

Regards sur la politique énergétique allemande

Pierre Audigier

Sauvons le climat

Université d'été

26 septembre 2015

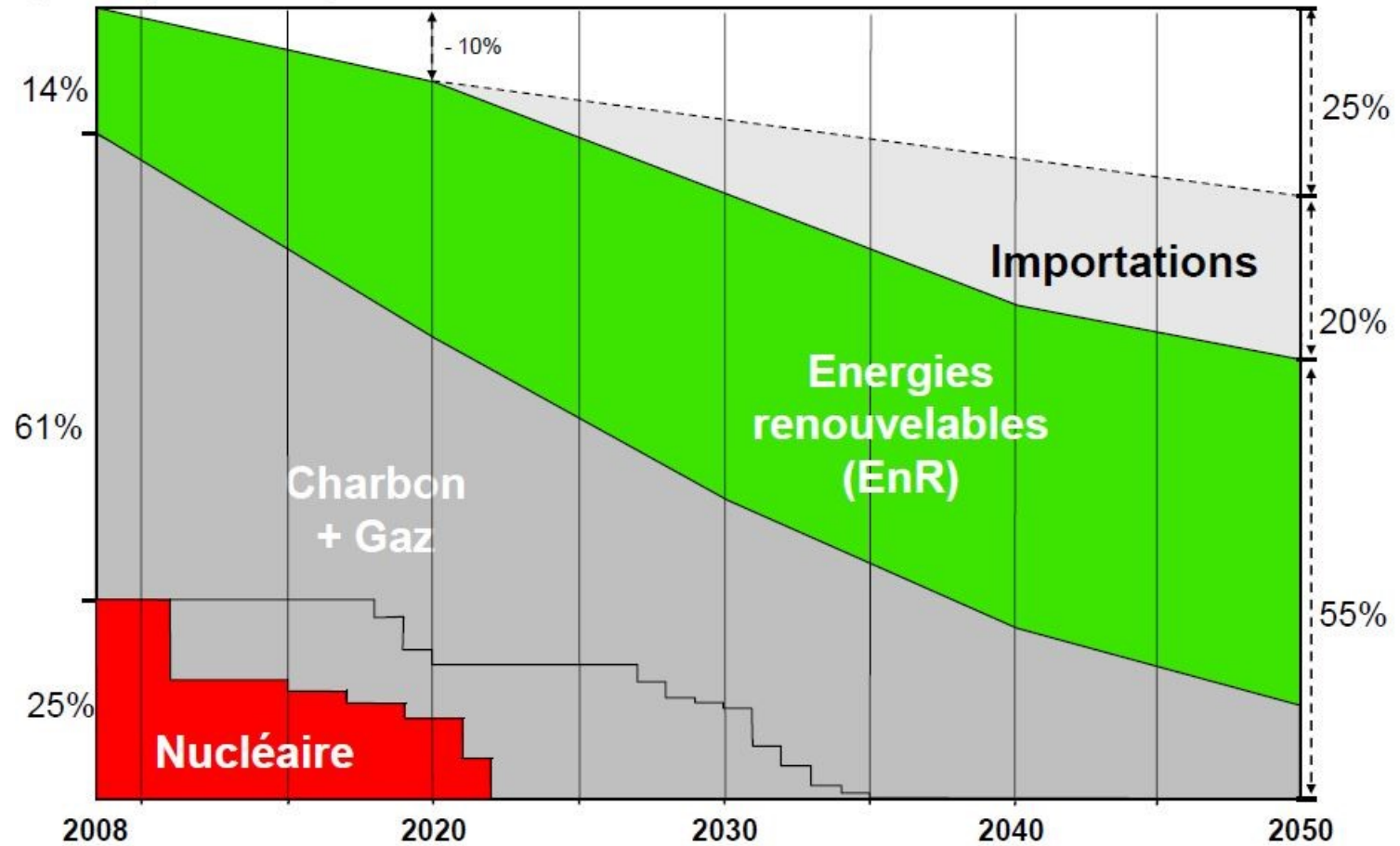
Pourquoi s'intéresser à la politique allemande ?

