accordée aux énergies renouvelables. Elle l'a été au motif qu'il s'agissait d'une industrie naissante et qu'il était opportun d'aider cette industrie à accéder à la maturité.

Philip Lowe, alors qu'il était Directeur général de l'Énergie à la Commission, reconnaissait (cf. Annales des Mines de janvier 2013) que le contexte avait changé : « 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 Directeur général introduisait dans le vocabulaire de la Commission la notion de **coût de l'intermittence pour le système**, une

<sup>4</sup> Rien à envier à la LTE !

<sup>5</sup> Le stockage de l'électricité à proprement parler est strictement impossible. Ce qui se stocke, c'est de l'énergie chimique (batteries) ou mécanique (volants d'inertie), le gaz (P2G : H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>) produit à partir d'électricité, eau dans des stations de pompage-turbinage, etc.

notion qui va très au-delà de celle de *parité réseau* – un mot qui suscite bien des malentendus dans la mesure où un kWh disponible de façon aléatoire n'a pas la même valeur d'usage qu'un kWh garanti.

### **Bref historique de la libéralisation des marchés de l'énergie.**

La libéralisation des marchés de l'énergie a fait l'objet de plusieurs séries de directives et de règlements successifs, regroupés en « paquets législatifs ». Elle se fit sur le modèle anglais - alors paré de toutes les vertus.

**Le 19 décembre 1996** marque le coup d'envoi du processus de libéralisation avec l'adoption par le Parlement et le Conseil d'une directive établissant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La libéralisation devait se faire par étape, la libéralisation totale étant prévue pour le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Cette directive et celle qui suivra deux ans plus tard sur le gaz - modifiées depuis - forment ce qu'on appelle le premier paquet énergie. Les mesures prises se révèlent rapidement insuffisantes : les opérateurs historiques restent en position dominante. De nouvelles directives sont alors adoptées, notamment celle exigeant la séparation entre la production et l'acheminement qui reste considéré comme monopole naturel et, par conséquent, régulé comme tel.

**Les 23 et 24 mars 2000**, un deuxième paquet énergie est adopté au sommet de Lisbonne. Les chefs d'Etat et de gouvernement y affirment leur volonté d'accélérer le processus. Les textes législatifs subséquents seront adoptés en 2003. La première directive traitant explicitement des renouvelables sera publiée en septembre 2001 et sera suivie notamment par la feuille de route 2007 pour les renouvelables.

Le paquet suivant sera un paquet énergie-climat. C'est que, entre-temps la problématique du changement climatique s'était imposée comme prioritaire au sein de l'Union.

**En 2009**, ce paquet est adopté par le Conseil qui fixe trois objectifs à horizon 2020 (les 3x20)

- 20% d'EnRs dans le mix énergétique des pays de l'Union à horizon 2020 ; ces 20% sont ensuite déclinés pays par pays.
- Une augmentation de 20% de l'efficacité énergétique.
- Une diminution de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.

**En février 2010**, face aux lenteurs du processus, le Conseil des ministres de l'Energie décide que le marché unifié de l'électricité devra être en place d'ici fin 2014.

**Le 24 octobre 2014**, les Etats membres parviennent à un accord pour la décennie 2020-2030.

- Au moins 27% d'EnRs à horizon 2030 mais, cette fois, sans déclinaison pays par pays. C'est là une novation majeure.
- Une augmentation de 30% de l'efficacité énergétique
- Une diminution de 40% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990. Un objectif particulièrement ambitieux puisqu'il s'agit de faire moins 20% en dix ans alors que l'objectif 2020 se traduisait par moins 20% en 30 ans et que, bien évidemment, les premiers 20% sont plus faciles à obtenir que les 20% suivants.

Les deux priorités de la Commission vont donc d'une part à la libéralisation des marchés et de l'autre à la diminution des émissions de GES. Le moyen privilégié reste le développement des EnRs et des interconnexions. Autre nouveauté : les prix garantis devront être remplacés par le recours aux appels d'offres.

### **L'Union de l'Energie.**

Le 25 février 2015, **Maroš Šefčovič**, vice-président de la nouvelle Commission en charge de l'énergie et du climat diffusait sa première communication : **The European Union energy package**. Rien de très nouveau dans cette communication si ce n'est l'accent mis sur la sécurité d'approvisionnement en gaz. Ce texte reprend notamment l'essentiel des communications et lignes directrices antérieures, notamment la priorité donnée aux énergies renouvelables plutôt qu'aux énergies décarbonées (ce qui aurait inclus le nucléaire), ceci sans référence aux effets pervers des EnRis.

