

Les programmes de « Transitions énergétiques » en Europe (hors France) État d'avancement, et impact sur le marché de l'électricité¹

1. Le marché de l'électricité : la réalité actuelle

L'Europe nous avait promis une libéralisation du marché de l'électricité conduisant à un marché dynamique et très compétitif : mais l'Europe a aussi fixé des objectifs très ambitieux et contraignants de développement des énergies renouvelables (ENR) électrogènes. Ce n'était possible, compte tenu de leur performances techniques, qu'en mettant en place un régime de faveur radical : l'obligation d'achat à des prix très élevés (du double au décuple) d'une électricité intermittente, ne pouvant être garantie, et nécessitant à la fois un « back-up » (puissance de secours en cas de production faible par manque de soleil ou de vent), et une extension importante des réseaux. Libéral d'un côté, très protégé de l'autre, le mélange est détonnant et le résultat est un marché déprimé, **mais qui reste un marché avec toutes ses contraintes et une réglementation européenne devenue inadaptée !**

Les prix de gros (CWE) sont bas, de 38 à 43 €/MWh alors que le coût complet moyen de production est de 70 à 100 €/MWh en Europe : le marché a nécessairement un problème de liquidités alors même que les centrales « pilotables » ne se construisent plus. Dans le même temps, les prix de détail s'envolent et les progrès sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) stagnent (UK, Allemagne). Les investissements dans les renouvelables, bénéficiant de la niche offerte, se sont envolés, et leur production inonde le marché lors de phases climatiques favorables, mettant à mal la rentabilité de centrales pilotables (gaz en particulier), contraintes de laisser la place et voyant leur taux de charge réduit.

La France est encore relativement protégée, en raison de puissances intermittentes encore limitées et de capacités d'échanges inter frontaliers limitées, mais elle n'échappera pas au phénomène si elle poursuit sa politique. Il est donc essentiel d'observer ce qui se passe ailleurs en Europe et bien sûr, en premier lieu, en Allemagne, avec leur programme de développement des ENRs, le plus important d'Europe.

2. L'Allemagne, leader européen de la transition énergétique

Quatre grandes étapes dans l'évolution allemande :

- En 2000/2002 décision de sortir du nucléaire, les décisions post Fukushima n'ayant fait qu'entériner ce fait,
- Réflexion sur un mix énergétique visant à compenser cet arrêt et à réduire à terme l'usage des énergies fossiles
- Définition d'objectifs de développement des ENR
- Projection sur 2050 : Energy Concept.

The <i>Energiewende</i> : Targets								
	Climate	Renewables		Efficiency				
	Green house gases (vs. 1990)	power	Primary energy consumption	Primary energy	power	Energy productivity	transport	buildings
2020	- 40 %	35%	18%	- 20%	-10%	increase to 2,1%/a	-10 %	Double 1 ---2 % Refurbishment p.a.
2030	- 55 %	50%	30%					
2040	- 70 %	65%	45%					
2050	- 80-95%	80%	60%	- 50%	-25%		- 40 %	

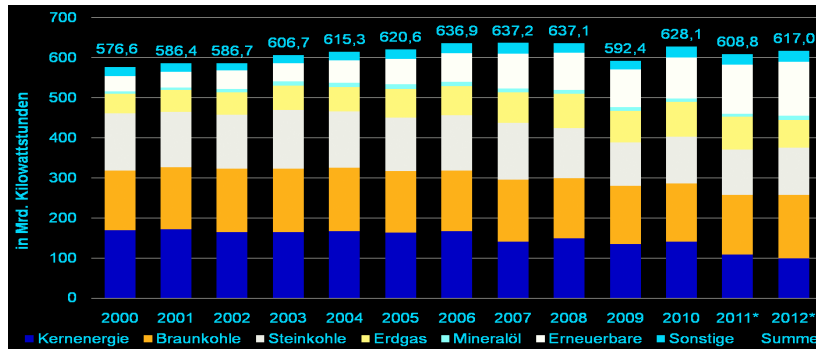
Les grands objectifs de l'Energy concept 2050 (*Energiewende*)

