
Le tournant énergétique allemand : année N+2

Michel Cruciani

Juillet 2013

The Institut français des relations internationales (Ifri) is a research center and a forum for debate on major international political and economic issues.

Headed by Thierry de Montbrial since its founding in 1979, Ifri is a non-governmental and a non-profit organization.

As an independent think tank, Ifri sets its own research agenda, publishing its findings regularly for a global audience.

Using an interdisciplinary approach, Ifri brings together political and economic decision-makers, researchers and internationally renowned experts to animate its debate and research activities.

With offices in Paris and Brussels, Ifri stands out as one of the rare French think tanks to have positioned itself at the very heart of European debate.

*The opinions expressed in this text
are the responsibility of the author alone.*

ISBN: 978-2-36567-185-9
© All rights reserved, Ifri, 2013

IFRI
27, RUE DE LA PROCESSION
75740 PARIS CEDEX 15 – FRANCE
Tel: +33 (0)1 40 61 60 00
Fax: +33 (0)1 40 61 60 60
Email: ifri@ifri.org

IFRI-BRUXELLES
RUE MARIE-THERESE, 21
1000 – BRUSSELS – BELGIUM
Tel: +32 (0)2 238 51 10
Fax: +32 (0)2 238 51 15
Email: info.bruxelles@ifri.org

WEBSITE: ifri.org

Synthèse

Au terme d'une décennie marquée par le décollage des énergies renouvelables sur son sol, l'Allemagne a décidé en 2010 de leur accorder la prééminence, et d'accomplir simultanément un effort exemplaire en matière d'efficacité énergétique et de réduction des rejets de gaz à effet de serre. Le caractère audacieux de cette politique a été accentué par le "tournant" pris en 2011, après l'accident de Fukushima, avec le choix d'un renoncement à l'énergie nucléaire.

Au vu des premiers résultats pour l'année 2012, l'Allemagne semble en passe de tenir son objectif national, consistant à atteindre 18 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie en 2020, et elle est bien placée pour faire régresser la consommation d'électricité conformément à sa cible, soit une baisse de 10 %. Elle respectera également ses engagements en matière d'émissions de gaz à effet de serre, aussi bien au plan international qu'au plan communautaire ; en revanche l'atteinte de l'objectif qu'elle s'est fixé en propre, soit une réduction de 40 % d'émissions en 2020, apparaît plus difficile à tenir, selon les tendances récentes. De même, on voit mal comment elle pourra réduire la consommation totale d'énergie de 20 % à l'horizon 2020 (par rapport à 2008) ou faire passer les sources renouvelables dans la production d'électricité au-dessus de la barre de 35 %.

La réussite de ce dernier objectif est largement tributaire des renforcements de réseaux, aussi bien pour le transport à grande distance que pour la distribution locale ; il n'est pas sûr le retard pris sur ces deux terrains puisse être comblé avant 2020, malgré les ajustements législatifs rapides qui ont été obtenus. En privilégiant les sources à caractère intermittent, éolien et photovoltaïque, l'Allemagne se heurte en outre à la difficulté de devoir gérer les fluctuations fréquentes de leur production. La réponse à long terme proviendra du stockage de l'électricité, mais, malgré les efforts considérables en recherche et développement, les technologies nécessaires ne seront sans doute pas disponibles à grande échelle avant la fin de la décennie. Ces efforts pourront apporter cependant des atouts intéressants à l'industrie allemande dans des secteurs à fort potentiel, comme le véhicule électrique.

Un autre facteur de ralentissement menace le développement de l'électricité d'origine renouvelable : le coût du dispositif promotionnel en vigueur. Ce coût a jusqu'ici été supporté par les consommateurs domestiques et les petites entreprises, la grande

industrie en étant mise à l'abri. Mais la montée spectaculaire de la charge suscite des critiques de plus en plus nombreuses. Des retouches au système actuel paraissent inévitables après les élections fédérales du 22 Septembre 2012 ; leur impact sur le rythme de croissance de la production d'électricité d'origine renouvelable demeure inconnu. Ce secteur bénéficie pour l'instant d'une image positive en raison des emplois qu'il aurait créés ; ces emplois vont de plus en plus dépendre des débouchés à l'exportation, et la mésaventure de la filière photovoltaïque montre les incertitudes que cette perspective soulève. Le secteur des énergies renouvelables conserve toutefois un atout majeur : il a su structurer des voies de financement à la fois solides et peu onéreuses.

Une telle facilité de financement semble inaccessible à la plupart des autres pays européens. Cette situation illustre une facette particulière du dossier : le développement de l'électricité d'origine renouvelable en Allemagne va aussi dépendre des réactions des autres Etats européens. Ces derniers sont touchés physiquement par l'arrivée massive du courant de source éolienne ou photovoltaïque produit en Allemagne et économiquement par les perturbations qu'elle engendre sur les marchés de gros. Leurs réponses sont pour le moment mal coordonnées par la Commission Européenne, qui semble prise au dépourvu par la mise en place de mécanismes de capacité, par exemple, dans certains pays, ou par les demandes de refonder le modèle de marché.

Sommaire

INTRODUCTION	4
LES OBJECTIFS ET LA TRAJECTOIRE ACTUELLE	6
Rappel historique.....	6
La réduction des consommations d'énergie primaire	8
La réduction de la consommation brute d'électricité	11
La réduction de la consommation d'énergie dans les transports	12
La réduction des émissions de CO ₂	13
La part des énergies renouvelables.....	19
L'électricité de source renouvelable.....	21
Dimension européenne	21
LE DEVELOPPEMENT DE L'ELECTRICITE D'ORIGINE RENOUELABLE :	
ASPECTS TECHNIQUES.....	24
Prospective.....	24
Extension et renforcement des réseaux	26
Gestion de l'intermittence.....	28
L'orientation industrielle	32
LE DEVELOPPEMENT DE L'ELECTRICITE D'ORIGINE RENOUELABLE :	
ASPECTS ECONOMIQUES	34
La promotion de l'électricité de sources renouvelables	34
Electricité de sources renouvelables et prix du courant.....	38
Le débat public sur le prix du courant.....	43
Emplois et bénéfices économiques.....	47
Le financement du tournant énergétique	48
La dimension européenne	51
CONCLUSION : LE TOURNANT ENERGETIQUE ALLEMAND, MODELE OU	
CONTRE-EXEMPLE ?.....	55
SOURCES	57

Introduction

Le 30 Juin 2011, le parlement fédéral allemand adoptait à une majorité écrasante un texte de loi entérinant la fermeture accélérée du parc nucléaire sur l'ensemble du pays, et renforçant les orientations antérieures relatives à la diminution des consommations d'énergie, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et au développement des sources renouvelables. L'évolution engagée ne pourra être pleinement appréciée que sur le long terme, compte tenu de l'inertie propre aux grands systèmes énergétiques et des ajustements en cours ; la prochaine échéance au regard des objectifs chiffrés est prévue en 2020.

Cependant, plusieurs facteurs incitent à suivre attentivement les premières conséquences de ce "tournant énergétique". En premier lieu, la santé économique insolente de l'Allemagne dans une Europe affectée par une crise gravissime, ainsi que le poids politique acquis par le pays, en raison des difficultés qui affectent plusieurs de ses voisins, rendent plus brûlante l'interrogation apparue dès 2011 : cette politique énergétique va-t-elle affaiblir le pays ou procurer un nouveau stimulant à sa croissance ? En deuxième lieu, plusieurs pays européens ont amorcé à leur tour une "transition énergétique", pour des raisons parfois différentes de celles qui ont animé l'Allemagne, mais impliquant aussi des changements profonds : il semble donc utile d'observer les travaux en cours sur l'autre rive du Rhin, afin d'en tirer quelques enseignements. En dernier lieu, la recomposition en cours dans l'énergie allemande exerce une influence sur le fonctionnement du secteur énergétique des pays limitrophes : analyser les tendances à l'œuvre facilite l'ajustement de ces pays, voire une coordination sous l'égide de l'Union Européenne.

La présente étude s'ouvre par un rappel des objectifs du "tournant énergétique" et par l'énoncé des résultats chiffrés connus à ce jour. La suite de l'étude se concentre sur l'électricité. Ce choix se justifie par le fait que l'intégration du système électrique européen propage rapidement toute décision, fût-elle en apparence isolée. Or, si le gouvernement allemand s'est montré prudent sur les cibles concernant les autres énergies, il a retenu des objectifs ambitieux pour la part de l'électricité qui devra provenir de sources renouvelables ; les conséquences pour les pays riverains invitent donc à l'analyse des mouvements en cours en Allemagne. Le second chapitre aborde les aspects techniques et le troisième chapitre se penche sur la facette économique du dossier. Chaque chapitre évoque les difficultés rencontrées, les dispositions en œuvre pour leur traitement et les bénéfices escomptés, si les obstacles sont

franchis. La conclusion esquisse quelques uns des enseignements de portée générale pour toute transition énergétique.

La très brève période d'observation sur laquelle porte l'étude, moins de deux ans, confère un caractère fragile à ses commentaires ; il faut les prendre comme des éléments à intégrer dans la réflexion et non pas comme des résultats définitifs. D'autres analyses pourront utilement compléter, contester ou étayer les apports des pages qui suivent ; elles seront fort précieuses. Pour nourrir ces pages, les sources d'information officielles ont été privilégiées, afin que les indications, et notamment les données chiffrées, puissent être vérifiées et discutées en tant que de besoin ; un large éventail a été recherché, afin de favoriser les recoupements et d'étendre la gamme des sujets traités.

L'auteur remercie par avance tous les lecteurs qui auront à cœur de formuler des remarques sur le contenu des pages qui s'ouvrent ici.

Les objectifs et la trajectoire actuelle

Rappel historique

Le paysage énergétique allemand résulte de trois évolutions législatives majeures, dont chacune reflète l'équilibre des forces politiques de son époque.

La "modernisation écologique" du secteur de l'énergie a été promue par un gouvernement issu d'une alliance entre le parti social-démocrate (SPD) et le parti écologiste, la coalition "rouge vert". Elle comprend :

- La loi sur les énergies renouvelables, dite loi EEG (*Erneuerbare Energien Gesetz* du 29 Mars 2000), qui crée un cadre favorable à la production d'électricité d'origine renouvelable, en sécurisant les investissements grâce à un tarif d'achat garanti sur 15 à 20 ans, avec un prix connu à l'avance. Le surcoût au regard du prix du marché est répercuté sur le consommateur final.
- La loi instaurant une écotaxe sur l'énergie.
- La loi de sortie du nucléaire (*Atomausstieg*, votée le 22 Avril 2002, amendant la loi-cadre sur l'énergie nucléaire, *Atomgesetz*), qui fixe un plafond à la production cumulée des 19 réacteurs en service et prévoit que le dernier réacteur nucléaire serait arrêté en 2021.

Le parti chrétien démocrate (CDU) a déploré cette fermeture anticipée. Il revient au pouvoir en 2005, mais au sein d'une "grande alliance" avec le SPD, qui lui lie les mains sur ce dossier. La percée du parti libéral (FDP) aux élections de 2009 permet un renversement d'alliance. Cependant, la chancelière Angela Merkel est consciente de la popularité du parti écologiste, qui atteint des scores remarquables lors des élections régionales. Elle se prononce en faveur d'un plan d'ensemble, la "trame énergétique" (*Energiekonzept*,

approuvé par le Bundestag¹ le 29 Octobre 2010). Cette loi fixe des objectifs extrêmement ambitieux jusqu'à l'horizon 2050 en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre et développement des énergies renouvelables. Pour atteindre ces objectifs, on prolongera la durée de vie des centrales nucléaires de 8 à 14 ans, selon leur âge, au-delà de 2021, ce qui fournit à la fois :

Une source de revenus, par le biais d'une taxe sur le combustible nucléaire et d'une contribution au fonds "Energie et Climat", qui servira à stimuler le développement des énergies renouvelables.

Une production d'électricité décarbonée, dont la préservation reste nécessaire jusqu'à l'arrivée à maturité des énergies renouvelables.