## **III. Les effets pervers de l'intermittence (les externalités négatives).**

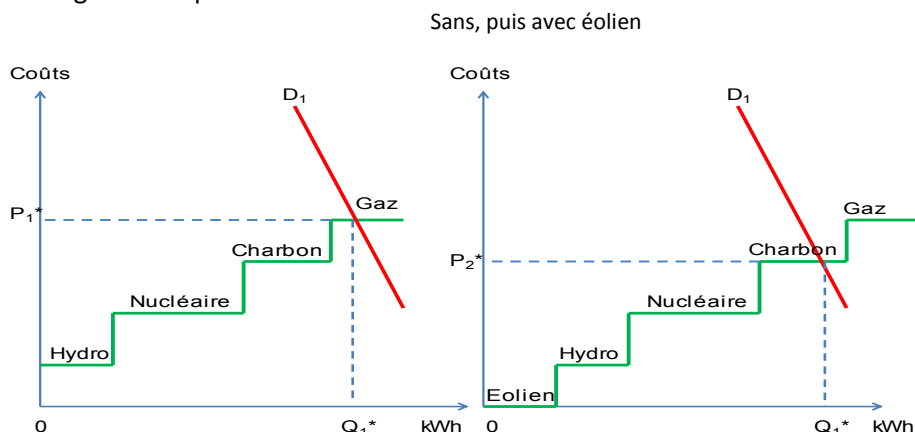
- a) **Déstabilisation des marchés de l'électricité.** Le développement des intermittentes a largement contribué à la baisse des prix observés sur le marché au point que ceux-ci ont cessé d'être un « signal » indiquant une évolution de la marge du système et donc, le cas échéant, un besoin en investissement<sup>6</sup>.

#### Les effets « ordre de mérite » des EnRs entrées hors marché.

Les MWh d'EnRs injectés hors marché dans le système diminuent de façon aléatoire la demande adressée au reste du parc électrique. Ceci a deux effets dits « ordre de mérite » : d'une part cela réduit le nombre d'heures pendant lesquelles les équipements non EnR sont appelés par le marché horaire ; d'autre part, cela tend à faire baisser les prix constatés sur le marché de gros par rapport à une situation sans EnRs.

Comme le montre le graphique ci-dessous, les EnRs poussent vers la droite la courbe (en marches d'escalier) des capacités de production, exerçant ainsi une pression à la baisse sur le marché, au point que le prix finit par renseigner plus sur le temps qu'il fait que sur les marges du système. Les prix peuvent même devenir négatifs. Ce paradoxe s'explique par le fait que les centrales pilotables doivent tourner en permanence, même à puissance réduite, de façon à être prêtes à augmenter rapidement leur production pour compenser notamment un arrêt brutal des intermittentes. En cas d'anticipation d'une évolution ultérieure rapide et à la hausse de la demande, les producteurs maintiennent couplés au système des moyens à puissance minimale pour ne pas avoir à supporter le coût d'un redémarrage après arrêt. La production peut alors dépasser la demande, une conjecture de plus en plus fréquente à mesure que se développent l'intermittence et les aléas de la production associée. Vous êtes alors payés pour consommer.

Figure 2. Impact de l'introduction de renouvelables sur l'ordre de mérite



- b) Une telle déstabilisation conduit à la **détérioration de la courbe de charge des moyens de production électrique classiques** (thermique à flamme et nucléaire) et, partant, de leur bilan économique. Ce qui, combiné avec la répercussion du développement des gaz de roches mères aux Etats-Unis sur le marché mondial du charbon, pousse hors marché un nombre croissant de centrales à gaz<sup>7</sup>, pourtant nécessaires en absence de vent et de soleil (par exemple lorsqu'un anticyclone s'installe durablement sur l'Europe, comme c'est souvent le cas en hiver tandis que la demande est forte).

On rappellera ici que la libéralisation a été décidée à un moment où le système électrique européen était en situation de surcapacité. Mais, compte tenu notamment de la fermeture de centrales anciennes qui ne

<sup>6</sup> A ce titre voir l'article de Dominique Finon et Fabienne Salaun « *le marché européen et les politiques Climat-Energie, deux objectifs irréconciliables* », Revue de l'Energie N° 620, juillet-août 2014 .

<sup>7</sup> Après une vague de fermeture de cycles combinés au gaz (CCG), E.On vient d'annoncer la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Grafenrheinfeld (REP1345 MW) en Bavière. Il en est de même pour certaines centrales thermiques à gaz de France-Suez, RWE et EnBW.

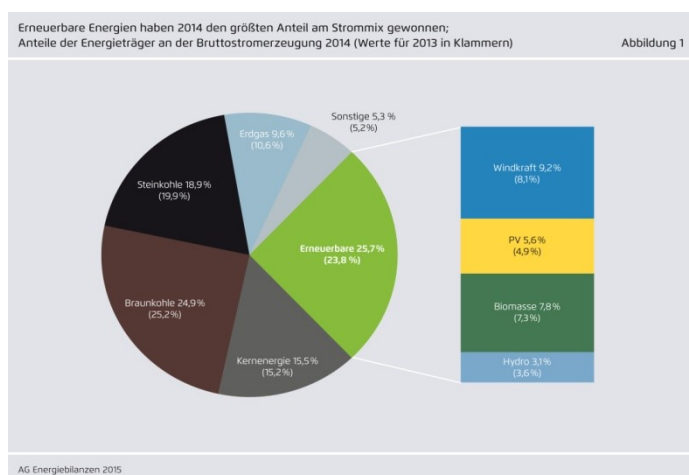
satisfont pas aux nouvelles normes anti-pollution, cette surcapacité s'étiolo inéluctablement (surtout à la pointe), malgré la stagnation de la demande<sup>8</sup>.