¹ Informations mises en forme par Jean-Pierre Pervès

2.1. Où en sont-ils ?

Leur trajectoire est à peu près respectée, grâce en particulier aux arrêts de nombreuses usines peu efficace et très polluantes en Allemagne de l'Est suite à la réunification (on se réfère pour mesurer les progrès à l'année 1990), mais le plus facile ayant été fait, la situation se tend. La consommation est stable, les fossiles contribuent encore pour 60% à la production d'électricité, avec une croissance du charbon et du lignite aux dépens du gaz qui est devenu plus cher : la réduction des GES n'est donc pas prioritaire.

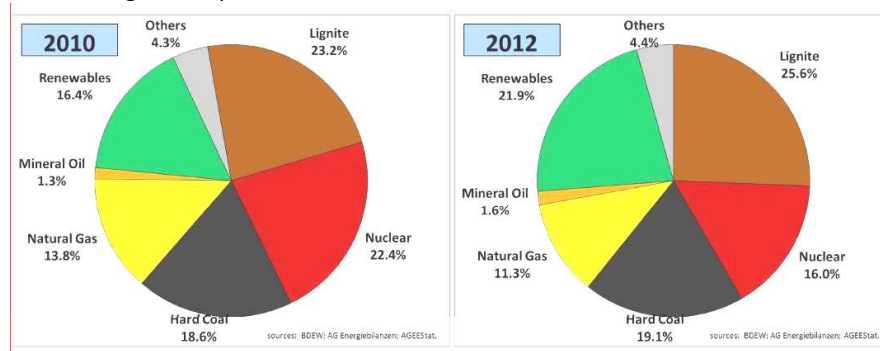
Les ENR électrogènes sont passées de 7 à 20% (dont l'Hydraulique) de 2002 à 2012 pendant que le nucléaire passait de 27 à 16%.



Steinkohle	Houille
Braunkohle	Lignite
Erdgas	Gaz
Siedlungsabfälle	Déchets
Heizöl	Mazout
Pumpspeicher	STEP
Sonstige	autre

Evolution du mix électrique allemand de 2000 à 2012

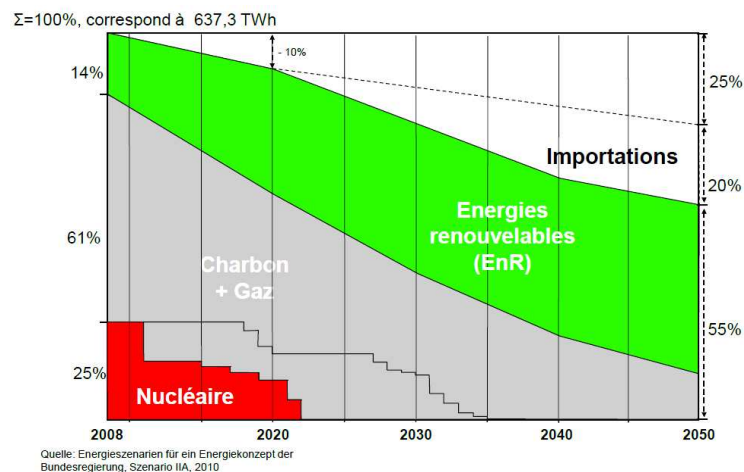
L'examen comparatif des années 2010/2012 montre l'impact post-Fukushima, avec pour conséquence une légère croissance des fossiles et du lignite en particulier.



Evolution 2010/2012 du mix électrique allemand

Les investissements considérables dans l'éolien (30 GW - 7,3% - 45G€) et le solaire (32GW - 4,6% - 90 G€) ne contribuent encore que pour 12% à la production, mais avec un solaire insignifiant en hiver (facteur 6 par rapport à l'été) et un éolien d'autant plus variable qu'il s'est développé surtout dans une seule aire climatique.