Cependant, les sondages et les élections partielles soulignent que l'allongement de la durée de production des centrales nucléaires est impopulaire. La chancelière comprend que cette décision rendra impossible une coalition gouvernementale avec le SPD ou les Verts après les élections législatives de 2013. En Mars 2011, l'accident de Fukushima lui permet de faire marche arrière. S'appuyant sur l'émotion suscitée par cette catastrophe, Mme Angela Merkel annonce l'arrêt immédiat des 8 réacteurs nucléaires les plus anciens et la fermeture anticipée des 9 autres d'ici 2022. Néanmoins, les objectifs décidés en 2010 ne sont pas modifiés ; la cible relative à la part des énergies renouvelables est même rendue contraignante pour le gouvernement fédéral. L'abandon accéléré de la production nucléaire nécessite de remanier de nombreux textes législatifs ou réglementaire régissant le secteur électrique ; ce "paquet législatif" (*Gesetzpaket*) est traité en quelques mois. L'année 2011 marque donc un réel "tournant énergétique" (*Energiewende*).

A travers ce rappel historique on comprend pourquoi la nouvelle politique énergétique allemande est parfois qualifiée de gigantesque pari. En effet, les lois de 2000 et 2002 ont favorisé le décollage des énergies renouvelables, mais elles n'ont pas véritablement préparé la sortie de l'énergie nucléaire. Le tournant de 2011 amène à se priver d'une production électrique décarbonée avant que la relève par d'autres sources non émettrices de CO₂ soit prête, et à amputer les revenus disponibles pour faciliter la transition, en réduisant les recettes provenant du parc nucléaire.

La nouvelle politique énergétique allemande vise toujours les objectifs arrêtés en Octobre 2010, qui sont rappelés dans le tableau 1:

¹ Bundestag : chambre basse du parlement fédéral, où siègent les députés.

Tableau 1 - Les objectifs de politique énergétique allemandeⁱ

	2020	2030	2040	2050
Réduction de la consommation d'énergie primaire (par rapport à 2008)	- 20 %			- 50 %
Réduction de la consommation brute d'électricité (par rapport à 2008)	- 10 %			- 25 %
Réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur des transports (par rapport à 2008)	- 10 %			- 40%
Réduction des émissions de CO ₂ (par rapport à 1990)	- 40 %	- 55 %	- 70 %	- 80 - 95 %
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale	18 %	30 %	45 %	60 %
Part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation brute d'électricité	35 %	50 %	65 %	80 %

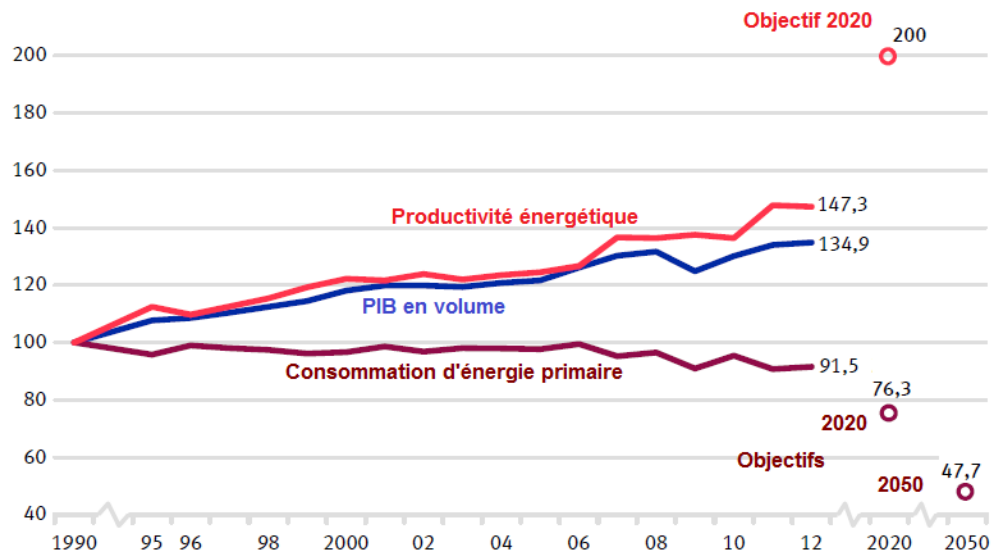
La réduction des consommations d'énergie primaire

Toutes les présentations officielles soulignent l'importance accordée à l'objectif de réduction des consommations, et les représentants du gouvernement fédéral rappellent souvent que la réussite sur ce critère conditionne l'atteinte des autres objectifs. Le diagramme ci-dessous met en évidence le volontarisme de la réduction fixée pour les consommations d'énergie primaire. Pour atteindre l'objectif 2020, la consommation d'énergie primaire devrait baisser de 2,2 % par an, alors que la tendance enregistrée entre 2006 et 2012 avoisinait 1,5 % par an. En outre, si la croissance du PIB se poursuivait au rythme constaté depuis 2006, soit 2,4 % en moyenne annuelle sur les six dernières années, la productivité énergétique² devrait être améliorée de 3,9 % par an entre 2012 et 2020, contre 2,4 % par an observée entre 2006 et 2012.

² La productivité énergétique mesure le volume de Produit Intérieur Brut dégagé par unité d'énergie consommée. Il s'agit de l'inverse de l'intensité énergétique, qui évalue l'énergie consommée par unité de PIB.

Au-delà de 2020, le facteur démographique jouera un rôle pour faciliter l'évolution souhaitée, mais ce rôle restera modeste. Entre 2020 et 2050, les projections démographiques prévoient que la population diminuera d'environ 0,4 % par an, soit une baisse de 9,3 millions d'habitants ; cependant il faudra que les consommations d'énergie primaire diminuent de 1,6 % par an pour que l'objectif soit respecté.

Figure 1 - Evolution des consommations d'énergie primaireⁱⁱ



La réduction visée pour l'ensemble des énergies primaires semble drastique (-20 % en 12 ans), alors qu'une pente moins accentuée est prévue pour la consommation d'électricité et pour celle de l'énergie dans les transports (une diminution de 10 % sur la même période). L'essentiel de l'effort portera donc sur les secteurs du bâtiment et de l'industrie ; or l'analyse de ces deux secteurs, telle qu'elle a été récemment menée à l'IDDRIⁱⁱⁱ, conduit à une dose de scepticisme sur la possibilité d'atteindre la baisse souhaitée :

- Dans le bâtiment, les normes applicables au logement neuf sont sévères et bien respectées. Cependant, le rythme de renouvellement du bâti reste très lent (moins de 1 % par an). En conséquence, le parc existant constitue le principal gisement d'économies, mais ce gisement ne peut être exploité qu'à l'aide de soutiens financiers lourds. Le gouvernement allemand vise une rénovation profonde de 2 % par an des bâtiments existants d'ici 2050, soit un doublement du rythme actuel. Malgré la remarquable efficacité du dispositif créé autour de la

KfW³ et une bonne sensibilisation des ménages, une telle performance appellera aussi un quasi doublement des aides attribuées. Parmi les facteurs de doute, on peut craindre que la possibilité d'obtenir un appoint financier pour une rénovation partielle incite à un "écrémage" des seules opérations immédiatement rentables, les autres sources d'économie étant perdues car, prises isolément, leur temps de retour sur investissement devient excessif. A titre de comparaison, la consommation du secteur résidentiel allemand a diminué de 21 % en 17 ans (1991-2008), alors que la période a bénéficié d'investissements considérables dans la réhabilitation des logements de l'ex-RDA. De ce fait, l'Agence internationale de l'Energie estime improbable l'atteinte de l'objectif 2020^{iv}. Notons par ailleurs que la chaleur consommée dans les bâtiments provient pour 75 % de gaz et de produits pétroliers en utilisation directe et pour 11 % de chauffage urbain, dont une partie est elle-même issue de combustibles fossiles. L'électricité ne concourt qu'à hauteur de 6 % au chauffage et à la production d'eau chaude dans les secteurs résidentiels et tertiaire^v.

- Dans l'industrie, l'efficacité énergétique a progressé de 24 % entre 1991 et 2008, un bon résultat qui s'explique essentiellement par les actions spontanées des chefs d'entreprise pour réduire le coût de leur poste "énergie". Celui-ci s'est trouvé majoré par une fiscalité écologique significative à partir de 2000 et par l'introduction des quotas de CO₂ en 2005. Les politiques publiques ne semblent guère avoir pesé sur les décisions des dirigeants. Pour la période à venir, le bas prix du quota et les dérogations fiscales accordées aux entreprises au nom de leur compétitivité atténuent l'incitation à investir dans les économies d'énergie.

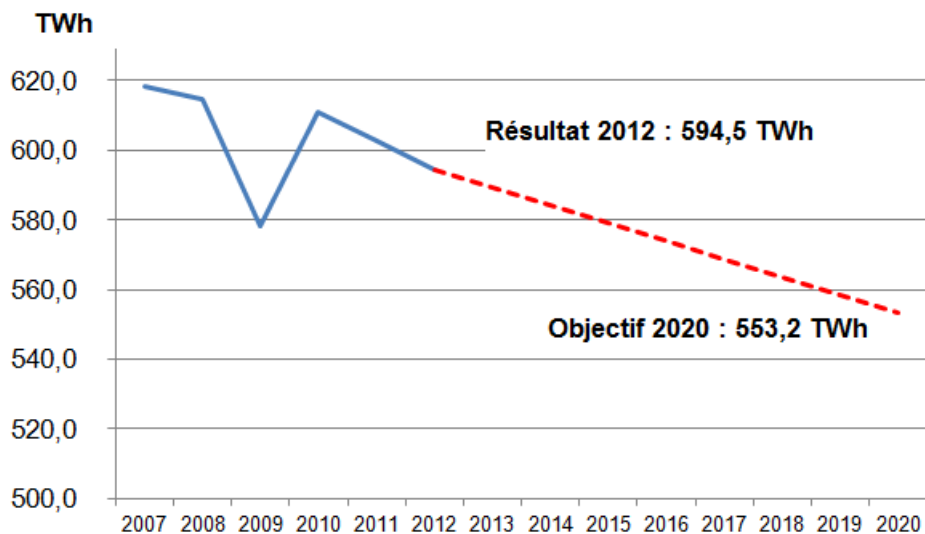
Pour stimuler les progrès dans ces deux secteurs, l'Allemagne pourrait mettre en place prochainement la formule des Certificats d'Economie d'Energie (ou certificats blancs) expérimentée avec un certain succès en France. Le lancement des compagnies de services énergétiques (ESCOs), jouant un rôle de tiers investisseur, a connu en revanche une expansion plus soutenue en Allemagne qu'en France, mais leur influence demeure encore modeste.

³ Dans la suite du texte, le sigle KfW désignera le Kreditanstalt für Wiederaufbau Bankengruppe, ou Banque de la Reconstruction, banque publique dont le capital est détenu à 80 % par l'Etat fédéral et 20 % par les Länder, que l'on peut comparer à la Caisse des Dépôts en France.

La réduction de la consommation brute d'électricité

La consommation brute d'électricité en Allemagne a atteint son sommet historique en 2007, avec 618,1 TWh. En faisant abstraction de l'année 2009, marquée par un recul du PIB allemand de 4 %, l'évolution linéaire entre 2007 et 2012 a suivi une pente de 0,8 % par an, correspondant sensiblement celle qu'il convient de respecter pour atteindre en 2020 une consommation inférieure de 10 % à celle de 2008.

Figure 2 - Evolution de la consommation brute d'électricité^{vi}



Si la consommation d'énergie primaire chute effectivement de 20 % d'ici 2020, l'électricité verra donc sa part relative augmenter dans le bilan énergétique allemand, son objectif de diminution sur la période ne se situant qu'à 10 %. Les statistiques officielles sur la structure de la consommation finale d'électricité ne fournissent pas encore de données précises au-delà de 2010 ; il est donc difficile de préjuger sur quels domaines vont porter les efforts. Durant la décennie antérieure, la demande finale en électricité a connu une croissance marquée entre 2001 et 2007, suivie d'une stabilisation ensuite, de sorte que la consommation finale en 2011, environ 521 TWh, est quasiment égale à celle de 2007, qui se situait à 526 TWh^{vii}.