- c) D'où la tendance de certains états à intervenir directement pour maintenir la puissance garantie à un certain niveau de défaillance (*adequacy*). C'est le « *back up* ». Et l'on voit se développer ici ou là l'instauration sous diverses formes de *paiements de capacité* (*marché de capacité* en France, *réserve de capacité* en Allemagne) qui risquent de conduire à une sorte de renationalisation des politiques énergétiques.
- d) Création de nouvelles contraintes pour l'*ajustement en temps réel offre-demande (balancing)*. Certes les gestionnaires de réseaux ont l'habitude de gérer l'équilibre offre/demande, habitués qu'ils sont aux fluctuations de la demande (les soirs de match, par exemple !). Ici, l'intermittence<sup>9</sup> introduit une dimension supplémentaire à la problématique dans la mesure où elle accroît considérablement la rapidité avec laquelle l'offre peut varier. Par ailleurs, la priorité européenne étant de faciliter l'insertion des sources intermittentes, les nouveaux codes réseaux élaborés au niveau européen conduisent à un élargissement des marges de stabilité en fréquence (non sans poser quelques problèmes à certains utilisateurs) et, de ce fait, à de nouvelles contraintes pour le fonctionnement des centrales thermiques fossiles et surtout nucléaires.
- e) **Renforcement des réseaux**, en réponse à de nouveaux besoins de transport. Non seulement les capacités nécessaires augmentent du fait de l'intermittence mais la localisation optimale de ces nouvelles sources se situe généralement loin des zones de consommation.

Cette logique se déroule sous nos yeux ; elle a bien sûr un coût, un coût difficile aujourd'hui à quantifier mais qui va très au-delà de l'Umlage.

#### IV. Etat des lieux en Allemagne<sup>10</sup>.

Production (source : AG Energie Bilanzen - 2014) :



En 2013, 24 % de la production d'électricité étaient d'origine renouvelable, soit 7 % pour la biomasse, 1% pour les ordures ménagères, 3 % pour l'hydraulique, 5 % pour le PV et 8 % pour l'éolien. Ce qui représente 13 % pour les renouvelables intermittentes.

En 2014, une année au climat plutôt clément, la production de renouvelables a été la seconde source d'électricité derrière le lignite. La part des sources intermittentes dans le mix électrique a été de 14,8 % (elle est légèrement inférieure à 5% en France).

<sup>8</sup> Due, dans des proportions difficiles à évaluer, respectivement à la conjoncture économique et une meilleure efficacité énergétique

<sup>9</sup> Cet effet pervers ne concerne que les intermittentes. Ne sont pas concernés ici les barrages au fil de l'eau, la biomasse etc.

<sup>10</sup> « 300 milliards d'euros, soit plus que le coût de reconstruction à neuf du parc nucléaire français, c'est ce que l'Allemagne a investi depuis 1996 pour augmenter de 18 points la fraction renouvelable de son électricité (passée de 4% à 22%). A ce prix là elle n'a cependant pas diminué la facture de ses importations d'énergie, pas diminué ses émissions de CO2, toujours supérieures de 80% par habitant à ce qu'elles sont pour la France, fragilisé son réseau électrique (qu'il ne faut pas supprimer quand on "décentralise" la production, tout le contraire), et il se discute que cela ait permis de créer des champions industriels pérennes et des jobs à gogo ». J-M Jancovici, juillet 2014 sur le site : [www.manicore.com](http://www.manicore.com)

Les sources intermittentes représentent aujourd'hui près de la moitié des capacités installées (80 GW - moitié éolien, moitié solaire - pour un total de 180 GW) alors qu'elles ne produisent que 15% du mix électrique.

### **La déstabilisation du marché de gros de l'électricité.**

Le mécanisme exposé plus haut - l'afflux d'EnRs rémunérés par un tarif garanti – et la surcapacité actuelle en centrales ThF (thermique à flamme) ont conduit à une baisse spectaculaire des prix sur le marché de gros. Au 1<sup>er</sup> semestre 2014, le prix de gros s'est établi à 32 €/MWh en moyenne, soit environ 20 € de moins qu'en 2011<sup>11</sup>. En août 2015, il était inférieur à 30 €/MWh.

Compte tenu des fermetures supplémentaires de tranches présentement envisagées par les opérateurs, l'Agence Fédérale des réseaux (*Monitoring Bericht* du 14 novembre 2014) envisage la possibilité d'un solde négatif de 5 GW de la puissance installée en base et semi-base d'ici 2018.

### **Des prix allemands pour les « non privilégiés » très supérieurs aux prix européens<sup>12</sup>.**

Le rapport de monitoring publié par le Gouvernement fédéral en novembre 2012 faisait état d'un prix pour les ménages (TTC) de 25,30 cts €/kWh en Allemagne et de 14,03 cts €/kWh en France. En 2014, ce prix est passé à 29,13 cts €/kWh (BDEW<sup>13</sup> : pour une famille de 3 personnes consommant 3.500kwh/an). Ces prix sont les plus élevés d'Europe, à l'exception de ceux du Danemark, chantre de la décarbonation mais aussi champion d'Europe pour les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant (malgré un développement record de l'éolien).