L'examen de leur Energy concept 2050 montre le chemin qui reste à accomplir puisque les renouvelables devraient passer de 20 % en 2012 (y compris hydraulique, biogaz, déchets..) à 41%, avec simultanément une baisse de consommation de 25% (mais la population devrait baisser de 80 à 70 millions), et 20% d'importations d'origines inconnues.



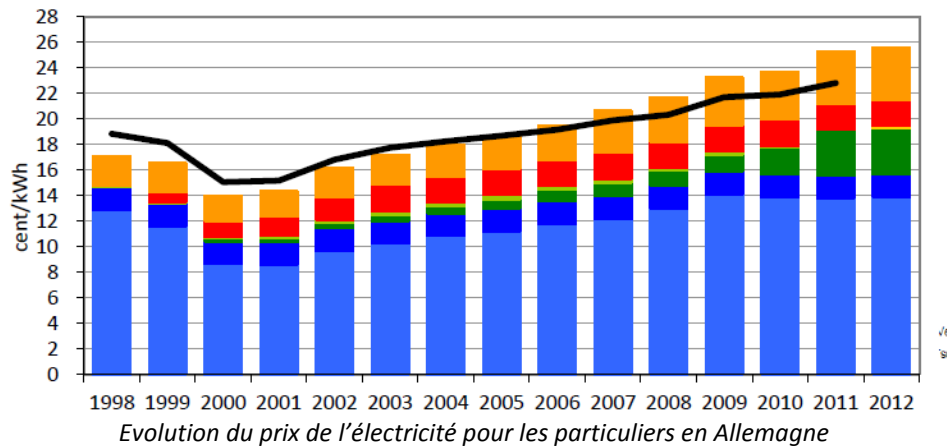
Energy concept 2050

Dans le même temps le pays devrait continuer à améliorer l'habitat avec un taux de rénovation de 2% par an, taux improbable en raison des coûts, alors que ce taux n'est que de 1% actuellement.

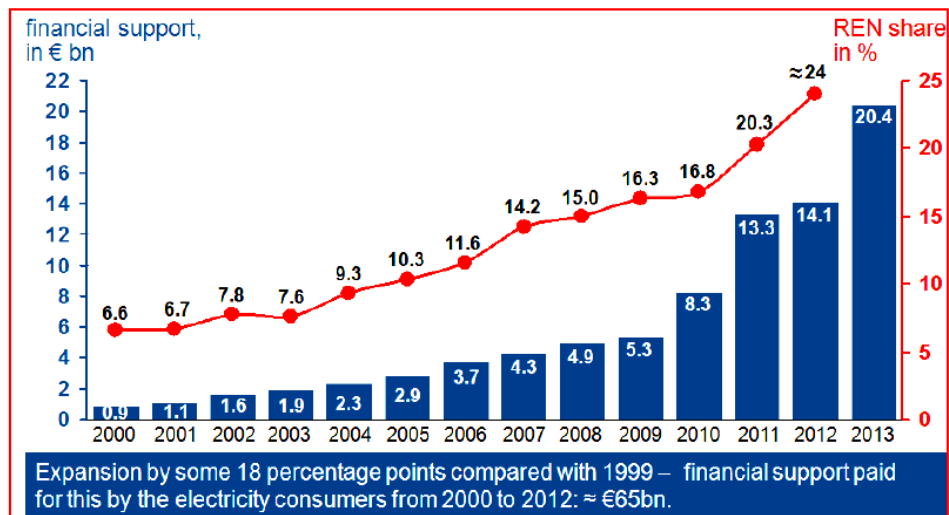
2.2. Contradictions et difficultés

2.2.1. Les coûts

Le coût à payer pour les énergies intermittentes est considérable, en particulier en ce qui concerne le solaire et l'éolien, et devrait automatiquement augmenter car l'obligation d'enlèvement est pour 20 ans. Le prix allemand pour les particuliers est ainsi en 2013 presque deux fois plus élevé qu'en France (seules les industries électro intensives sont protégées)



Cette croissance est pour une large part due à l'envolée du support aux énergies renouvelables, supporté par l'équivalent de la CSPE française (Contribution au service public de l'électricité) :



Soutien financier annuel aux énergies renouvelables

La situation est ainsi la suivante : une surproduction éolienne et solaire provoque un effondrement du marché car les centrales pilotables (charbon, nucléaire, gaz,...) se trouvent privées d'une part leur marché. En conditions extrêmes, la surcapacité est telle que, pour éviter d'arrêter pour des durées courtes leurs centrales pilotables, les producteurs préfèrent fonctionner à perte, voire vendre à un prix négatif². Dans un marché sain les prix négatifs ne seraient bien sûr pas acceptables.