- Abandon du nucléaire et priorité donnée aux renouvelables: c'est l'Energiewende.
- La politique allemande et celle de la Commission : une même inspiration.
- Les déclarations de François Hollande en septembre 2011.
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.
- Mais, difficulté de l'analyse face à un système décentralisé, de structure très différente de celle du système français : centralisé en France, très décentralisé en Allemagne (16 Länder, quelque 700 distributeurs locaux (les Stadtwerke) de multiples associations de consommateurs/producteurs (les Genossenschaft) etc.).
- On se focalisera sur l'électricité, ce qui est d'ailleurs le cas de l'Energiewende.

Le parc nucléaire allemand

- Avant Fukushima : 17 réacteurs en fonctionnement, fournissant un quart de la production d'électricité. 120 mt de CO2 évités.
- Les coûts de production de ces réacteurs, tous amortis, est de l'ordre de 40 €/MWh. 70 € pour le gaz , 60 € pour le charbon et 45 € pour le lignite (Hartmut Lauer – RGN Nov-Dec 2014).
- Le 27 juin: E.on décide de fermer la centrale de Grafenrheinfeld, en anticipation de la date de fermeture prévue dans la loi (dec 2015).
- Controverse avec le gouvernement sur l'indemnisation de la perte de production.
- Le stockage des déchets. On repart à zéro avec le nomination d'une commission composée principalement de philosophes et de sociologues.

L'ENERGIEWENDE en un tableau



Les grands défis technologiques

Le succès de l'Energiewende dépend de l'arrivée à maturité – c-à-d : coût raisonnable, déploiement à l'échelle de l'enjeu et acceptabilité par le public - de technologies telles que:

- **Le stockage de l'énergie**

Pour l'instant la seule technologie qui réponde au besoin de stockage à grande échelle de l'énergie produite par les intermittentes est le Power to Gas, que celui-ci soit de l'Hydrogène ou du méthane. De nombreux projets de développement sont en cours d'évaluation (méthane injecté dans le réseau, voiture à H2 etc).

Reste que les rendements de la chaîne de production sont encore faibles : 30% pour le power to methane.

- **Le captage, transport et stockage géologique.**

Fini l'enthousiasme qu'avaient soulevé les perspectives du CCS il y a une dizaine d'années.

Mais, pas de problèmes techniques majeurs

- le *captage* : mange 10% du rendement de la centrale (voisin de 45%)

- le *transport* : on sait faire mais la situation est différente de ce qu'elle peut être aux Etats Unis où le CO2 est une « commodity ».

- la *géologie* : c'est plus compliqué. Les allemands ont refusé des forages expérimentaux.

Mais bien sûr : *never say never*.

- A ces défis technologiques il faut rappeler que l'Energiewende ne peut réussir que dans la mesure où les voisins ne suivent pas l'exemple allemand.

Bref historique

- **Le renoncement au nucléaire et l'accent mis sur les renouvelable**
 - 1991: Première loi dont l'objectif est de permettre le développement des renouvelables La Stromeinspeisung Gesetz
 - 1998 : La coalition au pouvoir adopte la première loi sur le financement des renouvelables. C'est la première loi EEG: les producteurs bénéficient d'un prix garanti sur 20 ans (feed-in tariff).
 - 2002: le même coalition adopte la loi de sortie du nucléaire: Atomausstieg (AtG 2002). Le dernier kWh d'origine nucléaire devra être produit en 2022.
- **2008. Arrivée au pouvoir de la CDU/CSU**
 - une chancelière réputée plutôt favorable au nucléaire. C'est elle qui, avant d'arriver aux affaires, avait déclaré (en octobre 2004) : « *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* ».
 - 2010: une nouvelle loi (AtG 2010) accorde un allongement de 12 ans en moyenne. Une loi très impopulaire.
- **Fukushima et l'accélération du processus**
 - Mars 2011 : trois jours après Fukushima, arrêt immédiat de huit réacteurs.
 - Été 2011 : nouvelle loi (AtG 2011). Des objectifs très ambitieux sont adoptés pour **2050** :
 - 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.
 - Part des EnRs dans la production d'électricité : 80%
 - Diminution de la consommation d'électricité de 25% par rapport à 2008.
- **L'arrivée au pouvoir de la Grande coalition (septembre 2013).**
 - Le programme de gouvernement d'octobre 2013
 - Août 2014 ; nouvelle réforme de l'EEG.