Les gros industriels sont largement exemptés du paiement de l'EEG-Umlage. Les électro-intensifs bénéficient également d'un accès privilégié aux réseaux THT (Très Haute Tension). Ceux-ci bénéficient ainsi d'une subvention évaluée à 4 milliards d'euros par an et achètent même leur électricité à un prix inférieur au prix français<sup>14</sup>. Cet avantage porte sur 100 TWh environ (pour une consommation totale de 570 TWh) et concerne quelque 3.000 entreprises. L'autoconsommation est également exemptée, soit quelque 50 GWh. Ce qui, en tout, représente un peu moins du tiers de la consommation totale.

L'essentiel du financement des renouvelables est donc à la charge des particuliers non producteurs, des petits et moyens industriels et des commerçants. Ce sont les non-privilégiés, les *nicht-priviligierten*. En 2014, ceux-ci auront acquitté au titre de la seule Umlage quelque 63 €/MWh, soit plus d'une fois et demi le prix sur le marché. Le montant total de l'Umlage aura été de quelque 24 milliards. Ceci conduit à faire subventionner les gros (les *Privilegierten* et autres *Umlage-befreiten*- libérés de l'Umlage) par les petits.

Les gros consommateurs ne sont pas les seuls bénéficiaires : ainsi, le Land du Schleswig-Holstein, un état agricole et bien doté en vent, peut afficher, grâce à l'éolien, une balance énergie positive de 500 millions €/an. La Bavière, de son côté, planifie sa propre sortie du charbon. Ce qui, dans cet Etat fédéral qu'est l'Allemagne, explique les difficultés que peut avoir le gouvernement allemand à corriger les errements du passé : il y a donc, non pas « un » Energiewende mais plutôt « 1+16 ».

Nombreux sont les agriculteurs qui, avec quelques éoliennes au milieu de leurs champs et du solaire sur le toit finissent par gagner plus que du fait de leur activité agricole.

### **Dernière évolution.**

Le 15 octobre 2015, les quatre gestionnaires de réseaux publiaient leurs dernières prévisions<sup>15</sup> :

**Le coût effectif** - c'est-à-dire sans compter le rattrapage et la réserve de liquidité - **de la surcharge (Kernumlage) pour EnRs devrait être de 6,354 cts/kWh en 2016, soit une augmentation de 7,6 % par rapport à 2015 (5,957)**. A distinguer de la surcharge totale qui inclut les autres composants (que l'on vient d'évoquer) ; la surcharge totale – l'Umlage - a crû de 3%.

<sup>11</sup> Les limites de rentabilité sont estimées à 70€/MWh pour le gaz, 60 pour le charbon, 45 pour le lignite et 40 pour le nucléaire (source : Hartmut Lauer in RGN Novembre-décembre 2014).

<sup>12</sup> La facture d'électricité du ménage allemand est, pour des kWhs moins nombreux mais plus chers, légèrement inférieure à celle de son homologue français. Une telle comparaison n'est pas pertinente. La comparaison pertinente serait ici celle de la consommation totale d'énergie : électricité+gaz+fuel.

<sup>13</sup> Association allemande des industries de l'eau et de l'énergie.

<sup>14</sup> Une telle disposition n'est qu'un exemple du consensus allemand en faveur de son industrie.

<sup>15</sup> Source : *prognose der EEG Umlage 2016*.

### **Une politique de soutien aux ENRs en pleine évolution.**

La production d'électricité d'origine renouvelable bénéficie d'un soutien depuis 1991, année d'adoption de la **Stromeinspeisungsgezet** puis de la **Erneuerbare Energien Gesetz** de 1998 (EEG) évoquée plus haut.

La loi de 1998 sur le financement des renouvelables a été amendée plusieurs fois, notamment en 2012 pour introduire, en option, la vente sur le marché (**Modell Direktvermarktung–MdM**) avec prime (**Prämium**). Cette prime est la différence entre une *valeur de référence* (**Anzulegender Wert**) et le prix du marché. Si l'AW est de 10,4 cts/kWh et le prix moyen du marché observé sur le marché du mois précédent de 4,0 cts/kWh, la prime sera de 6,4 cts/kWh ; par ailleurs, le producteur cesse d'être rémunéré lorsque les prix sont négatifs pendant plus de 6h d'affilée.

Aujourd'hui, la moitié de la production d'EnRs intermittentes est commercialisée de cette façon.

### **L'EEG 2.0 du 11 juillet 2015 : du prix garanti au marché et du marché aux enchères<sup>16</sup>.**

La **vente directe devient obligatoire**. La loi s'applique à toutes les installations dont la mise en service est postérieure au 1<sup>er</sup> août 2015 ; ceci conformément aux lignes directrices publiées par la Commission européenne qui disposent que les règles de soutien aux EnRs doivent tenir compte de l'état du marché et prônent le recours aux appels d'offre.

- Seules les petites installations continueront à bénéficier des prix garantis : le plafond est fixé à 500 kW pour celles mises en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et 100kW pour celles mise en service avant le 31 décembre 2016.
- L'autre exception concerne les producteurs qui vendent sur le marché mais dont la contrepartie est défaillante. Ils reçoivent alors une rémunération égale à 80% du prix garanti (**Ausfallvergütung**).