Le prix de marché est ainsi profondément perturbé alors que le support financier aux ENR reste dû et que le client paie un prix toujours plus élevé. C'est ainsi qu'en 2012 le Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ), révélait que la facture des consommateurs allemands d'électricité a représenté un montant record de 20,4 milliards d'euros en ce qui concerne les seules fournitures d'origine renouvelable ; mais, sur ce montant, la part correspondant spécifiquement à la valeur marchande de cette électricité en fonction de son prix sur la Bourse électrique ne représente que 2,9 milliards. Les quelque **17 milliards (17 G€)** de différence correspondent à une subvention aux producteurs, financée par la taxe spécifique à laquelle sont assujettis les consommateurs au titre de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG). Sont taxés surtout les familles (7,2 G€), l'industrie (6,1 G€), le commerce et les services (4 G€) et les services publics (2,4 G€), les industries électro intensives en ayant été dispensées (15% de l'électricité).

Cette envolée des coûts, devrait se poursuivre en 2014 (hausse de 20% ?), sauf changement du système d'aide aux ENR suite aux élections (baisse des aides, prix plus élevés pour l'industrie ?).

² Pour la première fois en cinq ans, selon Bloomberg, les prix négatifs sur la Bourse de l'électricité ont concerné non seulement les prix infra-journaliers, mais aussi ceux fixés la veille pour livraison le lendemain. Ils ont atteint - 15 euros le mégawattheure (MWh) à certaines heures. Quant aux prix infra-journaliers, ils se sont effondrés à - 473 euros entre 7 et 8 heures du matin du 25 décembre

Des discussions sont engagées en Allemagne sur les évolutions à apporter au régime d'aide : les prix fixes d'achat pourraient par exemple être abandonnés et remplacés par un supplément au dessus du prix de marché pour mieux tenir compte de celui ci.

2.2.2. Les coûts cachés

L'éolien étant au nord et le solaire au sud, un développement important des réseaux sera nécessaire à brève échéance. Dans le plan glissant à dix ans, avec les puissances programmées, il faudrait investir :

- 20 G€ dans les liaisons nord/sud³
- 20 G€ dans les liaisons offshore⁴
- 20 G€ dans la distribution HT/BT pour distribuer les deux énergies éolienne et solaire⁵.

Ces investissements devraient ajouter 30 à 40 € par MWh. Cela sera-t-il acceptable pour le public ?