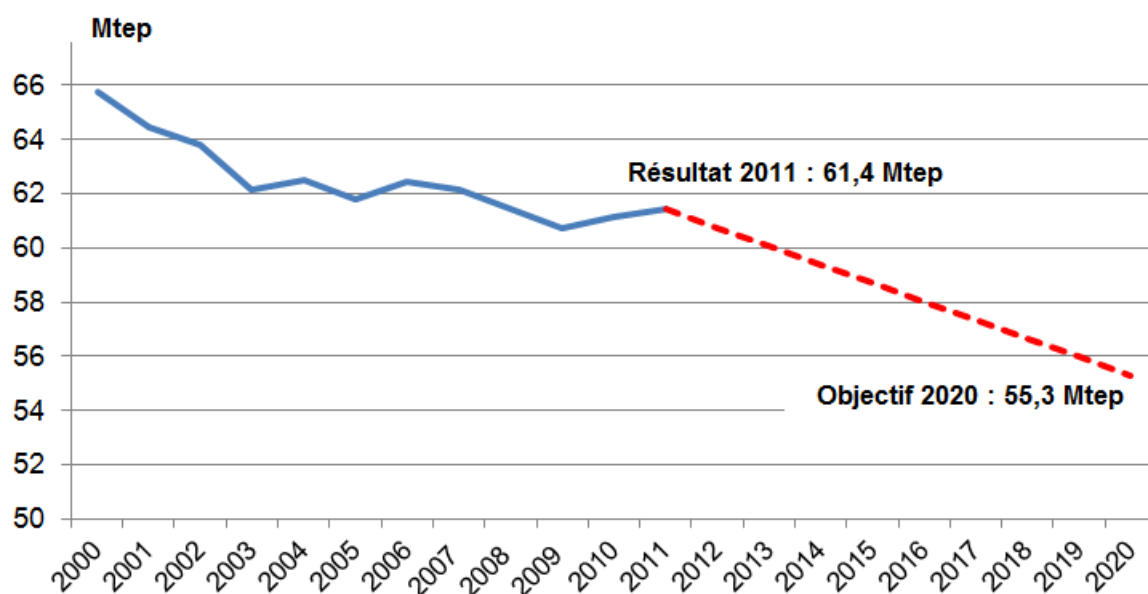
L'Agence Internationale de l'Energie pointe un risque d'incohérence entre l'objectif assigné à l'électricité et celui concernant l'ensemble des énergies primaires. Alors que le second suppose de mettre l'accent sur le chauffage, le premier pourrait décourager le développement des pompes à chaleur, constituant pourtant un outil très efficace. L'association allemande des pompes à chaleur rejoint ce constat dans l'étude qu'elle a publiée en Août 2011, soulignant

que les ventes actuelles (autour de 50 000 appareils par an depuis 2007) restent très en-deçà du marché potentiel, qu'elle évalue entre 100 000 et 300 000 pompes par an^{viii}.

La réduction de la consommation d'énergie dans les transports

La diminution des consommations dans le secteur des transports, pour 2020 et 2050, apparaît également moins ambitieuse que la réduction générale. Cependant, la tendance de la dernière décennie laisse craindre que l'objectif 2020 soit difficile à respecter. En effet, après une baisse spectaculaire entre 2000 et 2003, la consommation d'énergie dans ce secteur est restée relativement stable, ne fléchissant que de 62,1 à 61,4 Mtep.

Figure 3 - Evolution de la consommation d'énergie dans le secteur des transports^{ix}



Le secteur allemand des transports ne semble pas avoir fait l'objet d'une politique publique volontariste, au-delà des dispositions communautaires transposées en droit allemand, qui imposent des plafonds d'émission en CO₂ par kilomètre aux voitures particulières et aux véhicules commerciaux légers. Sur ces deux textes, le gouvernement allemand s'est d'ailleurs ingénié à atténuer les propositions initiales de la Commission Européenne... La réduction observée entre 2000 et 2003 est imputée par les observateurs à l'introduction d'une écotaxe sur les carburants en 2000, mais son effet s'est émoussé, les taux demeurant inchangés au fil des ans.

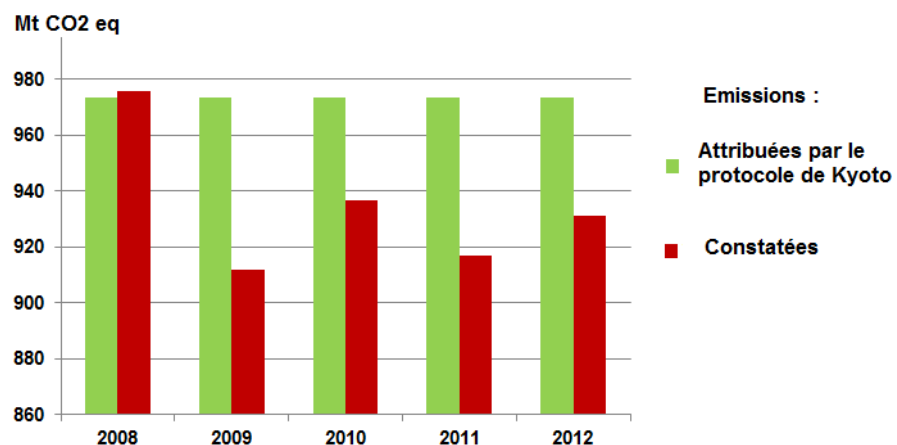
Sur toute la décennie, on ne trouve guère de mesure nationale visant le transfert modal, c'est-à-dire le basculement du transport routier vers d'autres modes moins gourmands en énergie (rail, voie fluviale). En revanche, l'industrie automobile a entrepris des efforts considérables pour améliorer l'efficacité énergétique des véhicules, efforts soutenus par des programmes publics conséquents. On perçoit une orientation politique consistant à attendre la mise au point de modèles très efficaces, commercialisables partout dans le monde, avant d'imposer des contraintes propres à tirer le marché allemand vers ces produits, qui pourront exploiter à l'avenir diverses technologies (électrique, thermique ou hybride). Dans l'intervalle, l'atteinte de l'objectif -10% en 2020 restera certainement secondaire pour le gouvernement fédéral. En revanche, les collectivités locales accordent souvent une grande importance au thème de la mobilité et multiplient les initiatives aussi bien pour favoriser le transfert modal que pour infléchir les comportements.

La réduction des émissions de CO₂

L'Allemagne est tenue par deux engagements :

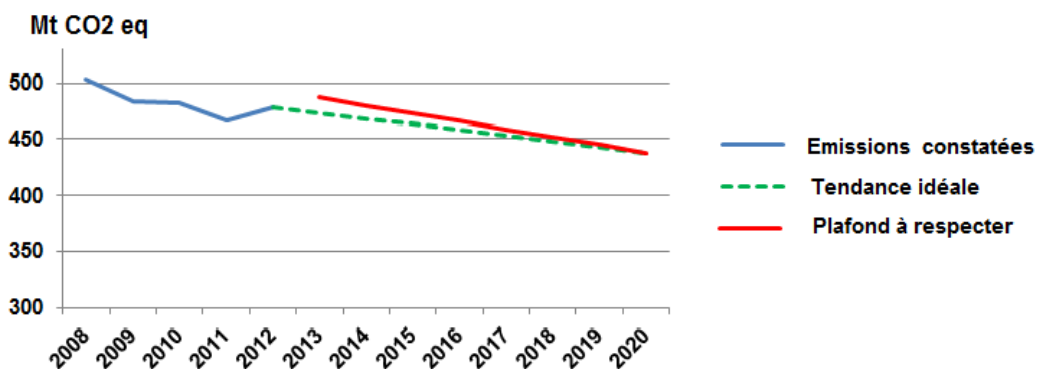
- Un objectif concernant l'ensemble de ses émissions, pris dans le cadre du protocole de Kyoto, visant la période 2008-2012, imposant une réduction de 21 % au-dessous du niveau de 1990. Selon les premières indications disponibles, cet objectif a été respecté. La réduction de 21 % équivalait à un "budget carbone" de 4 868 MtCO₂eq sur 5 ans ; les émissions enregistrées ont totalisé 4 672 MtCO₂eq.

Figure 4 - Respect du protocole de Kyoto^x

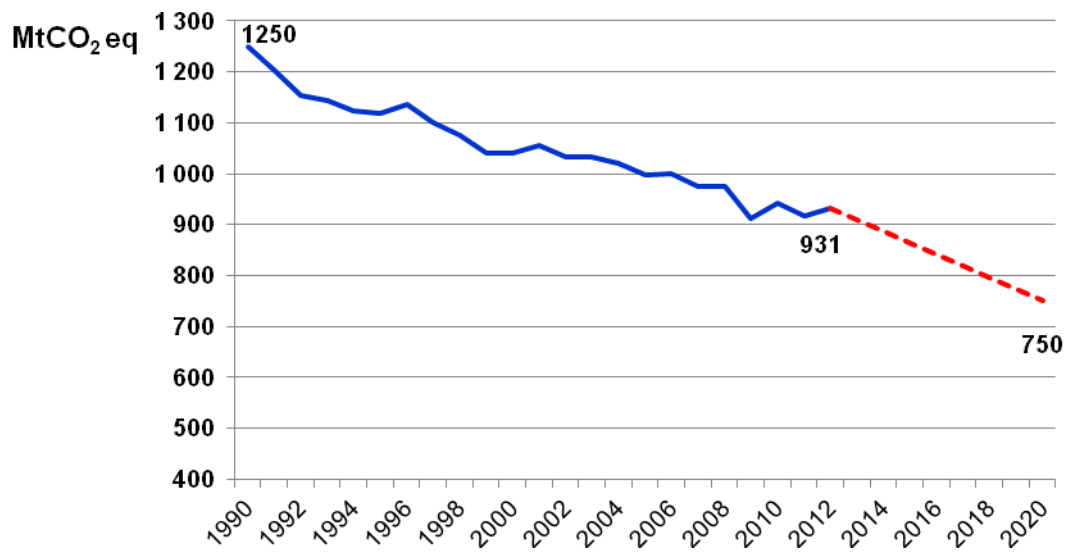


- Un objectif attribué dans le cadre du "Paquet Energie Climat" adopté au sein de l'Union Européenne fin 2008, qui ne concerne que les émissions provenant des secteurs non couverts par le marché européen des quotas, dit marché ETS (*Emissions Trading Scheme*). L'Allemagne est tenue de réduire de 14 % les émissions de ces secteurs en 2020, par rapport à leur niveau de 2005. Le diagramme 5 montre qu'en dépit d'une remontée en 2012 des émissions de ce secteur, au-dessus de leur niveau de 2011, l'objectif pourra être atteint. L'Agence Fédérale de l'Environnement explique l'augmentation observée entre 2011 et 2012 par un hiver nettement plus rigoureux en 2012 que l'année précédente, ayant entraîné des consommations accrues de gaz et fioul dans le chauffage. Il s'agirait donc d'un évènement ponctuel, ne remettant pas en cause la tendance générale.

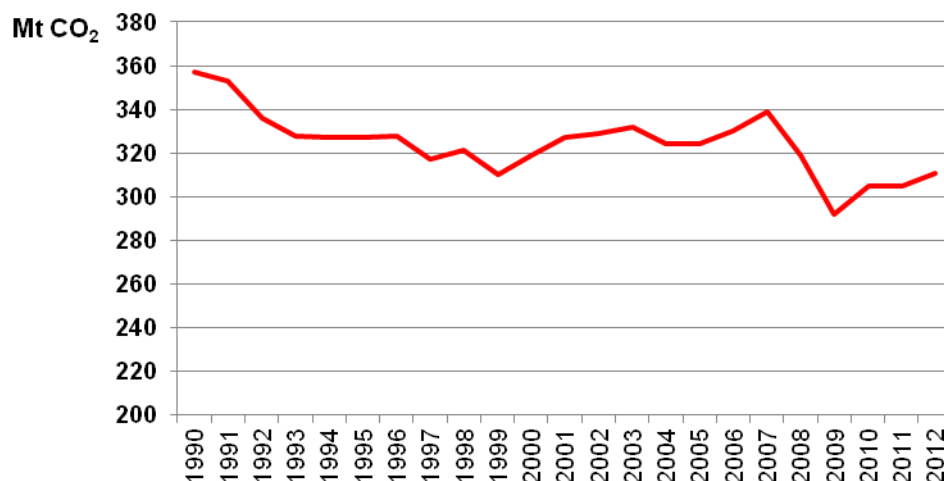
Figure 5 - Emissions hors secteur ETS^{xi}



Au-delà de ses engagements communautaires ou internationaux, l'Allemagne a annoncé viser pour 2020 une réduction de 40 % de ses émissions au-dessous de leur niveau de 1990. Cet objectif paraît extrêmement ambitieux au regard des réalisations antérieures. En effet, si le pays a réussi à diminuer de 26 % ses émissions entre 1990 et 2012, l'essentiel de la réduction, soit 17 %, a été effectuée entre 1990 et 2000. Elle résulte selon toute vraisemblance de la remise à niveau des installations de l'ex-RDA, qui était en 1987 le pays du monde connaissant la plus forte consommation d'énergie par habitant. Entre 1990 et 2000, le rythme moyen des réductions s'est situé à 1,8 % par an ; il est descendu à 0,9 % par an entre 2000 et 2012. Pour atteindre -40 % en 2020, la pente entre 2012 et 2020 devrait passer à 2,7 % par an ; on discerne mal comment une baisse aussi spectaculaire sera obtenue.