Cette loi fixe des **objectifs annuels (Ausbaupfade)** pour chaque source d'électricité renouvelable ; ceux-ci s'inscrivent à l'intérieur d'un corridor-cible :

- Pour l'éolien terrestre : une croissance annuelle comprise entre 2.500 et 2.600 MW (montant net)
- Pour le solaire, une croissance annuelle comprise entre 2.500 et 2.600 MWc (montant brut)
- La biomasse se retrouve à la portion congrue avec une croissance de 100 MW par an.

Un nouveau concept est introduit, celui de **atmender Deckel** (marge de respiration). Le montant de la subvention sera augmenté ou diminué selon que la croissance effective sort du corridor.

Pour l'éolien marin, les objectifs sont réduits de 10 à 6,5 GW pour 2020 et de 25 à 15 GW pour 2030.

Une troisième disposition importante de la loi concerne la **mise aux enchères** : la prime sera attribuée sur appel d'offre.

Une expérimentation est en cours pour le solaire. La loi stipule que l'Agence fédérale des réseaux devra lancer des appels d'offres pour des volumes de 500 MWc en 2015, 400 en 2016 et 300 en 2017. Les candidats devront faire des offres comprises entre 100 kWc et 10 MWc. Le seul critère de jugement sera celui du prix au kWh. Chaque année trois appels d'offres devront être lancés.

Le premier appel des trois appels d'offres de 2015 a été lancé le 15 avril pour un volume de 150 MWc. Les deux suivants le seront le 15 août et le 1<sup>er</sup> décembre pour un volume total de 350 MWc.

Les résultats du premier appel d'offres ont été publiés le 15 mai. Ces résultats s'échelonnent entre 8,48 et 9,47 cts/kWh avec un prix moyen de 9,17 cts/kWh. La modalité retenue est celle du *pay as bid* qui veut que chaque lauréat est rémunéré au prix qu'il a offert. Le deuxième appel d'offres a été lancé le 15 août. Résultat : 8,47 cts pour l'offre maximum permettant d'atteindre l'objectif de 150 MW. C'est ce prix que recevront les lauréats de ce deuxième appel d'offres.

On notera que la valeur de référence est aujourd'hui de 9,02 cts/kwh pour le solaire au sol et devrait descendre à 8,5cts/kWh dans deux ans.

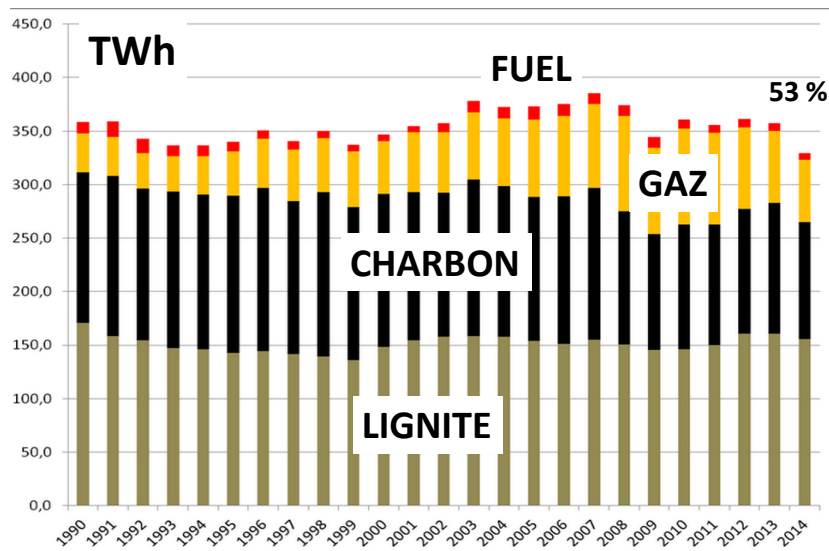
### **Des émissions de gaz à effet de serre par le secteur électrique qui repartent à la hausse.**

<sup>16</sup> Voir notamment dans le *journal of Energy & natural Resources law, 2015*, l'article de Mathias et Annette Lang. Egalement : La première période de l'appel d'offre photovoltaïque en Allemagne ; Nils Eckardt, OFAEnR.



La fermeture des huit premiers réacteurs a conduit à une hausse de la consommation de lignite et de charbon et, de ce fait, à une hausse des émissions de CO<sub>2</sub>, - modeste mais réelle - malgré le développement de la production des EnRs. De 308 millions de tonnes en 2011, elles sont passées à 318 millions en 2013 (source Agora Energiewende)

### Allemagne 1990/2014: électricité fossile stable



09/10/2015

A&amp;M Nancy - JP Pervès

1

Le 3 décembre 2014, le gouvernement décidait d'un plan d'action qui devrait permettre de respecter les objectifs de réduction des émissions de GES de 40% d'ici 2020. Il souhaite une réduction de 80 millions de tonnes par an des émissions de CO<sub>2</sub> par le secteur électrique<sup>17</sup>.