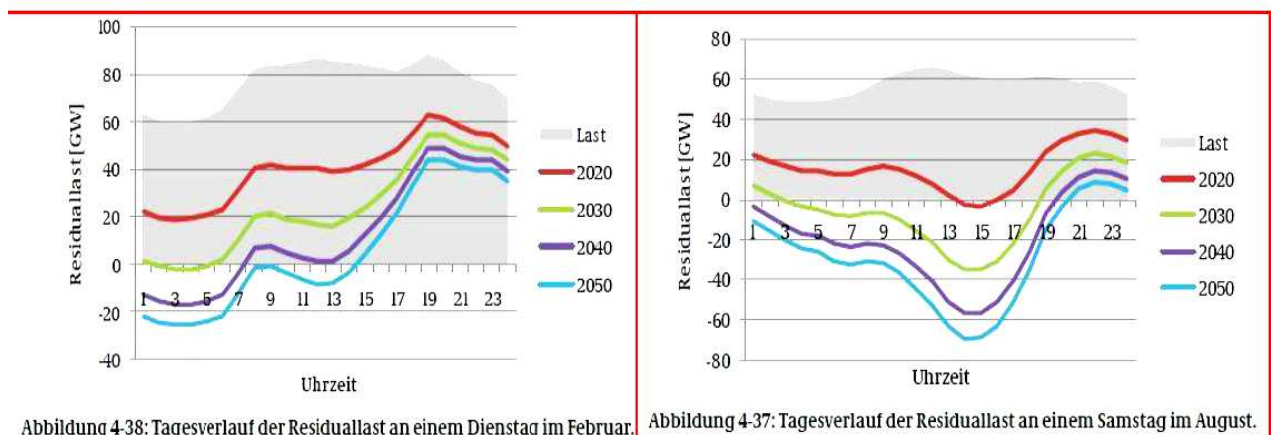
En ce qui concerne les puissances de réserve en cas de production ENR faible, l'Allemagne prévoit de conserver une puissance fossile supérieure à la puissance maximale appelée⁶. Se pose alors la question de leur taux de charge et de la solidité économique des grandes compagnies traditionnelles⁷. Certaines d'entre elles ont déjà décidé de mettre sous cocon des centrales à gaz récentes, désormais peu compétitives par rapport aux centrales à charbon (baisse du prix du charbon exporté par les USA qui le remplacent par du gaz de schiste plus rentable).

2.2.3. L'intermittence

Comme en France, la gestion de l'intermittence n'a pas encore été pleinement perçue. Des études commencent cependant à en apprécier les risques. Une étude d'impact des intermittences sur une journée d'hiver et d'été montre que, déjà aujourd'hui en été, elles peuvent dépasser à elles seules les consommations et qu'il en sera de même dès 2030 en plein hiver.

Intermittency : long term simulations from DENA

Increasing constraints : the residual load (consumption less intermittent generation) becomes more and more often negative weekday in February / Saturday in August



La gestion des réseaux ne sera alors possible que si l'Allemagne pouvait se débarrasser de son surplus vers les pays limitrophes, orienter la production vers des stockages (probablement seulement horaires ou journaliers) ou une production d'hydrogène dont la réalisation devra être financée.

2.2.4. Un revers industriel

Si l'Allemagne a pu tirer son épingle du jeu pendant quelques années grâce à l'avance prise et une position forte sur la fabrication des machines de production de panneaux solaires (vendues aux Chinois !), elle est aujourd'hui confrontée à une vive concurrence de l'Extrême Orient dans le commerce des panneaux (Chine en particulier) et à la gestion de sa bulle photovoltaïque.

³ Netzentwicklungsplan 2013

⁴ Offshore Netzentwicklungsplan 2013

⁵ DENA study 12/2012

⁷ Sur un plan financier la Business unit « Fossil fuel generation » de Siemens a vu son profit baisser d'un tiers de 2011 à 2012 (soit de 2837 à 1993 M€), pour une production plus élevée de 10%.

Année	2009	2010	2011	2012
Prévision MW	1500	1700	1900	3500
Réalisation MW	3802	7378	7485	7600

Comparaison de la puissance crête installée (MW) annuellement de 2009 à 2012 à la puissance programmée

L'industrie locale vendait globalement encore 11 GW de solaire en 2011, 7 GW en 2012, ce sera environ 6 GW en 2013. SMA Solar, leader mondial des onduleurs voit son marché s'effondrer de 45% en 2013 par rapport à 2012. La perte d'emplois s'élève à environ 100.000.

2.2.5. L'organisation territoriale

Dans le cadre du débat sur la transition énergétique en France, il a été suggéré que la gestion de l'énergie soit largement décentralisée au bénéfice des régions ou territoires. Il est intéressant d'examiner les conséquences d'une telle orientation en Allemagne : le tableau ci-dessous montre les écarts entre les visions moyen et long termes (10 et 20 ans) au niveau national (B : vision fédérale) et à celui des Länder (C : vision des Länder). On peut en particulier s'interroger sur la pertinence de régionaliser les grands réseaux, gaz et électricité, dont la permanence et la souplesse doit être assurée, mais également sur le futur de la péréquation tarifaire si l'obligation d'achat et/ou le prix d'achat imposé étaient soit réduits soit supprimés.