La loi EEG 2008

- **L'Umlage**

Elle représente le coût généré par l'achat des EnRs par rapport au prix du marché.
Elle est gérée (collecte et redistribution aux ayant-droit) par les gestionnaires des réseaux.

- **Les exceptions**

Les gros industriels sont largement exemptés du paiement de l'EEG-Umlage (100 TWh).
Les électro-intensifs payent ainsi leur électricité moins cher qu'en France.
Même chose pour l'autoconsommation. Le petit agriculteur qui a mis du PV sur son toit et a fait construire quelques éoliennes dans son jardin peut ainsi gagner plus comme producteur d'électricité qu'avec son activité d'agriculteur.
Restent les consommateurs dits non-privilegiés qui supportent la totalité de l'Umlage: particuliers, tertiaire, petite et moyenne industrie.

- **Ces derniers payent leur électricité environ deux fois le prix français.**

- **Les bénéficiaires**

Ce sont d'abord les producteurs d'ENRs, parmi lesquels des citoyens, groupés ou non en « Genossenschaft », les entreprises de distribution (Stadtwerke), les Länder etc.

La loi EEG 2012

- Introduction du « Direktvermarktung »
- Le producteur peut vendre directement sur le marché ; il reçoit une prime (***prämium***) qui est la différence entre une valeur de référence (***anzulegender Wert***) et le prix de marché.
- La moitié des producteurs d'intermittentes vend aujourd'hui sur le marché.

La loi EEG 2014 –dite EEG 2.0.(1)

du prix garanti au marché et du marché aux enchères

- **Juillet 2014 : adoption d'une nouvelle loi EEG.**
 - Pourquoi ? : les lois précédentes n'ont pas conduit à une baisse des prix. D'où ce qu'on appellera : EEG 2.0.; les nouvelles orientations de la politique européenne.
 - EEG 2.0. s'applique à toutes les installations dont la mise en service est postérieure au 1^{er} août 2014. De nombreux objectifs parmi lesquels suivants:
- **Le direktvermarktung devient obligatoire pour les installations dépassant un certain seuil.**

Les éoliennes doivent s'arrêter en cas de prix négatifs.
- **Des objectifs annuels sont affichés pour chaque source d'électricité renouvelable (*Ausbaupfade*):**
 - Eolien terrestre : 2.500 MW (montant brut)
 - Solaire : 2.500 MW (montant net)
 - Biomasse : elle se retrouve à la portion congrue avec 100 MW

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

Le Korridor sera révisé périodiquement.

La loi EEG 2014 – dite EEG 2.0.(2)

- La loi a également pour objectif de préparer l'étape suivante qui est celle de l'appel d'offre.
- une expérimentation est en cours. Elle concerne le PV au sol. Les deux premières mises aux enchères ont été lancées.
 - la première en mai 2015 pour 150 MW. Résultat: un prix moyen de 9,17/kWh; chacun reçoit le prix qu'il a proposé.
 - la seconde en août 2015 pour 150 MW. Résultat : 8,47/kWh pour l'offre la plus élevée ; c'est le prix que chacun recevra.
- L'appel d'offre sera généralisé en 2017.

Le livre vert d'octobre 2014

- Le ministre ouvre un débat sur la nouvelle architecture de marché
- Le diagnostic du ministre :

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 de bons signaux. Cette surcapacité doit être éliminée.
- Le débat proposé par le ministre se structure autour de deux options:
 - le marché de capacité, option privilégiée par la France.
 - une réforme du marché de l'électricité Power 2.0 avec réserve de capacité
- Le ministre ne cache pas sa préférence pour la deuxième option
 - il a en quelque sorte déjà choisi !
- Il en appelle à une Energiewende européenne et invite ses voisins à lui faire part de leurs observations.

En attendant une « loi sur le marché de l'électricité 2.0. ».