Figure 6 - Emissions de gaz à effet de serre^{xii}

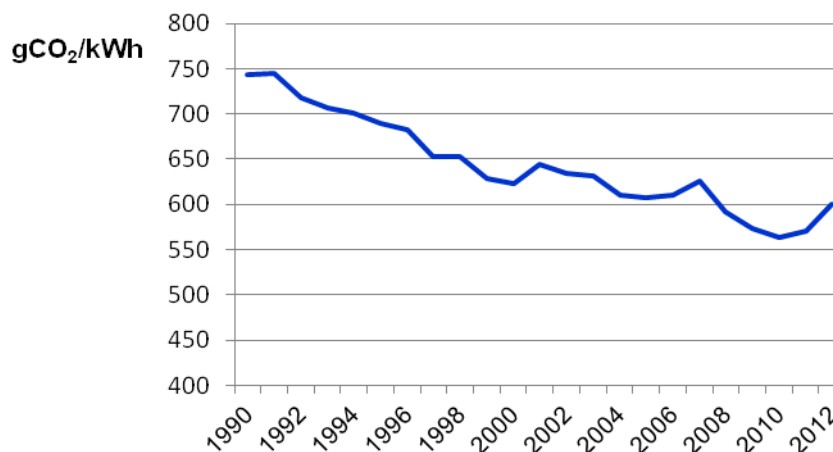
Cette réduction devrait toucher au premier chef le secteur électrique, gros émetteur du principal gaz à effet de serre, le CO₂. On remarque incidemment que la part du CO₂ dans l'ensemble des gaz à effet de serre émis en Allemagne a augmenté de 83,3 % en 1990 à 87,0 % en 2011. Au sein des émissions de CO₂, la part du secteur électrique a progressé de 34,3 % à 44,2 % sur la même période^{xiii}, un phénomène que l'on perçoit bien en comparant le diagramme 6 ci-dessus avec le 7, ci-dessous. Alors que les émissions de gaz à effet de serre ont chuté de 26 % entre 1990 et 2012, les émissions de CO₂ du secteur électrique n'ont diminué que de 13 % dans le même intervalle.

Figure 7 - Emissions de CO₂ liées à la production d'électricité^{xiv}

Nous avons vu que l'Allemagne a réduit ses émissions de gaz à effet de serre de 26 % entre 1990 et 2012. Pour atteindre l'objectif national de -40 % en 2020, il reste donc un effort de 14 % à accomplir en 8 ans. Si nous supposons que cet effort est équitablement réparti sur tous les secteurs d'activité, le secteur électrique devra donc réaliser dans ces 8 années une réduction supérieure à celle obtenue en 22 ans. Au vu des données présentées dans la section 1.2, on est fondé à considérer que la consommation brute d'électricité respectera l'objectif spécifique qui lui est assigné, soit une réduction de 7 % entre 2012 et 2020. La réduction de la consommation ne permettra donc pas, à elle seule, la diminution attendue des émissions de 14 %.

En conséquence, il faut agir sur un second levier, celui du contenu en CO₂ du kWh produit. Ce dernier a d'abord baissé, rapidement entre 1990 et 2000 (-16,2 %), puis moins vite entre 2000 et 2010 (-9,6 %), mais il a subi une hausse entre 2010 et 2012 (+6,7%)

Figure 8 - Contenu en CO₂ du kWh produit en Allemagne¹⁴



Avec la consommation brute calculée pour 2020, le contenu en CO₂ du kWh produit devrait passer de 601 g (résultat 2012) à 483 g en 2020, soit une baisse moyenne de 2,7 % par an. En 2011, les présentations du tournant énergétique tablaient sur trois évolutions pour obtenir une diminution aussi forte :

- La pénétration des énergies renouvelables dans la production d'électricité.
- L'utilisation accrue du gaz naturel à la place des combustibles solides.
- Le remplacement d'une partie des centrales thermiques classiques les plus anciennes par des installations modernes bénéficiant d'un rendement énergétique plus élevé.

Le premier point est évoqué dans le chapitre 2 ci-après. Les deux autres prévisions ne semblent pas en mesure de se réaliser.

Malgré ses qualités techniques et environnementales, le gaz naturel recule depuis plusieurs mois dans la production d'électricité en Europe. Il subit en effet la concurrence du charbon, dont le prix moyen a baissé en raison des exportations accrues des Etats Unis, où l'arrivée massive de gaz de schiste l'a évincé des centrales. Les études effectuées par l'Agence Internationale de l'Energie indiquent que le développement du gaz de schiste se poursuivra aux USA ; les conséquences observées en Europe gardent donc toutes chances de perdurer. L'arbitrage entre le gaz et le charbon dépend aussi du prix du quota de CO₂ au sein de l'Union Européenne ; or ce prix est devenu trop bas pour favoriser le gaz. Ce bas niveau s'explique par plusieurs facteurs : une remise excessive de quotas gratuits entre 2008 et 2012, le ralentissement de l'activité économique, et la possibilité de convertir en quotas du système ETS les crédits obtenus dans le cadre du protocole de Kyoto, notamment par le biais du "mécanisme de développement propre". Ces facteurs exerceront leur effet encore plusieurs années.

Ainsi, en Allemagne, la production d'électricité à partir de gaz naturel a d'abord connu une croissance régulière, passant de 71 à 87 TWh entre 2005 et 2010, avant de chuter pour revenir à 70 TWh en 2012, soit -16,8 TWh, tandis que la production à partir de charbon (houille et lignite) connaissait une évolution inverse, avec une érosion progressive jusqu'en 2010 et un rebond de +14,1TWh entre 2010 et 2012. Grâce notamment au gazoduc Nordstream, l'Allemagne bénéficie déjà d'un prix du gaz généralement inférieur à celui des autres pays d'Europe continentale. Les compagnies gazières souhaitaient pousser encore le prix à la baisse en construisant un terminal de réception du gaz naturel liquéfié à Wilhelmshaven, mais le projet a été abandonné en raison de l'opposition de la population locale. La perspective de recourir au gaz de schiste qui serait présent dans le sous-sol allemand est suspendue au résultat des prochaines élections législatives.

Il paraît donc peu probable que le prix du gaz diminue encore au point qu'il regagne en compétitivité sur le charbon dans les prochaines années. Par ailleurs, la tentative de la Commission Européenne de redresser le cours du quota de CO₂ sur le marché ETS, en retardant les ventes de quotas aux enchères (*backloading*), s'est heurtée à une nette réticence. Elle a pu être surmontée au Parlement Européen lors du vote en séance plénière du 3 Juillet 2013, mais n'a pas encore reçu le feu vert des Etats. Il sera intéressant de découvrir la position allemande lors du Conseil des Ministres de l'Union Européenne qui devrait aborder ce sujet, le 14 Octobre 2013. La suprématie économique du charbon semble pourrait bien être assurée pour quelques années encore.

Le remplacement des plus anciennes centrales thermiques est en cours. Cependant, le rythme de renouvellement sera étalé. Pour les centrales au lignite, l'agence fédérale des réseaux BNA (Bundes Netz Agentur) prévoit dans son scénario B^{xv} (intermédiaire) une réduction de la puissance installée de 5,5 GW entre 2012 et 2024, mais la probabilité de mises en services nouvelles ne porte que sur 2,8 GW avant 2020 selon le consultant Enerlytics^{xvi}. Toujours selon ces deux sources, pour les centrales à houille la puissance installée resterait constante à 25,1 GW entre 2012 et 2024, tandis que les remplacements affecteraient 7,4 à 8,5 GW. En fermant un tiers environ du parc à lignite et en remplaçant moins de 20 % des installations d'une part, en gardant un potentiel identique pour le parc à houille et en remplaçant 30 % environ de ses installations, il semble difficile d'obtenir une amélioration de rendement moyen suffisant pour reconstruire de 20 % les émissions de CO₂ du parc charbon d'ici 2020. On remarque en incidente que la construction de nouvelles centrales thermiques se heurte à une opposition souvent dure des riverains. L'association BUND (Bund für Umwelt und Natur) affiche sur son site Internet la liste de 8 chantiers qu'elle serait parvenue à retarder d'au moins deux ans et de 21 projets dont elle aurait obtenu le gel^{xvii}.

L'investissement à consentir pour la construction d'une centrale au charbon (houille ou lignite) est élevé et ne peut être amorti que par un fonctionnement régulier sur au moins 20 ans. Les centrales en chantier ou projetées seront donc encore en service au-delà de 2035... et continueront de rejeter du CO₂. L'Allemagne était en 2011 le premier producteur mondial de lignite et ses ressources sont immenses ; l'abandon de ce combustible ne figure pas à l'ordre du jour des principaux partis politiques. L'éventualité d'un "enfermement" (*lock-in*) dans une technologie émettrice demeure d'autant plus sérieuse que la législation prévue pour favoriser la technique de captage et séquestration du gaz carbonique a été rejetée ; le gouvernement et les industriels semblent s'en désintéresser.

L'une des pistes privilégiées pour améliorer le rendement des installations passe par la cogénération, technique consistant à produire simultanément chaleur et électricité. La chaleur dégagée par une centrale classique est perdue, avec la cogénération, elle est exploitée, soit dans les entreprises voisines, pour les besoins industriels, soit dans la ville la plus proche, où elle sert au chauffage domestique par le biais d'un réseau de chaleur. L'économie en combustible (gaz ou charbon) se situe entre 20 % et 30 % ; les émissions de CO₂ sont donc réduites d'autant. Cependant, cette technologie est onéreuse ; pour la rentabiliser, il convient de valoriser toute la chaleur produite. Durant la saison froide, les besoins en chauffage assurent une bonne utilisation ; toutefois, si l'on veut faire tourner l'installation en été, l'excédent de chaleur devra être stocké jusqu'à l'automne. Les technologies mises en œuvre sont bien

connues (elles se ramènent, le plus souvent, à chauffer l'eau d'une nappe aquifère souterraine), mais on peut douter que le déploiement de la cogénération soit suffisant pour infléchir sensiblement la courbe des émissions de CO₂ avant 2020.

Enfin, un autre phénomène complique encore l'équation : les centrales thermiques sont utilisées en relève (*backup*) des installations produisant de l'électricité à partir d'énergies intermittentes (éolien et photovoltaïque). Cette utilisation impose des démarrages et arrêts fréquents, et un fonctionnement durant une partie des heures d'appel à une puissance inférieure à la capacité nominale. Une étude d'Eurelectric^{xviii} indique que dans ces conditions, une centrale à gaz moderne voit son rendement chuter de 20 % et une centrale à charbon de 5 à 10 %.

Ce tour d'horizon amène à conclure qu'il sera très difficile pour le parc électrique alimenté par des combustibles fossiles de contribuer pleinement au respect de l'objectif -40 % d'émissions de CO₂ fixé par le gouvernement allemand pour 2020. Les sources renouvelables pourront-elles compenser ce résultat insuffisant ?