Il y a également un écart significatif entre l'objectif fédéral de réduire de 10% la consommation d'électricité d'ici 2020 alors que le secteur (TSO Transmission System Operator et BNA Federal Network Agency) prévoit une stabilité jusqu'en 2034.

Tabelle 1: Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten

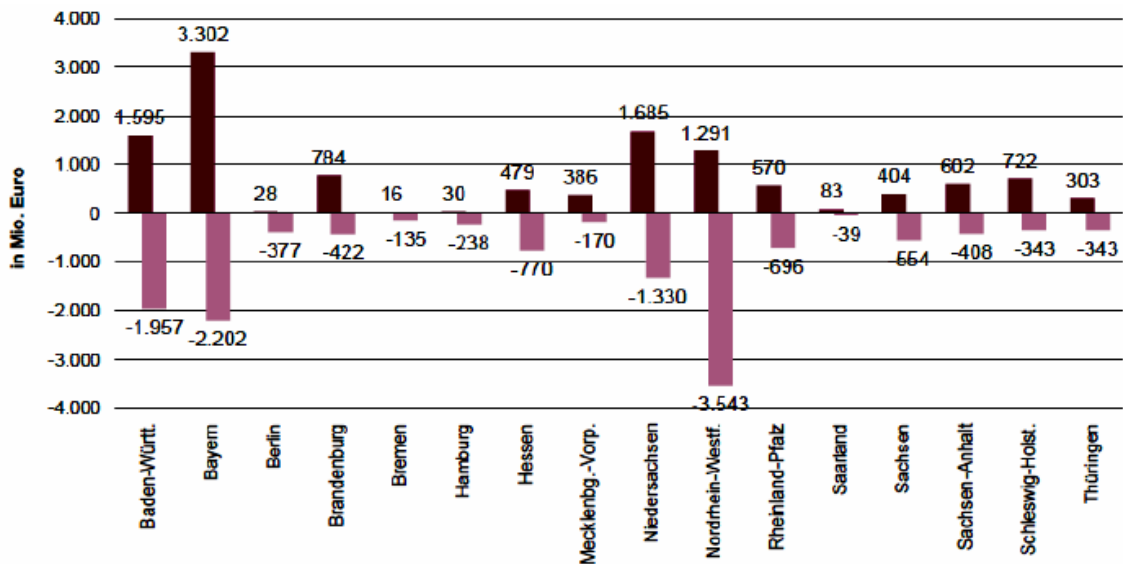
Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A2024	Szenario B2024	Szenario B2034	Szenario C2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	16,0	15,4	11,3	15,4
Steinkohle	25,1	26,5	25,1	18,5	25,1
Erdgas	27,9	23,4	30,5	40,1	30,5
Mineralölprodukte	3,9	1,7	1,7	1,0	1,7
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	10,5	10,5	10,5	10,5
Sonstige	4,0	3,5	3,5	2,4	3,5
Konv. Kraftwerke gesamt	100,3	81,7	86,7	83,8	86,7
Wind (onshore)	31,1	46,8	50,4	67,1	89,5
Wind (offshore)	0,3	10,2	12,8	22,4	16,1
Photovoltaik	32,9	56,8	58,3	61,3	57,9
Biomasse	5,6	8,3	8,6	9,4	7,9
Wasserkraft	4,4	4,5	4,8	5,0	4,1
Sonstige reg. Erzeugung	0,6	0,4	0,5	0,4	1,3
Summe reg. Erzeugung	74,9	127,0	135,5	165,7	176,7
Summe Erzeugung	175,2	208,7	222,2	249,5	263,4

Quelle: BNetzA, ÜNB, FNB

Comparaison des puissances installées en 2012 (référence), 2024 et 2034 (B : vision fédérale et C vision des Länder)