- Le livre blanc de juillet 2015
 - actuellement soumis à consultation
- Le ministre reprend les analyses du livre vert d'octobre 2014, notamment :
 - son analyse des causes de l'effondrement des prix de marché
 - sa critique du marché de capacité: celui-ci est coûteux, réintroduit de la centralisation dans la gestion du marché, risque de conduire à de la surcapacité, est contraire aux orientations données par la Commission dans la ligne des décisions de l'Union etc.
- La future loi - attendue pour le printemps prochain - devrait donc:
 - instaurer un marché dit « energy only » : power 2.0. Suppression de toutes les entraves au marché, notamment le plafond de prix. Ici, l'idée est que les investissements pourront être financés grâce aux pics de prix.
 - développer une réserve de capacité (4 GW). Elle sera composée de centrales vouées à la fermeture et qui seront mises en stand-by, prêtes à redémarrer en fonction des besoins. A distinguer de la réserve réseau, censée provisoire; destinée à palier les difficultés que connaît la construction de nouvelles lignes N-S. .

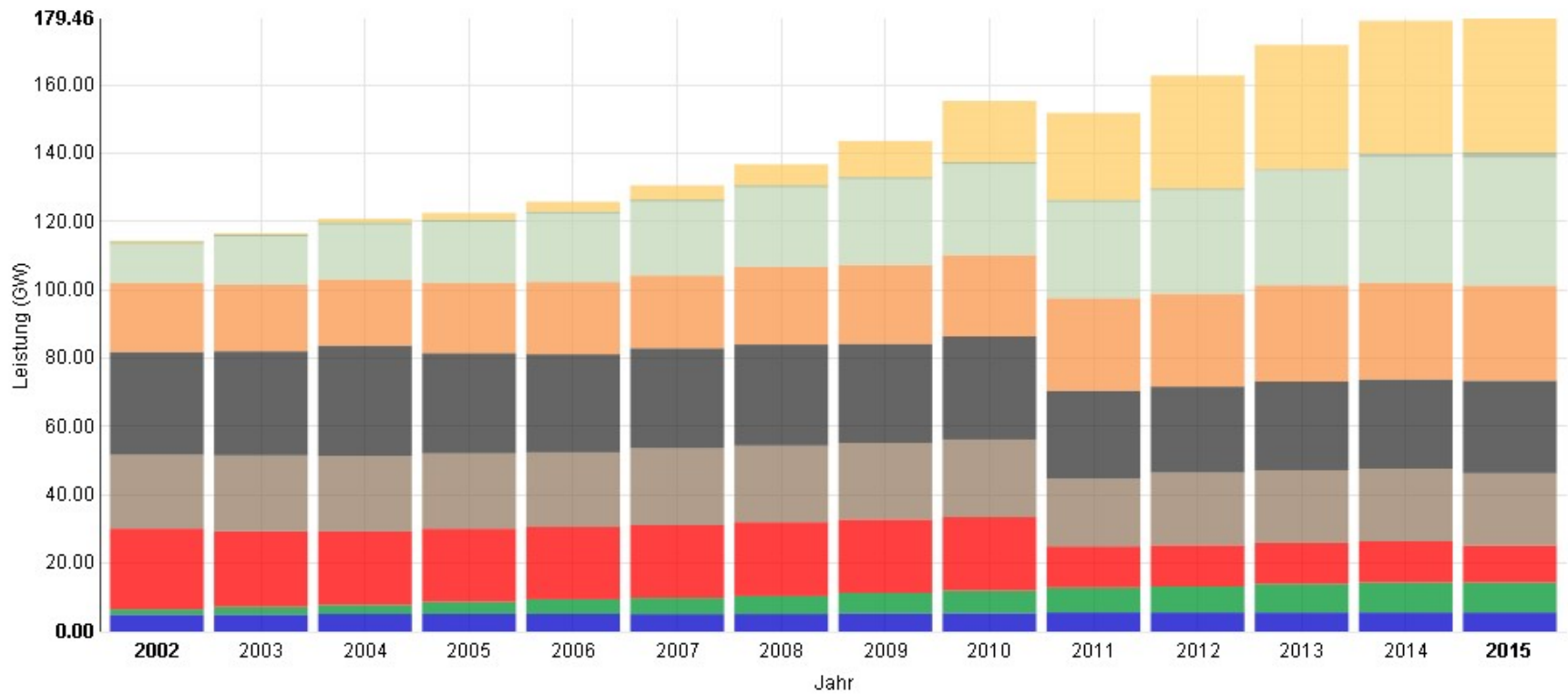
Sources de production d'électricité en TWh (et en pourcentage) pour les années 2013 et 2014

	2013	2014
Charbon et lignite	379,9 (60%)	362,8 (59,5%)
Gaz naturel	67,5 (10,7%)	58,5 (9,6%)
Produits pétroliers	7,2 (1,1%)	5,0 (0,8%)
Renouvelables	152,4 (24,1%)	157,4 (25,8%)
Autres	26,2 (4,1%)	26,7 (4,3%)
Total production brute	633,2 Twh	610,4
Total consommation	599,4 Twh	576,3

Contribution des différentes sources de renouvelables en TWh.