Les vieilles centrales à charbon aux rendements médiocres et non conformes aux nouvelles normes d'émissions sont progressivement mises au rebut tandis que 10 GW de nouvelles capacités auront été couplées au réseau entre 2011 et 2015.

Désormais, les nouvelles unités sont conçues pour pouvoir être équipées ultérieurement de systèmes d'extraction du CO<sub>2</sub> (*capture ready*) mais la technologie de stockage géologique du CO<sub>2</sub> est, comme rappelé plus haut, loin d'être au point (respect des exigences de la directive sur la sûreté des stockages, acceptabilité par le public etc.). C'est le cas d'une nouvelle unité de 900 MW, récemment couplée au réseau sur le site de la CKW (Mannheim) qui, après fermeture des plus anciennes unités permettra d'économiser 1.3 Mt de CO<sub>2</sub>.

Comme expliqué plus haut, le développement de la production de gaz de roches mères aux Etats-Unis rend disponible pour l'exportation d'importantes quantités de charbon. Ceci conduit à une baisse des prix du charbon sur le marché mondial, en conséquence de quoi l'électricité produite en Europe avec du charbon est moins chère que celle produite avec du gaz. *King coal* reste donc le combustible privilégié en Allemagne.

Comme le dit Sigmar Gabriel, vice-chancelier en charge de l'économie : « *on ne peut pas sortir à la fois du nucléaire et du charbon.* »

#### **Un besoin considérable en investissements : les 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).

Le besoin en nouvelles lignes (THT et distribution locale) reste important. A cela deux raisons :

- Les sources d'intermittentes éoliennes sont localisées principalement au nord alors que les besoins sont principalement au sud.
- L'intermittence conduit, de par son caractère même – une ligne dédiée à du solaire ne fonctionnera que 1.000 h par an - à un besoin considérable en ligne de transport.

<sup>17</sup> L'année 2014 permet à l'Allemagne d'afficher de meilleurs résultats pour le secteur électrique (355 au lieu de 376 millions de tonnes) ; conséquence de la douceur du climat, la consommation totale d'énergie a diminué de 5% par rapport à 2013 (source AG Energie Bilanzen).

L'opposition locale à la construction de nouvelles lignes ne semble pas fléchir et le programme de construction de nouvelles lignes destinées à transporter les nouvelles productions intermittentes ne cesse de prendre du retard, au grand dam des polonais qui n'en peuvent mais.

**En février 2013 Peter Altmaier** - alors ministre en charge de l'environnement du sein du gouvernement fédéral - publiait un **Papier** intitulé **Energiewende sichern – Kosten begrenzen**. (*garantir le succès du tournant - maîtriser les coûts*).

L'erreur de départ (**ein schwerer Geburtsfehler**), explique le ministre, fut d'avoir encouragé le développement des EnRs sans avoir en même temps fixé une limite supérieure aux dépenses à engager. Un message qui fait écho à l'avertissement de A. Merkel évoqué plus haut et qui sonne – ou devrait sonner - comme un avertissement à ceux qui seraient tentés de suivre la voie allemande.

En janvier 2014, **Sigmar Gabriel** déclarait :

« *L'Energiewende risque d'échouer, du fait de son succès* ».

**"Angesichts der mittlerweile jährlichen Belastungen von 22 bis 24 Mrd. Euro, müsse der Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch endlich wirksam gesteuert werden, sonst drohe die Energiewende an ihrem Erfolg zu scheitern."**

Dans le même temps, le ministre affirme qu'il ne s'agit nullement de remettre en cause les objectifs d'une l'Energiewende dont le principe n'est pas contesté par l'opinion.

Dans le Spiegel du 4 novembre 2014, le même Sigmar Gabriel notait l'état incroyable/hallucinant ("**irre Zustände**") de l'Energiewende.

**Octobre 2014 : Green Paper (Grünbuch) : an Electricity Market for Germany's Energy Transition; discussion paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy**

Le Vice chancelier ouvre un débat sur la nouvelle architecture de marché - *market design* - à mettre en place pour accompagner l'Energiewende.

Laissons-lui la responsabilité de son diagnostic :

*Les capacités actuelles garantissent la sécurité d'approvisionnement pour les prochaines années. La faiblesse des prix de marché traduit le fait qu'il existe une surcapacité considérable. La fermeture de nombreux réacteurs, l'annonce de la fermeture de beaucoup d'autres montrent que le marché envoie les bons signaux. Cette surcapacité doit être éliminée.*

Le ministre évalue à 60 GW la surcapacité du système (chiffre contesté par la VGB PowerT). Sans distinction entre base, semi-base et pointe.

Le débat proposé par le ministre se structure autour de deux options :

- *Capacity markets* (trois variantes possibles), option choisie par la France,
- *Electricity market 2.0.* (par référence à la loi EEG 2.0) avec *capacity reserve*..

Les inconvénients de la première option sont largement développés : ce sont des aides d'Etat, donc soumises à l'autorisation de la Commission ; c'est bien compliqué et ça coûtera cher ; ça conduit à une recentralisation du système, ce qui n'est pas efficient sur le plan économique etc.