2.2.6. Transferts sociaux

Socialement, le développement des énergies renouvelables se caractérise par un transfert de richesse des riches (exemple panneaux solaires sur des villas en Bavière) vers les pauvres qui s'est considérablement amplifié depuis 2004, le poids de la subvention ayant cru de 0,18 à 0,9% de leurs revenus pour ceux qui ont un revenu mensuel de 1000 €, au bénéfice des propriétaires d'ENRs. Dans le même temps les transferts régionaux se sont accentués :



Equilibre des échanges entre régions en Allemagne en 2011

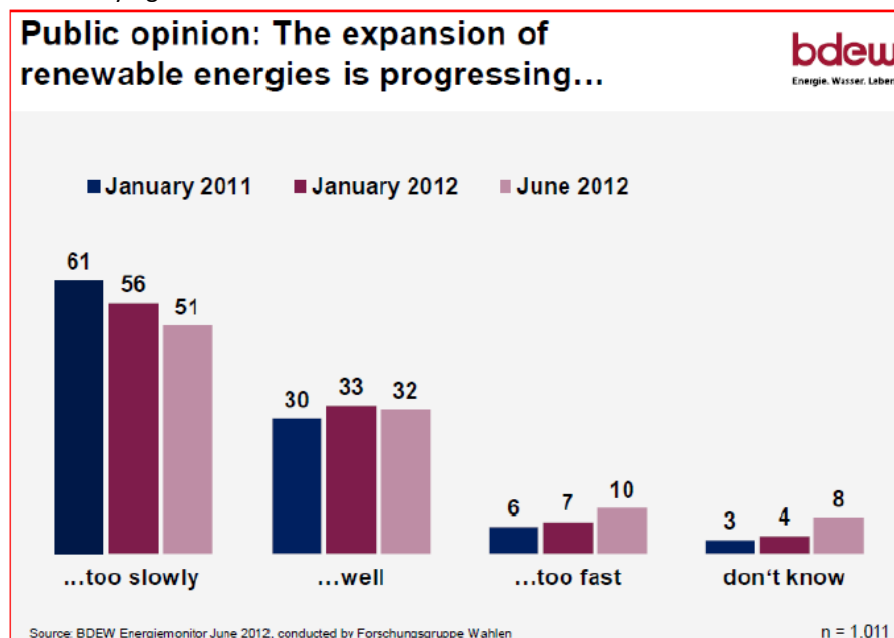
On voit ainsi sur le tableau ci-dessus que la Bavière, land le plus riche, a bénéficié d'une balance positive de ses échanges de 1,1 milliards en 2011, grâce en particulier au solaire, déséquilibre qui ne pourra qu'augmenter sensiblement dans les prochaines années et durer 15 à 20 ans.

Le système bénéficie également de manière considérable aux agriculteurs, grâce aux éoliennes et aux installations solaires, renforçant ainsi la compétitivité des produits agricoles sur le marché européen, grâce à ces aides indirectes.

2.2.7. L'opinion publique

On pourrait penser que l'opinion publique s'inquiéterait de ces évolutions, mais force est de constater qu'une information bien maîtrisée par les partisans des énergies renouvelables, un langage peu courageux au niveau de l'État et des « inquiets » qui restent peu audibles font que l'évolution des opinions, bien que réelle, est encore modeste, le pays restant fondamentalement opposé au nucléaire.

Par ailleurs la multiplication des intérêts locaux, le nombre considérable d'investisseurs impliqués, a généré un groupe très puissant et actif de lobbying au bénéfice de ENRs.



Une évolution commence cependant à inquiéter les opérateurs et les promoteurs du business model des ENRs : des consommateurs s'orientent vers l'auto génération et l'autoconsommation, alors que les prix de détail s'établissent à 287 €/MWh. Ils pourraient ainsi échapper au système de distribution.

Globalement l'augmentation du coût de l'électricité est cependant moins sensible dans un pays qui a des coûts inférieurs de logements ; l'opacité de l'information fait que les réseaux de distribution sont accusés de tous les maux, et le gouvernement n'a pas explicité ses intentions : wait and see !