	2013	2014
Eolien terrestre	50,8	51,2 (32,5%)
Eolien marin	0,9	1,2 (0,8%)
Hydraulique	23,0	20,8 (13,2%)
Biomasse	41,2	42,8 (27,2%)
Photovoltaïque	31,0	35,2 (22,4 %)
Autres	5,5	6,2 (4,0%)
Total	152,4	157,4

Capacité installée (1)



Capacité installée (2)

- **Photovoltaïque: 38 GW fin 2014**

Mais : ralentissement du rythme d'installation de nouvelles installations:

Plus de 7 GW en 2010, 2011 et 2012

3,3 GW en 2013 et 1,9 GW en 2014

Facteur de charge observé : 10 %

Avec un maximum de 52 GW en 2020

Eolien : 40 GW fin juin 2015

Avec montée en puissance de l'éolien marin et du repowering.

Facteur de charge observé : 19,2% pour le terrestre, 40% pour le marin.

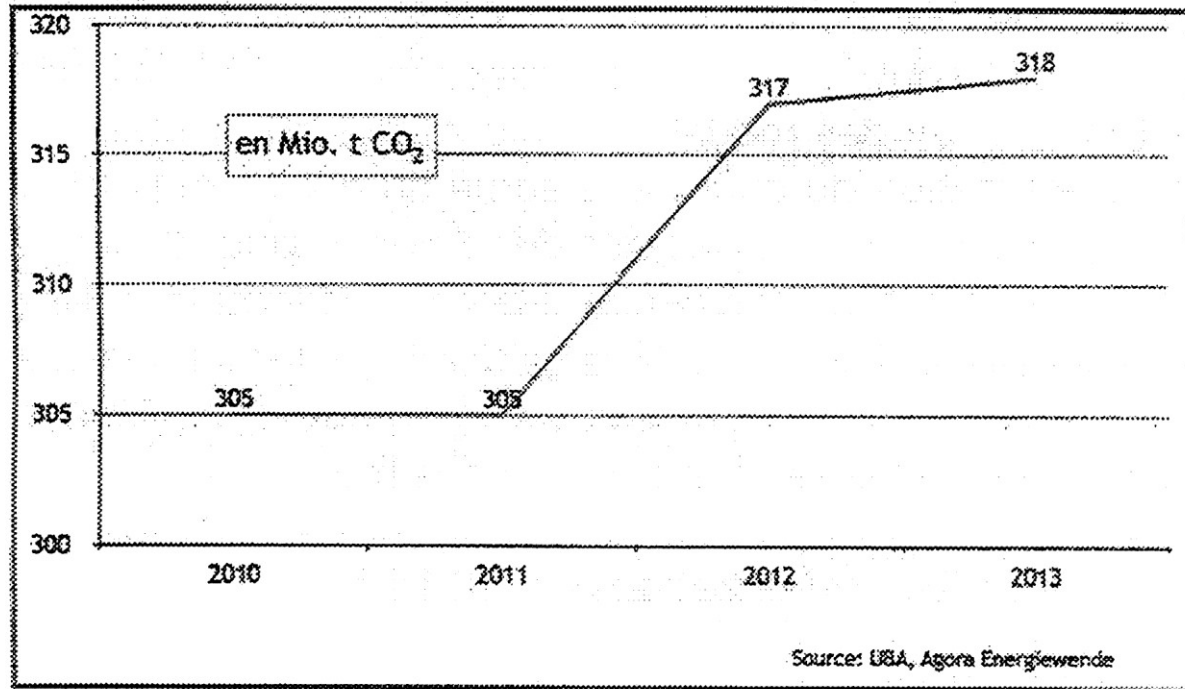
Les perturbations du marché de gros de l'électricité.