La part des énergies renouvelables

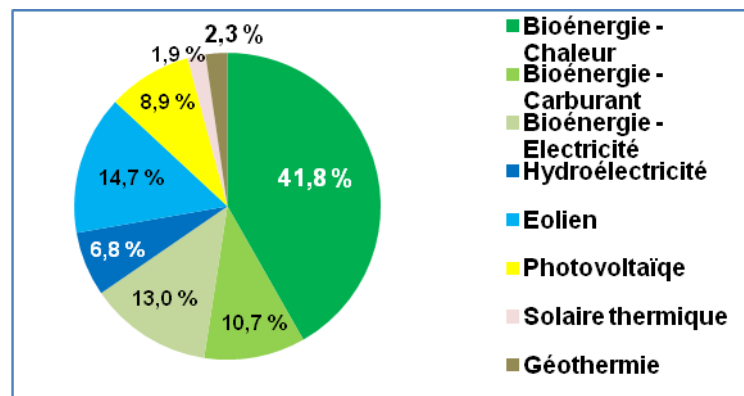
En ce qui concerne la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie, l'objectif retenu pour 2020, soit 18 %, correspond à celui qui a été assigné à l'Allemagne dans le "Paquet Energie Climat" de l'Union Européenne, adopté fin 2008. L'objectif assigné pour les périodes suivantes reflète un choix allemand, indépendant de toute contrainte extérieure. Fin 2012, le résultat se situait à 12,6 %, sensiblement au-dessus du niveau requis pour demeurer sur la trajectoire idéale, évalué à 11,4 %. Si les tendances constatées depuis 2010 se poursuivent, l'Allemagne devrait en fait dépasser son objectif et atteindre une part de 19,6 % en 2020. En 2012, le secteur des transports demeurait en deçà de la cible, mais les deux autres secteurs faisant l'objet d'un suivi précis l'ont dépassée :

Tableau 2 - Taux d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie (%)^{xix}

	Situation 2005	Cible 2012	Résultat 2012	Prévision 2020
Chaleur	6,6	10,0	10,4	15,5
Electricité	10,2	20,9	22,9	38,5
Transports	3,9	7,6	5,5	13,2
Total	6,5	11,4	12,6	19,6

En 2012, les énergies renouvelables ont atteint 26 Mtep pour une consommation énergétique totale de 215 Mtep. La composition du "mix renouvelable allemand" révèle une part prépondérante des bioénergies sous leurs trois formes, solide, liquide et gazeuse, pour un total de 17,7 Mtep, soit 65,5 % de toute l'énergie renouvelable consommée. De la même façon que les biocarburants proviennent de cultures dédiées (céréales, betteraves, colza, tournesol...), l'essentiel du biogaz est également issu de produits agricoles, plus particulièrement du maïs. Des organisations non gouvernementale n'ont pas manqué de souligner que l'augmentation des surfaces agricoles dévolues à la production de maïs à usage énergétique avait contraint l'Allemagne à importer des céréales en 2011, pour la première fois en 25 ans.

Figure 9 - Composition des énergies renouvelables en 2012^{xx}



Les projections situent à 33,4 Mtep la demande en bioénergies afin d'atteindre l'objectif 2020, soit un quasi doublement par rapport à 2012. Dans le plan d'action national qu'il a communiqué à la Commission Européenne, le gouvernement allemand indique qu'un doute subsiste sur la possibilité d'augmenter les ressources locales dans de telles propositions, malgré la panoplie des mesures envisagées (amélioration des rendements, extension des surfaces cultivées, plantations d'arbres à croissance rapide, etc.)^{xxi}. Le gouvernement n'exclut pas un recours accru aux importations ; il s'agira vraisemblablement de bois pour combler le *timber gap* ou de biocarburants, qui présentent le meilleur ratio "contenu énergétique sur prix du transport". Dans le cas des biocarburants, l'importation pourra aussi se développer pour des raisons économiques, la production étant souvent moins chère dans les pays tropicaux à partir de ressources locales : canne à sucre, soja ou huile de palme. En 2020, l'Allemagne prévoit d'importer 32 % du bioéthanol et 64 % du biodiesel que le pays consommera^{xxii}.

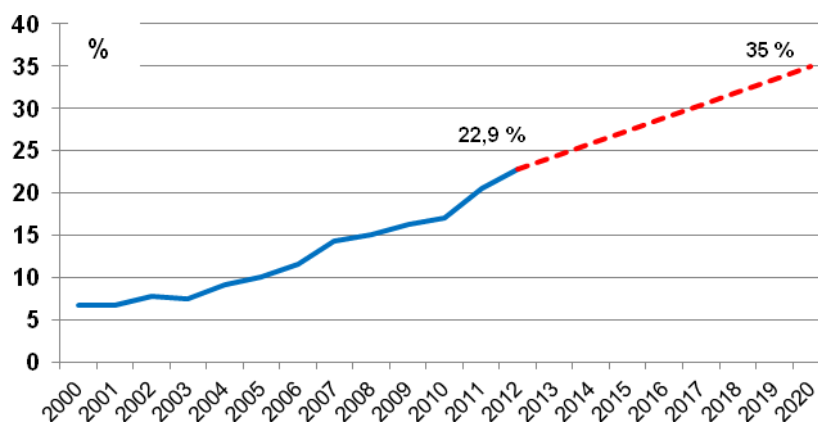
Les bioénergies jouent un rôle important pour les trois usages de l'énergie renouvelable : électricité, chaleur et transport. Le souci

de limiter les importations explique que leur part dans la production d'électricité chutera de 30 % en 2012 (40,9 TWh) à 23 % en 2020 (49,5 TWh), selon le plan d'action national. Les ressources hydroélectriques étant déjà exploitées au maximum, les sources intermittentes (photovoltaïque et éolien) augmenteront sensiblement leur part, de 54,4 % (74 TWh) à 67,7% (146 TWh).

L'électricité de source renouvelable

Avec une part de 22,9 % d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation en 2012, l'Allemagne a déjà dépassé le niveau de 20,9 % situé sur la trajectoire linéaire lui permettant de respecter son engagement national, soit 35 % en 2020.

Figure 10 - Part de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables^{xxiii}



Cependant, si l'on exclut l'hypothèse d'importations, il n'est pas absolument certain que l'objectif 2020 soit atteint malgré cette tendance très satisfaisante. En effet, la progression de 22,9 % à 35 % se heurte à divers obstacles.

L'examen des difficultés prévisibles et des mesures adoptées pour les surmonter fait l'objet des chapitres suivants.

Dimension européenne

Le choix national en faveur des énergies renouvelables incite logiquement le gouvernement allemand à militer en faveur d'objectifs communautaires allant dans le même sens. Le ministre fédéral de

l'environnement, M. Peter Altmaier, s'est ainsi efforcé de rallier ses homologues européens au principe d'une cible ambitieuse en réponse au Livre Vert que la Commission Européenne a publié le 27 Mars 2013, ouvrant le débat sur les objectifs 2030 pour l'énergie.

Un front commun sur ce thème conforterait la chancelière vis-à-vis de son opinion publique dans la période électorale qui s'ouvre en vue du renouvellement du Bundestag, le 22 Septembre 2013. On ne peut cependant totalement exclure un "agenda caché" dans cette démarche. Le secteur de l'énergie occupe en effet une place prépondérante dans les émissions de CO₂ européenne. Un objectif communautaire volontariste en matière d'énergies renouvelables contribuerait à réduire ces émissions, et donc à éviter une augmentation du prix du quota sur le marché ETS. L'Allemagne, qui restera vraisemblablement tributaire des combustibles fossiles encore plus d'une décennie, échapperait ainsi à une charge susceptible d'affecter sa compétitivité industrielle.

On pourrait certes redresser le cours du quota sur le marché ETS par d'autres dispositions. Comme indiqué en section 1.5, la Commission Européenne a proposé le 25 Juillet 2012 de retarder les ventes de quotas aux enchères (mesure dite *backloading*), afin de raréfier l'offre et donc de faire remonter le prix, tombé depuis plusieurs mois en-dessous de 5 €/tCO₂. Cette proposition a été rejetée par le Parlement Européen le 16 Avril, un vote aussitôt salué par le ministre allemand de l'économie, M. Philip Rösler, soulignant dans son communiqué de presse du même jour le risque engendré par une remontée du prix pour la compétitivité de l'Allemagne. Le Parlement Européen ayant décidé d'examiner le texte à nouveau, la fédération patronale allemande, BDI, s'est exprimée à son tour pour critiquer cette décision. Son communiqué du 19 Juin 2013 indique que l'industrie allemande est déjà pénalisée par le coût élevé des énergies renouvelables et serait menacée par la charge supplémentaire que représenterait une augmentation du prix du quota. Le 3 Juillet 2013, les eurodéputés ont finalement approuvé, par une majorité étriquée, la possibilité d'un *backloading* partiel... et le ministre de l'environnement, M. Peter Altmaier, s'est félicité de ce retournement ! Il appartiendra au gouvernement issu des élections du 22 Septembre 2013 d'arrêter une position définitive lorsque les 28 Etats devront se prononcer sur le texte, le 14 Octobre 2013.

Le prochain gouvernement allemand pourrait trouver dans les futures négociations internationales une voie lui permettant à la fois d'afficher des objectifs climatiques exemplaires de préserver son industrie de coûts élevés. Cette voie consisterait à favoriser une prorogation du protocole de Kyoto, en l'assortissant à nouveau des "mécanismes de projet" qui permettent de convertir en quotas du système ETS les "crédits carbone" obtenus lors des réductions d'émissions dans les pays en développement. Ces derniers ont

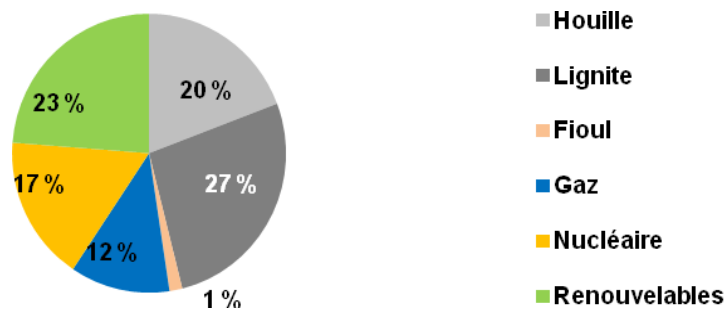
plaidé en faveur d'une reconduction du protocole lors de la conférence de Doha en Décembre 2012, et ce type de mécanisme, favorable à l'investissement sur leur territoire, sera certainement approuvé. Comme indiqué dans la section 1.5 ci-dessus, le mécanisme inclus dans le protocole de Kyoto entre 2008 et 2012 a exercé une pression à la baisse sur le prix du quota en Europe.

Le développement de l'électricité d'origine renouvelable : Aspects techniques

Prospective

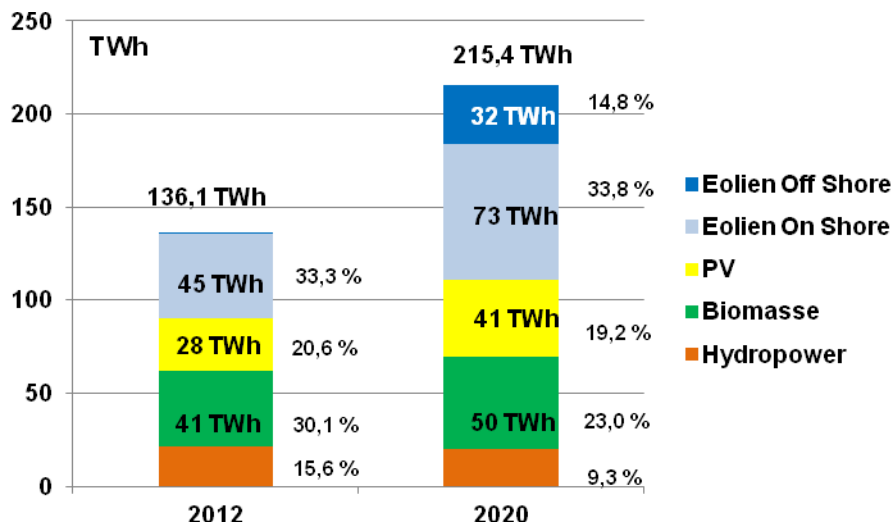
En 2012, la production d'électricité en Allemagne a reposé à 47 % sur le charbon (houille et lignite), 12 % sur le gaz et 23 % sur les sources renouvelables.

Figure 11 - Part des énergies primaires dans la production d'électricité en 2012^{xxiv}



Comment progresser de 23 % en 2012 à 35 % en 2020 ? Les sites disponibles pour l'hydroélectricité sont déjà largement équipés, et les ressources en bioénergies sont limitées. Les principaux "gisements" sont donc essentiellement constitués par les fermes éoliennes (terrestres et maritimes) ainsi que par les installations photovoltaïques. La production cumulée de ces deux sources est appelée à doubler, de 73 TWh en 2012 à 146 TWh en 2020.