3. Quelques autres expériences nationales de transition énergétique

3.1. Espagne

Leur situation correspond à celle d'un accident macro économique majeur :

- Baisse de la demande d'électricité
- 39 GW d'ENRs et un appel toujours important au charbon
- Spirale de dette : déficit cumulé du secteur électrique : 7,5 milliards en 2007 et 26,1 milliards en 2012 (dont 5,6 milliards de plus sur l'année 2012)
- Rentabilité des cycles combinés très dégradée : 25% de la production en 2009/2010 et 10% en 2012/2013 (taux d'utilisation 14%)
- Risques de sortie du système (vers l'autoconsommation du photovoltaïque)

3.2. Italie

Une situation similaire à l'espagnole se profile :

- Forte augmentation des puissances installées avec + 30 GW de CCGT (cycles combinés gaz turbine) et plus de GW de photovoltaïque
- Demande en baisse suite à la crise économique : pointe 54 GW pour une capacité totale de 130 GW.
- Les subventions disponibles (Conto Energia) sont totalement absorbées → blocage.
- Décision de maintenir les engagements pris pour l'existant (au contraire de l'Espagne) mais
 - Nécessité d'un marché de capacités (à payer)
 - Et risque de sortie du système

3.3. Grande Bretagne

Une politique plus réaliste et une meilleure analyse de la situation :

- Un réel besoin de nouvelles capacités suite au programme de déclassement d'anciennes centrales (charbon et nucléaire).
- Ambition affichée de décarboner, et de renforcer la sécurité d'alimentation.
- Décision d'établir un prix plancher pour le CO₂.
- Négociation de contrats avec garanties long terme pour les nouveaux investissements (ENRs, nucléaire)

Une incertitude : compatibilité du système avec les réglementations européennes.

3.4. Situation d'ensemble de l'Europe

La situation se tend progressivement avec la tendance à la baisse des centrales pilotables et la montée des énergies intermittentes. Sur environ 200 GW de centrales thermiques conventionnelles, environ la moitié est désormais à cash-flow négatif, des dizaines de GW devraient être déclassés, notamment des cycles combinés gaz récents et à haut rendement, dont la souplesse d'exploitation est intéressante en réponse à la variabilité des ENRs intermittentes (concurrence d'un charbon redevenu compétitif et de l'électricité intermittente subventionnée).

4. Conclusion

Une modification profonde du marché de l'électricité est en cours, alors que les règles établies, qu'elles soient nationales ou européennes, sont devenues en partie inadaptées. Les risques de dérapage des prix et de fragilisation des réseaux sont évidents, mais il semblerait que les gouvernements n'en aient pas pris conscience ou se trouvent trop liés aux lobbies pro-renouvelables.

- Le signal prix CO₂ est insignifiant (5€/tCO₂) mais à 20/40 il poserait des problèmes de compétitivité. Une forte opposition de la Pologne et de l'Allemagne est probable au niveau européen.
- La baisse du prix du charbon américain, concurrencé par le gaz de schiste, donne des signaux pervers.
- Faudrait-il redonner une logique au marché plutôt que de poursuivre un régime de subventions par pays ?
- Ne pas subventionner des produits sur étagères (venant de Chine)
- Le marché de capacité apparaît au second rang des préoccupations liées au déséquilibre actuel : 3 h de délestage par an est acceptable et une pointe de prix de 20 k€/MWh sur des temps très courts l'est également.
- Plutôt qu'un marché de capacité européen, il pourrait être raisonnable de disposer de goulots d'étranglement transfrontaliers, laissant à chaque pays la responsabilité de ses excès ou de ses manques, tout en maintenant des échanges raisonnables tout au long de l'année. Le coût d'un grand réseau européen « pardonnant » pour tous sera hors de prix et pèsera sur la compétitivité de l'Europe.
- Les opérateurs historiques, mal en point, devraient être soutenus.

La concurrence ne peut s'établir que sur le coût réel de l'électricité, incluant transport ou back-up, sinon l'Europe risque de se diriger vers une impasse.