La deuxième option consiste pour l'essentiel à laisser le marché fonctionner sans entraves, c'est-à-dire sans plafonnement des prix<sup>18</sup>, ce qui permettra le financement des équipements de pointe sans conduire à une augmentation sensible des factures ; il faut aussi faire confiance à l'efficacité de ces mécanismes que sont la puissance de secours (*back-up*) et la gestion de la demande qui peuvent être développées rapidement et à un coût modéré ; avec en toile de fond les progrès attendus en matière d'efficacité énergétique<sup>19</sup>.

En d'autres termes et en ce qui le concerne, le ministre a déjà choisi. Il en appelle par ailleurs à une Energiewende européenne.

Cette consultation était ouverte aux partenaires européens, parmi lesquels la France<sup>20</sup>. Les allemands cherchent ainsi à préempter le débat européen en en définissant les termes.

<sup>18</sup> Aujourd'hui, il n'y a pas de pointes de prix susceptibles d'atteindre le plafond fixé à 2.000€/MWh comme ce fut le cas il y a quelques années.

<sup>19</sup> L'objectif 2008-2020 consiste à réduire la consommation d'électricité de 10% : Or la consommation est pratiquement restée constante entre 2008 et 2013 (source VGB).

<sup>20</sup> Qui, à notre connaissance, n'a pas répondu publiquement à l'invitation qui lui était faite.

### **En attendant, la vie continue :**

1. Début juillet 2013, le gouvernement allemand annonçait sa décision d'accorder une subvention – estimée à 100 millions d'€ car le chiffre est qualifié de « secret commercial » - à E.on pour que celui-ci renonce à la mise sous cocon des unités 4 et 5 de la centrale au gaz d'Irsching. Cette subvention n'a pas été considérée comme aide d'état car provisoire, en l'occurrence jusqu'en mars 2016. E.on vient de notifier au gouvernement fédéral son intention de fermer les unités 4 et 5 à cette date, c'est-à-dire avec un préavis d'un an comme la loi l'y oblige. La question est maintenant de savoir si la subvention va être renouvelée et sous quelle forme.  
Le 27 juin 2015, E.on fermait la centrale nucléaire de **GrafenRheinFeld** en avance de six mois sur la date fixée par la loi.
2. Le 14 octobre 2014, Sigmar Gabriel s'adressait directement au premier ministre suédois en lui demandant de faire pression sur la direction de Vattenfall pour que celle-ci confirme son projet de développement de deux mines de lignite situées en Lusace, jugées indispensables à la sécurité d'approvisionnement de la région.
3. Dans le même temps qu'il critique le mécanisme de capacité, le gouvernement allemand annonce la mise en place d'une réserve stratégique qui devrait atteindre 6 GW en 2018.
4. Les subventions à la houille restent conséquentes : si elles diminuent au niveau fédéral, pour passer de 1.332 millions € en 2015 à 794 en 2019, le Land de Rhénanie du Nord Westphalie augmente la sienne qui passera de 171 millions € en 2015 à 220 en 2019. Il s'agit essentiellement d'aide à la fermeture d'anciennes mines.
5. Le 12 janvier 2015, **Barbara Hendricks**, qui a succédé à Peter Altmaier dans les fonctions de ministre de l'environnement, se fait la porte parole des voisins allemands de Fessenheim, pour demander à son homologue française que, suite aux engagements de campagne, la centrale soit fermée le plus tôt possible et qu'elle veuille bien lui communiquer la programmation de cette fermeture. Tout en se défendant, bien sûr, de s'immiscer dans la politique intérieure de la France !

**Juillet 2015 : White book (Weissbuch).** Ce livre blanc fait suite au livre vert dont il reprend l'essentiel des analyses. Il est également soumis à consultation.

- La *réserve de capacité* sera de 4 GW. Elle sera composée de centrales ThF autrement vouées à la fermeture et qui seront placées en stand-by. A distinguer de la *réserve réseau*, censée être provisoire – destinée à pallier les conséquences des difficultés que connaît la construction de nouvelles lignes nord-sud (exemple : la centrale à gaz d'Irsching).
- Instaurer un marché dit « energy only » et développer les mécanismes d'effacement qui devraient suffire encore longtemps. Le gouvernement compte notamment aussi sur la flexibilité à la baisse de l'éolien.

Une nouvelle consultation est en cours pour préparer une loi (**Electricity Market Act**) qui devrait être votée au printemps 2016.

### **En guise de conclusion.**

#### **Un taux de croissance des EnRs, notamment intermittentes, conforme à l'objectif de l'Energiewende.**

En 2025 les renouvelables devraient atteindre 40 à 45% (dont 25% pour les intermittentes – objectif acté dans l'accord de gouvernement CDU-SPD d'octobre 2013 (voir supra). Mesuré à l'aune de ce seul critère, l'Energiewende est sans aucun doute une **success story**. Il l'est d'autant plus que, il y a une trentaine d'années, il était entendu que, techniquement un réseau électrique ne pouvait pas absorber plus de 5% de renouvelables intermittentes.

La question reste, comme on l'a vu plus haut, celle de l'acceptabilité par le public de la construction de nouvelles lignes.