- L'irruption des renouvelables intermittentes, qui ont priorité d'injection sur le réseau. Les ENRis dont le coût marginal est quasi nul viennent alors déplacer la courbe de mérite vers la droite et sont rémunérés indépendamment du marché (l'Einpeisevergütung, encore pour l'essentiel). Ce qui conduit à une baisse considérable du prix de marché qui, de plus en plus souvent peuvent devenir négatifs.
- En moyenne sur le mois d'août 2015, ce prix est descendu à 30€/MWh.
- A ce prix actuel, les centrales à combustibles fossiles - gaz mais aussi charbon - ne couvrent plus leur frais d'exploitation. Un tel prix ne remplit plus sa fonction qui est de fournir aux investisseurs potentiels une information sur les marges du système, c'est-à-dire sur le besoin en nouvelle capacité de production.
- Même le nucléaire est touché.

Le secteur électrique et les émissions de CO2

- « On ne peut pas sortir à la fois du nucléaire et du charbon » (Sigmar Gabriel).
-Alors que, en Bavière, E.On a annoncé la fermeture (pour le 1^{er} avril 2016) des unités 4 et 5 de la centrale à gaz de Irsching (des CCGT au rendement de 60%), une nouvelle unité à charbon (importé) de 900 MW vient d'être inaugurée sur le site de la centrale de Mannheim (GKM) qui en comprend déjà 8 (1,3 Mrds € avec captage, en attendant un futur stockage géologique; le propriétaire réclame une contribution (Deckungsbeitrag) des pouvoirs publics..
- 309 mt de CO2 ont été émis par le secteur électrique en 2014, soit environ un tiers du total des GES émis par le pays.
- Les émissions de CO2 pour la production d'électricité ont augmenté entre 2011 et 2013 malgré une forte augmentation des EnRs.
Deux raisons :
 - La sortie de 8 GW nucléaires.
 - C'est aussi parce que, depuis 2010, les centrales à charbon et à lignite produisent à moindre coût que les centrales à gaz sont progressivement éjectées du marché.
- **Le plan d'action du 4 décembre 2014**
Pour respecter l'objectif de réduction des GES de 40% à horizon 2020 par rapport à 1990 (programme de gvt d'octobre 2013). Angela Merkel propose une taxe sur les centrales à charbon et à lignite les plus polluantes, composante d'un plan visant à économiser 80 mt de CO2 équivalent. Echec. Les milieux industriels s'engagent à réduire de 22 mt les émissions de 22 mt provenance des centrales au charbon/lignite.
- **L'année 2014 : les émissions de CO2 ont baissé de quelque 2,5 %.**
En première analyse : pour moitié, diminution de la production d'électricité attribuée à la douceur du climat; pour moitié, développement des ENRs.

Augmentation des émissions de CO₂



- Augmentation des émissions CO₂ pour la production d'électricité [9]

Conclusions

- **Un taux de croissance des ENRs conforme aux objectifs en % de la production d'électricité :**
25,3% en 2013; 25,8 % en 2014.
- dont 14,5% pour les sources intermittentes, objectif que la France se promet d'atteindre en 2025
La croissance à venir des ENRs se fera essentiellement avec les sources intermittentes. Le potentiel de croissance des autres sources d'ENRs électriques étant très limité. Ainsi, l'objectif de 40/45% d'électricité d'origine renouvelable en 2025, se traduira par de l'ordre de 25/30 % d'intermittentes.
La priorité de la Commission va au financement des interconnexions pour rendre le marché plus fluide.
- **Mais avec des effets pervers**
Un prix de marché en chute libre: 30 € /MWh en août 2015. Pas de redressement attendu dans les deux/trois ans à venir. Sigmar Gabriel attribue cette évolution à la surcapacité plutôt qu'aux ENRs en particulier.
- **La destruction de valeur**
Chez les quatre producteurs historiques : RWE, Wattenfall, Eon et ENBw.
Les cours de RWE et E.on se sont effondrés.
Wattenfall a mis en vente ses centrales allemandes.
Apparemment acceptée par l'opinion.
- **Incertitudes sur la faisabilité de l'objectif de réduction des émissions de CO2 (surtout dans la perspective de fermeture des 12 GW restant de nucléaire) de 40% d'ici 2020. Ce sera plutôt 33 %.**