Figure 12 - Mix électrique à partir d'énergies renouvelables en 2012 et 2020^{xxv}

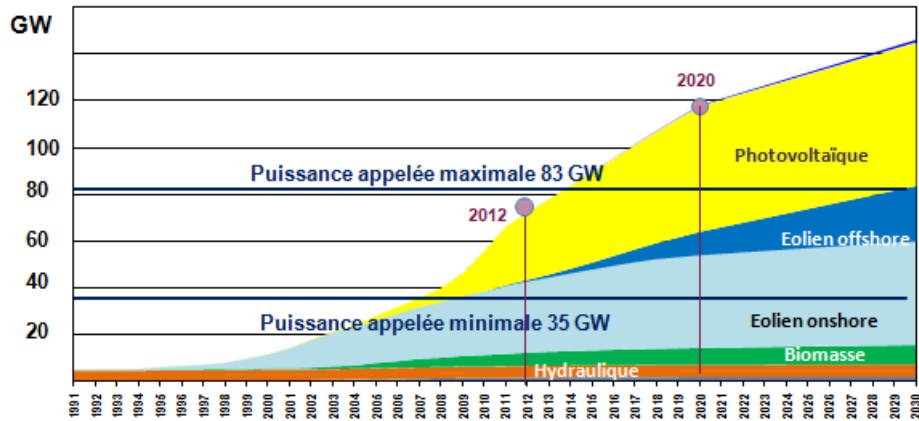


L'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque sont intermittentes : elles dépendent de l'ensoleillement et du vent. Le facteur de charge, caractérisant la durée annuelle de production à pleine puissance (la puissance "nominale" de l'installation), dépasse à peine 10 % pour le photovoltaïque et 23 % pour l'éolien terrestre. Pour obtenir le volume de courant requis, il faut donc construire des parcs d'une capacité très supérieure à la puissance requise, ce qui fait surgir trois difficultés :

- Les fermes éoliennes sont construites dans les zones offrant les meilleurs régimes de vent, qui ne correspondent à l'emplacement ni des anciennes centrales, ni des lieux de consommation. En conséquence, le réseau de transport nécessite d'être étendu. Les installations photovoltaïques sont mieux réparties, mais la quasi-totalité d'entre elles sont raccordées au réseau de distribution locale, qui n'a pas été conçu pour une telle multiplicité d'injections. Il faut donc également adapter ces réseaux.
- Le régime du vent et la force du soleil peuvent varier rapidement, entraînant des fluctuations importantes dans l'alimentation. La gestion de l'intermittence exige des dispositions spécifiques.
- Avec le surdimensionnement, on verra se multiplier les situations dans lesquelles, par beau temps et vent soutenu, la puissance débitée par ces sources intermittentes dépasse la puissance appelée par l'ensemble des consommateurs allemands. Ces derniers se chauffant peu à l'électricité, la pointe maximale demeure stable (autour de 83 GW), la

puissance minimale requise pouvant descendre vers 35 GW.

Figure 13 - Electricité d'origine renouvelable
Perspectives sur les capacités installées^{xxvi}



Extension et renforcement des réseaux^{xxvii}

Jusqu'au milieu des années 2000, les grands zones de consommation, dans l'Ouest et le Sud de l'Allemagne, étaient bien équipées en moyen de production, de sorte que le réseau national de transport jouait avant tout un rôle de sécurité. Plusieurs des centrales nucléaires qui ont été fermées en 2011 se trouvant dans ces régions, le recours au réseau s'est accru pour alimenter cette partie du pays. Par ailleurs, la grande majorité des fermes éoliennes terrestres en service en 2012 sont situées dans le Nord et l'Est de l'Allemagne. L'injection de leur production étant prioritaire, les besoins en lignes à haute tension reliant le Nord-Est au Sud-Ouest ont fortement augmenté. L'Agence de l'Energie, DENA (*Deutsche Energie Agentur*), a chiffré l'ensemble des travaux à 2 900 km de lignes à renforcer et 2 800 km de nouvelles lignes à poser^{xxviii}.

Comme dans la plupart des pays européens, les délais nécessaires à la réalisation de lignes à haute tension avoisinaient 10 ans en Allemagne. Le paquet législatif de 2011 comportait un texte destiné à ramener ces délais autour de 4 ans : la loi NABEG (*Netzausbaubeschleunigungsgesetz*), ou Loi d'Accélération des Extensions de Réseau, remaniant la loi EnLAG (*Energieleitungsausbaugesetz*) du 26 Août 2009. Elle s'inspire des dispositions adoptées lors de la réunification, qui avait conféré aux autorités fédérales la mission de réorganiser les infrastructures de transport routier et ferroviaire. L'Agence Fédérale des Réseaux (*Bundesnetzagentur* - BNA) est chargée d'établir un plan national des nouveaux ouvrages à haute tension nécessaires à 10 ans et à 20 ans

(*Netzentwicklungsplan*) et de définir les couloirs de passage. Une information précoce et une participation du public seront recherchées et un mécanisme de compensation financier est créé pour indemniser les communes subissant des préjudices. Les installations de stockage de l'énergie en sont toutefois exonérées. Les lois instaurent une procédure unique d'autorisation pour les lignes jusqu'à 110 kV et elles allègent les démarches administratives pour tous les ouvrages. Les textes habilite le gouvernement à compléter le droit maritime afin de renforcer les bases juridiques relatives au raccordement des fermes éoliennes off-shore. Le gouvernement est également mandaté pour faciliter la réalisation et la gestion des ouvrages transfrontaliers ; il pourra procéder par voie réglementaire pour modifier les dispositions relatives à la régulation des réseaux, afin d'encourager l'investissement.

Tous les trois ans, le parlement approuvera les projets définis comme prioritaires par l'Agence Fédérale des Réseaux, privant ainsi les Länder⁴ de leur pouvoir d'intervention, un pouvoir jugé paralysant pour toutes lignes franchissant plusieurs régions. Le premier plan a été remis au gouvernement fédéral le 29 Mai 2012, comportant 36 liaisons prioritaires. Il a été ensuite soumis à une consultation publique de 6 semaines. Au terme de ce premier examen, la BNA a remanié son plan et l'a présenté pour une seconde consultation. La BNA a enfin déposé son plan final, qui a été approuvé par le Bundestag le 25 Avril 2013 et par le Bundesrat le 7 Juin 2013.

Ce premier test du nouveau dispositif législatif se révèle donc très satisfaisant. Mais on ne peut exclure que des recours soient tentés, entraînant des retards dans la construction de certains ouvrages. Par ailleurs, le calendrier de réalisation va s'étaler sur plusieurs années ; diverses lignes figurant dans le plan de développement qui vient d'être adopté auraient été nécessaires dès Mars 2011...

On notera que pour l'essentiel, les lignes nouvelles à grande distance seront construites pour une alimentation en courant continu. Si les principes de base sont bien connus, des percées technologiques sont attendues dans cette filière, notamment sur les appareils de protection des ouvrages (disjoncteurs de grande puissance, par exemple) ou les conducteurs à faible perte. L'importance du programme allemand favorisera la mise au point de techniques nouvelles, qui trouveront sans nul doute des débouchés ultérieurs à l'exportation.

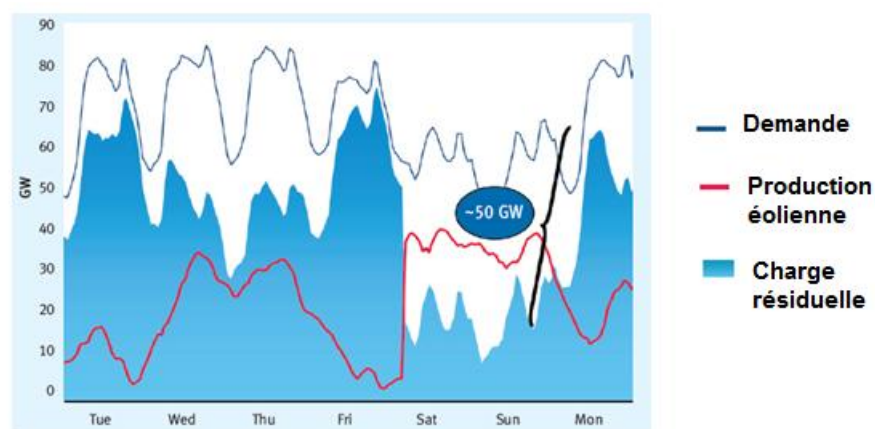
⁴ L'Allemagne compte 16 Länder (pluriel de Land), ou régions fédérées. Chaque Land dispose de son gouvernement et de son parlement.

Le dispositif législatif reste beaucoup plus sommaire pour les réseaux de distribution. La loi sur la fourniture de l'électricité et du gaz (*Energiewirtschaftsgesetz - EnWG*) se contente de faciliter l'insertion progressive de technologies de l'information et de la communication, telles que les "compteurs intelligents", dans les bâtiments neufs et chez les gros consommateurs, ainsi que les équipements de mesure et de contrôle à distance et en temps réel de la puissance injectée ou soutirée au réseau. Une démarche industrielle est privilégiée : la loi définit les fonctions de base que les appareils devront remplir, mais trace un cadre suffisamment souple pour permettre des évolutions techniques et laisse aux opérateurs le soin d'élaborer les normes détaillées.

Gestion de l'intermittence

La directive européenne 2009/28/CE et la loi allemande imposent aux gestionnaires des réseaux d'injecter prioritairement l'électricité issue de sources renouvelables. La différence entre cette production et la demande des consommateurs constitue la "charge résiduelle" à pourvoir par des sources conventionnelles (nucléaire, gaz, charbon, hydraulique...). Avec l'accroissement d'une production à caractère intermittent, la volatilité de cette charge résiduelle augmente considérablement. La figure 15, confectionnée à partir d'une simulation, illustre les variations auxquelles elle sera soumise au cours d'une semaine en ne considérant que les injections d'une capacité éolienne qui serait égale à 45 GW : les sources conventionnelles devront être en mesure d'apporter ou de retirer jusqu'à 50 GW en quelques heures. Le phénomène sera bien sûr amplifié avec l'ajout d'une production photovoltaïque du même ordre. Cette simulation correspond sensiblement aux perspectives pour l'Allemagne en 2020, avec environ 49 GW de puissance installée en éolien et 54 GW en photovoltaïque^{xxx}.

Figure 14 - Fluctuations de la charge résiduelle^{xxx}



Trois solutions peuvent être déployées au sein du pays pour faire face à ces fluctuations rapides :

Les centrales en relève (backup) :

Les sources conventionnelles les mieux adaptées aux variations brutales de puissance sont les barrages hydrauliques, les turbines à combustible en cycle ouvert et les centrales au gaz naturel en cycle combiné. Les centrales nucléaires allemandes sont également en mesure d'effectuer ce "suivi de charge" avec de bonnes performances^{xxx}, mais leur mise programmée à l'arrêt va priver les gestionnaires de réseau de cette ressource. Enfin, les centrales à charbon peuvent aussi y contribuer, avec toutefois une moindre souplesse. Le faible coût de production des ouvrages hydroélectriques rend leur disponibilité certaine, mais l'Allemagne ne dispose que de 11 GW de capacité hydraulique, en incluant les barrages au fil de l'eau qui ne sont pas aptes à une modulation de puissance. En revanche, la capacité installée en centrale thermique dépassait 30 GW pour les centrales à gaz ou à fioul et 55 GW pour le parc charbon. Le maintien en service de ce parc n'est pas assuré, car la production d'origine renouvelable réduit le nombre d'heures auxquelles il est sollicité, au point que les recettes générées ne couvrent plus les dépenses. On a ainsi prêté au groupe E.ON l'intention de fermer la majeure partie de ses centrales au gaz, devenues non rentables.

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, le gouvernement a soumis à autorisation la fermeture des centrales et amélioré la rémunération de celles qui sont maintenues en service par diverses dispositions, notamment en instaurant un mécanisme dit "réserve stratégique". L'Agence Fédérale des Réseaux, BNA, a de son côté assoupli les critères permettant d'être qualifié pour contribuer aux réserves primaire (fourniture sous 30 secondes), secondaire (sous 5 mn) et tertiaire (sous 15 mn), puis en mettant en place une réserve de niveau 4. Les gestionnaires de réseau ont créé de leur côté une instance leur permettant de mutualiser les réserves (*Netzregelverbund*), ouverte aux gestionnaires de réseaux des pays limitrophes.