#### **Des emplois créés mais une création nette qui reste difficile à évaluer.**

Le chiffre de 400.000 emplois créés par le déploiement des EnRs est souvent avancé. Il est toutefois difficile de savoir comment il est calculé et, de toutes façons, il ne tient pas compte des emplois détruits, notamment chez les producteurs historiques.

#### **Mais avec des effets pervers.**

Le potentiel de croissance des renouvelables pilotables étant limité, l'objectif 2025 pour les renouvelables intermittentes est voisin de 30%, soit plus qu'un doublement. Dans le même temps, la France pourrait bien atteindre en 2025 les 15 % de l'Allemagne aujourd'hui. Ce qui devrait conduire à la poursuite de la baisse du prix de marché<sup>21</sup> pour ces prochaines années, baisse des prix qui est un obstacle aux investissements dans les sources pilotables, ce qui, on l'a vu plus haut, n'est pas un problème pour Sigmar Gabriel, du moins pour l'instant.

Voici d'autres effets pervers.

### **La destruction de valeur.**

Les quatre grands producteurs historiques que sont E.on, RWE, Vattenfall<sup>22</sup> et EnBW<sup>23</sup> ont vu leur capitalisation diminuer de près de 50% depuis 2010.

Ce qui s'explique (i) d'un côté par les pertes dues à la fermeture de réacteurs nucléaires (ii) de l'autre par la réduction des bénéfices résultant de la baisse du taux d'exploitation des centrales conventionnelles – et la fermeture de certaines d'entre elles – comme il a été dit plus haut, un processus appelé à se poursuivre.

Les trois premiers des quatre ont, chacun à sa manière, engagé des actions en justice devant les tribunaux civils.

### **Des incertitudes sur l'efficacité d'une politique de réduction des émissions de CO2.**

L'Allemagne risque fort de ne pas atteindre son objectif de réduction des émissions de CO2, soit moins 40% à horizon 2020 (par rapport à 1990).

Les experts d'Agora Energiewende – qui joue un rôle similaire à celui de l'ADEME en France – estiment qu'il faudrait, pour se placer sur la trajectoire 2050 (diminution des GES de 80 à 85 % d'ici 2050), réduire la production d'électricité à base de charbon de 62% d'ici 2030 et de 80% celle à base de lignite. La mise ne service de la cohorte de nouvelles tranches à charbon il y a presque dix ans, de durée de vie 50 à 60 ans, pour remplacer les anciennes, illustre bien la difficulté que peut avoir l'Allemagne à respecter ses engagements en la matière.

Ainsi les débats sont vifs sur l'opportunité d'ouvrir de nouvelles exploitations de lignite, non seulement en Lusace comme on l'a vu plus haut mais, aussi au Brandebourg ou en Saxe. Les syndicats s'opposent à toute taxe sur le charbon (**Abgabe,**) rendant plus délicate encore la position du ministre.

### **Un soutien aux renouvelables qui devrait continuer à croître.**

Les quatre gestionnaires de réseaux anticipent une Umlage de 29,6 Mrds € en 2020, soit une hausse de 30% par rapport à 2016 (22,88).

On espère la décroissance pour plus tard, à mesure du remplacement du stock d'ENRs au *feed-in* tarif par des ENRs – en beaucoup plus grande quantité – financées selon les nouvelles procédures.

Mais l'Umlage ne couvre qu'une partie du coût total du développement des ENRs. Restent notamment le coût du développement des réseaux que, de plus en plus, les allemands veulent enterrés, celui du maintien de la stabilité du système électrique (réserve de capacité et réserve réseau), celui des batteries nécessaires à l'autoconsommation etc.

\*  
\* \* \*

Comme le rappelait récemment le 26 octobre dernier à Paris un haut fonctionnaire allemand, l'Allemagne de l'énergie est un « laboratoire ».

Certes, s'ils le veulent, les allemands peuvent couvrir – à échéance 2050 – leur demande d'électricité à hauteur de 80% par des ENRs. Il suffit pour cela de construire suffisamment d'éoliennes et de PV, d'importer de la biomasse en masse, de multiplier les batteries, de construire des réseaux (enterrés) etc... et de payer, tout en comptant sur les réseaux voisins pour y déverser en cas de besoin les surplus d'ENRs.

<sup>21</sup> Comme le montrent Klaus Würzburg, Xavier Labandière et Pedro Limares le prix de la veille pour le lendemain diminue de 1€/MWh chaque fois que l'on prévoit pour le lendemain une augmentation de l'injection de renouvelables de 1 GWh. (dans : *Renewable generation and electricity prices : Taking stock and new evidence for Germany and Austria*; (Energy Economics; December 2013). L'étude repose sur une analyse des données de juin 2010 à juin 2012.

On pourra lire également *Wind power feed-in impact on electricity prices in Germany 2009-2013*; François Benhmad et Jacques Percebois (European Journal of comparative economics ; 2015)..

<sup>22</sup> Vattenfall a mis en vente sa filière lignite pour 3/4 mds€. Il a cessé toute production de nucléaire.

<sup>23</sup> Le quatrième grand producteur historique, EnBW est la propriété du Land de Bade Wurtemberg.

Les quatre producteurs historiques fournissent 75% du total produit en Allemagne