L'Agence Internationale de l'Energie a simulé l'évolution de la demande dans un modèle dont les paramètres reflètent les changements prévus dans le parc de production allemand, afin d'évaluer la marge de sécurité du système (différence entre la puissance appelée en pointe et les réserves en centrales "dispatchables", c'est-à-dire pouvant démarrer sur demande du gestionnaire de réseau). Le résultat fait apparaître une marge confortable jusqu'en 2015, d'environ 17 % (soit 13 GW), mais décroissante ensuite au point de faire courir un risque de délestage en 2022. Les nouvelles centrales classiques prévues dans les projets en cours seraient insuffisantes pour combler le vide laissé par le

retrait des centrales dont la fermeture est programmée^{xxxii}. En période ordinaire, les importations de courant fournissent l'appoint nécessaire ; le scénario le plus courant prévoit des importations croissantes à partir de 2020, atteignant 62 TWh par an vers 2050 (soit 11 % de la consommation)^{xxxiii}. Mais ces flux sont régis par des règles commerciales et ne seront pas automatiquement à la disposition des gestionnaires de réseaux allemands en cas de besoin subit.

La gestion de l'offre et de la demande :

La loi a également renforcé les prérogatives des gestionnaires de réseau, leur permettant de déconnecter certaines installations en cas d'injections excédentaires ou de procéder à des effacements ou délestages en cas de risque sur la stabilité du réseau. La BNA a fixé les conditions d'indemnisation en cas d'évènements de ce type. Les effacements, correspondant à une baisse volontaire de sa demande de la part d'un consommateur, sont réalisés parmi les grands sites industriels ou commerciaux, dont la puissance souscrite est au moins égale à 50 MW. Le texte législatif définissant les conditions de participation à ce système a été définitivement adopté en Janvier 2013 (*Verordnung über abschaltbare Lasten*). La rémunération des sites retenus pour un tel effacement apparaît relativement généreuse ; son coût total devrait osciller entre 125 et 350 millions d'euros par an. Cette dépense est entièrement répercutée par les gestionnaires des réseaux de transport sur les consommateurs finals.

Les gestionnaires des réseaux de distribution ont également la possibilité de proposer des effacements volontaires à leurs clients ; ceux-ci bénéficient alors d'une réduction sur la composante "acheminement" de leur facture. La modulation des consommations chez le client sera facilitée par l'arrivée des compteurs intelligents ; il ne s'agira plus alors d'un véritable effacement mais d'un choix des périodes d'utilisation de ses appareils, en fonction du prix instantané du courant.

Le stockage de l'électricité :

Le stockage à grande échelle constituerait le meilleur moyen de valoriser les excédents d'électricité disponibles lors des périodes où la production issue de sources renouvelables dépasse la demande.

A ce jour, la seule méthode applicable à des excédents massifs demeure le stockage hydraulique, via une STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage ; cette technologie est également appelé stockage gravitaire) : l'eau est pompée d'un lac aval vers un lac amont en période de surcapacité, elle est turbinée pour produire de l'électricité en période de pointe de consommation. Très souple en puissance et disponibilité, cette technologie éprouvée requiert des sites spécifiques... dont nos voisins d'outre-Rhin sont dépourvus. L'Allemagne a donc passé des accords avec des pays frontaliers

pour exploiter conjointement leurs STEP : Autriche et Suisse actuellement, bientôt Norvège grâce à la pose d'un câble sous-marin.

Cependant, l'Allemagne ne se contente pas de ces accords, portant sur des capacités très inférieures à ses besoins. Le gouvernement a débloqué en Juin 2012 une enveloppe de 200 millions d'euros pour financer une première vague de recherches ; au terme d'un appel ayant obtenu 400 soumissions, 60 projets ont été sélectionnés. Toutes les technologies sont explorées : air comprimé, volant d'inertie, super-condensateurs, batteries de tous types et hydrogène. L'hydrogène suscite un intérêt particulier. Produit par électrolyse de l'eau grâce au courant issu de sources renouvelables, ses applications sont multiples ; il peut :

- servir de carburant dans un moteur thermique ordinaire (plusieurs villes allemandes en délivrent pour cet usage) ;
- être retransformé en électricité par une pile à combustible, par exemple pour alimenter un véhicule électrique ;
- être injecté directement dans un réseau de gaz naturel, en faibles proportions toutefois, sans qu'il soit nécessaire de modifier le réglage des brûleurs ;
- enfin, être combiné au CO₂ pour produire du méthane.

Ce dernier procédé, appelé méthanation, soulève de grands espoirs : développé à grande échelle, on utiliserait ainsi le CO₂ sortant des centrales électriques pour produire le combustible de ces mêmes centrales... On déconnecterait par cette voie la production d'électricité de sa consommation : produit quand le vent souffle et le soleil brille, le courant est transformé en méthane, stocké sous cette forme gazeuse et reconverti en courant en fonction de la demande dans des centrales à cycle combiné. L'Allemagne étant déjà équipée de grandes capacités de stockage souterrain de gaz naturel, l'utilisation de cette infrastructure pour stocker les excédents d'électricité ainsi "méthanisée" constituerait en quelque sorte la pierre philosophale permettant à l'Allemagne d'atteindre son objectif d'une électricité renouvelable à près de 100 % en 2050.

Les rendements énergétiques des procédés décrits ci-dessus restent encore médiocres (à l'exception des SETP), et les coûts demeurent prohibitifs. Les efforts considérables déployés par les chercheurs allemands pourraient aboutir à des progrès significatifs sur ces deux fronts. Toutefois, compte tenu de l'ampleur des besoins (couramment évalués à une capacité de stockage de 40 TWh d'électricité en 2020), même si l'on réalisait une percée technologique majeure dans les prochains mois, le déploiement des installations

serait trop lent pour une réponse complète avant le milieu de la prochaine décennie. Dans tous les cas, les efforts visent la mise au point d'outils industrialisables.

En incidente, souvenons-nous que l'on prévoit également de stocker la chaleur à grande échelle en Allemagne, en raison du choix en faveur de la cogénération (section 1.5).

L'orientation industrielle

La problématique du stockage révèle un volet important de la démarche engagée à l'occasion du tournant énergétique : un effort de recherche considérable. Le programme cadre adopté en 2011 affecte à la recherche la somme de 3,5 milliards d'euros sur trois ans, selon quatre axes : les technologies liées aux énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie et... l'énergie nucléaire ! L'Allemagne ambitionne en effet de tirer parti de sa décision d'abandonner de manière précoce la production nucléaire pour mettre au point, avant les autres pays dotés de cette énergie, des méthodes industrielles de démantèlement des ouvrages, méthodes qu'elle tentera d'exporter ensuite.

Le principe directeur du programme de recherche consiste en effet à préparer d'emblée des procédés industriels. L'espoir de prendre de l'avance sur les pays concurrents transparait dans toutes les filières, qu'il s'agisse du stockage du biogaz, de la production de biocarburants de nouvelle génération, du lancement des capteurs photovoltaïques organiques ou du développement des applications de l'hydrogène et de la pile à combustible, sans oublier les filières plus traditionnelles, par exemple pour améliorer le rendement des centrales à cogénération.

Le lien entre les acteurs professionnels et les décideurs politiques apparait tout particulièrement dans le secteur emblématique de l'automobile. La "plateforme pour l'électro-mobilité" rassemble chercheurs, constructeurs et pouvoirs publics, pour centraliser les résultats des programmes, lancer des opérations de démonstration, orienter les fonds publics vers les sujets de recherche à approfondir et esquisser la future législation destinée à tirer le marché, par exemple grâce à des incitations fiscales. Le thème est doté de 1,4 milliards d'euros ; le gouvernement vise un objectif de 1 million de véhicules électriques en 2020 et 6 millions en 2030.

Le soutien gouvernemental se manifeste par d'autres voies, telles que la politique étrangère. L'Allemagne a ainsi passé récemment des accords avec deux pays producteurs de matières premières très demandées dans les technologies de pointe. Il s'agit en premier lieu de faciliter l'investissement d'entreprises allemandes au Chili pour l'extraction du lithium, utile dans les batteries (accord du

26 Janvier 2013), et en second d'un partenariat plus large avec la Mongolie (rencontre du 8 Mai 2013), pays détenant des réserves intéressantes de "terres rares", ces métaux indispensables aux technologies de pointe.

Dans les secteurs des équipements domestiques, les premières applications proposées au grand public ressemblent encore à des prototypes expérimentaux par leur prix, leur taille, ou leurs faibles performances. Il s'agit par exemple d'armoires contenant des batteries permettant à des particuliers de stocker le courant produit par leurs panneaux photovoltaïques, de cumulus mixtes gaz et électricité jouant aussi ce rôle en stockant l'électricité excédentaire sous forme d'eau chaude, réduisant ainsi la facture de gaz, ou encore de chaudières fonctionnant en cogénération, délivrant à une famille un appoint en électricité lors de la saison de chauffage. Le côté encore tâtonnant de ces ventes n'atténue pas l'enthousiasme des concepteurs, qui misent sur une sensibilisation précoce des futurs acheteurs.

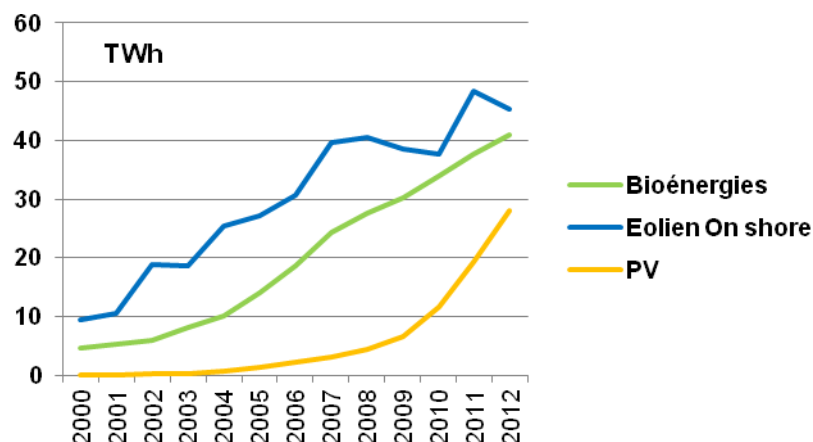
Semblable démarche a déjà existé dans le passé et aurait pu se déployer en l'absence de "tournant énergétique". Mais la décision spectaculaire de privilégier les énergies renouvelables prise en 2010 et 2011 a donné une visibilité aux industriels allemands de l'énergie que ceux-ci exploitent au mieux, avec le soutien du gouvernement, aussi bien pour le marché national que pour les exportations.

Le Développement de l'électricité d'origine renouvelable : aspects économiques

La promotion de l'électricité de sources renouvelables

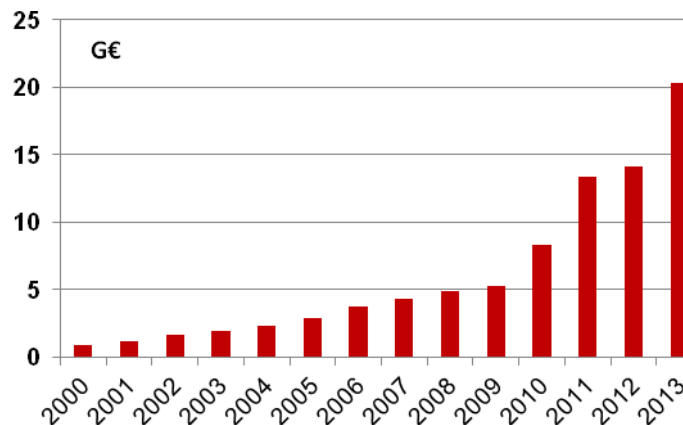
Pour promouvoir l'électricité d'origine renouvelable, la loi EEG du 29 Mars 2000 a imposé de lui accorder une priorité d'injection sur le réseau et de rémunérer le courant ainsi produit par un tarif d'achat (*feed-in tariff*). Ce tarif est fixé par le gouvernement pour chaque technologie à un niveau jugé incitatif ; il est garanti sur une longue période (jusqu'à 20 ans). Ce dispositif s'est révélé très efficace. Les premières réalisations ont apporté des enseignements générateurs de baisse des coûts, accélérée grâce aux progrès technologiques induits par le développement du marché. Les marges entre le coût du kWh produit et le tarif garanti se sont accrues, attirant de nouveaux acteurs, de sorte que la production de courant d'origine renouvelable a connu un essor remarquable. Le système offre en effet une visibilité devenue rare dans le secteur énergétique ; la réduction des risques plait aux investisseurs, rassurés également par la progressive banalisation des procédés mis en œuvre.

Figure 15 - Evolution de la production d'électricité d'origine renouvelable^{xxxiv} (Hors hydroélectricité, qui bénéficie peu de tarifs garantis)



Lorsque les kWh de sources renouvelables sont livrés, le gestionnaire du réseau de transport local verse la rémunération correspondant au tarif d'achat garanti. Il agit ensuite comme un fournisseur ordinaire, en revendant ce courant sur les marchés de gros. La différence entre le tarif d'achat et le prix de revente est cumulée dans le "compte EEG". En observant la figure 14, on devine qu'il va croître au même rythme que le volume de l'électricité d'origine renouvelable ; en fait on constate une accélération marquée à partir du moment où la production d'électricité photovoltaïque s'est développée.

Figure 16 - Evolution du compte EEG, en milliards d'euros^{xxxv}



Pour le photovoltaïque, la différence entre le tarif d'achat garanti et le prix du marché était en effet nettement plus élevée que pour les autres filières, de sorte que le développement de cette source a engendré une augmentation très rapide du compte EEG. A titre d'exemple, en 2005 la différence se situait à 7 c€/kWh pour les bioénergies, 5 c€/kWh pour l'éolien... mais 49 c€/kWh pour le photovoltaïque^{xxxvi} ! Ainsi, bien que le volume total d'électricité générée par les panneaux photovoltaïque paraisse faible, son impact sur le compte EEG est considérable.

Le législateur allemand a réagi, et plusieurs retouches au cadre réglementaire ont été successivement appliquées afin d'instaurer des garde-fous, les plus notables étant entrées en vigueur le 1er Janvier 2012 :

- Pour toutes les technologies, incitation à la vente directe. Les exploitants peuvent ainsi choisir de vendre directement tout ou partie de leur production d'origine renouvelable sur le marché pendant la période de leur choix, sur simple avis au gestionnaire du réseau. Le bénéfice du tarif garanti est alors interrompu si le prix du marché lui est supérieur ; dans le cas inverse, le gestionnaire du réseau paie une

compensation à l'exploitant. Une prime de marché et une prime de flexibilité renforcent cette incitation.

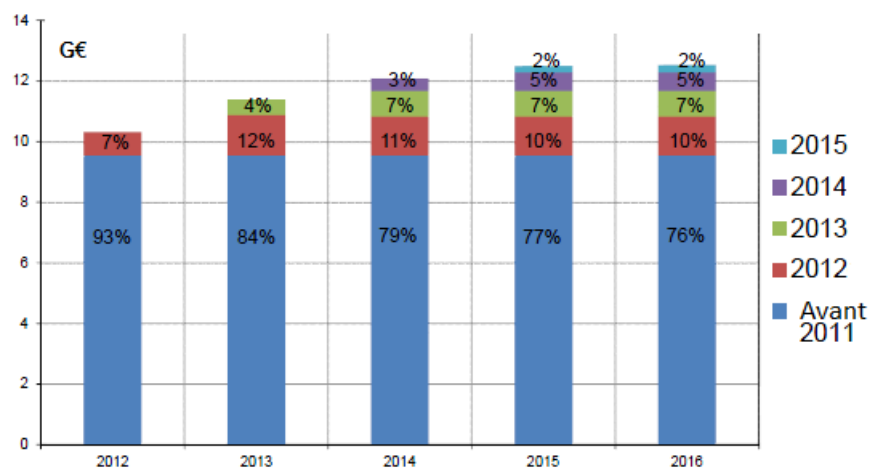
- Les tarifs d'achat garantis ont été revus à la baisse pour les installations mises en service à compter du 1er Janvier 2012. En outre, un coefficient de dégressivité est introduit, amenant une diminution progressive du tarif appliqué aux installations mises en service chacune des années suivantes. Des conditions avantageuses sont toutefois accordées aux fermes éoliennes maritimes raccordées avant 2018 ainsi qu'aux éoliennes terrestres subissant un renforcement de puissance (*repowering*).
- Pour les installations d'une puissance supérieure à 100 kW (et 30 kW pour le photovoltaïque), obligation de prévoir une commande à distance permettant au gestionnaire du réseau de piloter la puissance fournie. Les installations produisant de l'électricité à partir de biogaz devront comporter un réservoir permettant de stocker le gaz produit pendant 150 jours (cette obligation ne s'applique pas aux installations fonctionnant uniquement à partir de lisier). Lorsque le gestionnaire de réseau réduit pour raison de sécurité la puissance appelée d'une installation, l'exploitant est indemnisé à hauteur de 95 % de la recette perdue.
- Encouragement au stockage et à l'autoconsommation. L'électricité stockée temporairement bénéficie du tarif d'achat garanti si l'exploitant s'engage à laisser toute la puissance disponible à la disposition du gestionnaire de réseau et s'interdit d'en vendre une partie sur le marché.
- Pour la production d'origine photovoltaïque, mise en œuvre de trois dispositions spécifiques. En premier lieu, le tarif d'achat garanti a été abaissé. En second lieu, un plafond d'équipement (52 GW) est fixé, au-delà duquel les installations nouvelles ne pourront plus prétendre au tarif d'achat garanti. En dernier lieu, ce tarif garanti subit un facteur de dégressivité additionnel : une baisse accélérée à l'intérieur d'une même période de 12 mois, selon la capacité mise en service : de -3 % au-delà de 3,5 GW à -15 % au-delà de 7,5 GW.

Cette dernière disposition vise à mettre un terme au "rush de fin d'année" constaté auparavant, chaque annonce d'une baisse du tarif d'achat garanti au 1er Janvier de l'année suivante ayant entraîné

la pose massive de panneaux photovoltaïques afin de bénéficier du tarif en vigueur jusqu'au 31 Décembre de l'année en cours...

Selon l'Öko-Institut de Berlin, ces dispositions vont enrayer la progression de la composante relative à la production photovoltaïque dans le compte EEG. L'institut affirme que la production d'électricité issue de cette technologie va néanmoins continuer à croître, car le prix des installations baisse plus vite que le facteur de dégressivité introduit dans le tarif d'achat. Cependant, pour l'institut, ce dernier est désormais si proche des prix du marché que la part photovoltaïque du compte EEG n'enregistrera que des augmentations mineures.

Figure 17 - Perspectives d'évolution de la part "photovoltaïque" dans le compte EEG^{xxxvii}



Le compte EEG devrait néanmoins continuer à connaître une hausse, essentiellement sous l'influence de la production éolienne offshore, qui bénéficie d'un tarif d'achat garanti nettement supérieur au prix du marché (la différence est estimée à 13,8 c€/kWh en 2013), et qui devrait fournir des volumes rapidement croissants d'électricité, atteignant 33 TWh en 2020 et 61 TWh en 2025^{xxxviii}, à partir d'un niveau de 0,7 TWh en 2012. La production éolienne terrestre va également connaître un doublement en 13 ans, passant de 45,3 TWh en 2012 à 91,2 TWh en 2025, tirée par la réfection des installations existantes afin d'en augmenter la puissance (*repowering*). Bien que la différence entre le tarif garanti et le prix de marché soit nettement plus modeste, environ 2,9 c€/kWh en 2013, les volumes prévus sont suffisamment élevés pour que l'influence sur le compte EEG soit sensible.

Pour en terminer avec le compte EEG, on remarquera qu'il représente une dette des consommateurs allemands à l'égard des producteurs d'électricité d'origine renouvelable, pour toute la durée des contrats en vigueur. Le montant dépend de multiples facteurs (date de début de l'activité, volumes de production attendus, différence entre prix du marché et tarif d'achat pour chaque

technologie, etc.). L'évaluation exacte n'apparaît pas possible, mais en prolongeant les tendances observées depuis 2000, un calcul sommaire aboutit à un montant de 250 milliards d'euros^{xxxix} (en sus des 67 milliards d'euros versés entre 2000 et 2012). Il s'agit d'une dette "prescrite par l'Etat" mais non prise en compte dans les dettes souveraines ; si elle venait s'y ajouter, est-on certain que l'Allemagne conserverait sa notation AAA ?

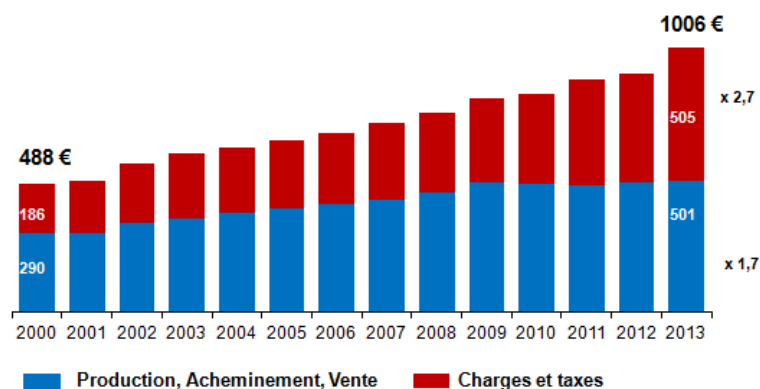
Electricité de sources renouvelables et prix du courant

Le montant du compte EEG est répercuté sur la facture du consommateur final via la "surcharge EEG" (*EEG Umlage*). Cette dernière augmente chaque année, passant de 2,06 c€/kWh en 2010 à 5,277 c€/kWh en 2013. La surcharge EEG a contribué à la hausse de la facture moyenne, qui a plus que doublé pour un consommateur domestique entre 2000 et 2013. Dans la facture d'un particulier, la part "technique" (production du courant, acheminement, commercialisation) représente désormais moins de 50 % du montant total, le reste étant constitué de charges et taxes. La surcharge EEG, qui ne représentait en 2000 que 3,7 % de l'ensemble des charges et taxes, en constitue aujourd'hui 37 %. Les autres composantes sont restées quasiment inchangées :

- 1,79 c€/kWh pour le droit de concession depuis 2000.
- 2,05 c€/kWh depuis 2003 pour l'écotaxe sur l'électricité (*Stromsteuer*).

On notera que la TVA s'applique à l'ensemble des charges et taxes de rang inférieur

Figure 18 - Evolution de la facture annuelle moyenne^{xl}
Client domestique type, consommant 3500 kWh par an



Pour les particuliers, le kWh allemand est devenu le deuxième plus cher d'Europe, celui du Danemark conservant la première place. L'augmentation du prix du courant est concomitante avec la baisse de revenu pour une fraction significative de la population, les lois Hartz ayant réduit les prestations sociales et favorisé le recours au travail à temps partiel pour les entreprises depuis 2005. Cette double évolution se traduit par une montée de la "précarité énergétique", expression désignant la difficulté éprouvée par certains consommateurs à régler leur facture d'énergie. Le phénomène est difficile à apprécier, car la distribution publique étant très éclatée en Allemagne, il en résulte une grande disparité des prix du kWh au niveau du consommateur final, ce qui complique l'évaluation ; la pauvreté énergétique ne fait pas l'objet d'un suivi statistique fédéral.

Les enquêtes nationales les plus récentes situent entre 10 % et 15 % le nombre des ménages touchés en 2012 ; selon les sources, entre 600 000 et 800 000 foyers verraient leur alimentation électrique suspendue chaque année pour non-paiement de leur facture^{xli}. Ces chiffres sont très élevés si l'on considère que le nombre des logements chauffés à l'électricité ne dépasse pas 5 % en Allemagne. La facture électrique reflète donc en général des "consommations spécifiques", que seule l'électricité peut alimenter : éclairage, électroménager, appareils électroniques... En 2010, la facture d'électricité représentait entre 4 % et 7,5 % du revenu des foyers vivant avec moins de 1000 euros par mois^{xlii}. Les marges de réduction des consommations apparaissent d'autant plus faibles que les ménages sont déjà dotés, en moyenne, d'équipements performants et que la sensibilité aux questions environnementales induit un comportement vertueux : malgré un taux d'équipement supérieur à son homologue français, le consommateur allemand type consomme moins que ce dernier³.

La part "technique" du tarif se décompose entre fourniture et acheminement. La composante "fourniture" varie en fonction du prix des combustibles et des investissements pour l'entretien et le remplacement des équipements ; en 2013, elle représente environ 30% de la facture moyenne d'un particulier. La concurrence entre fournisseurs ne joue que sur ces 30 %, car la composante "acheminement", avoisinant 20 % de la facture, est déterminée par l'Agence Fédérale des Réseaux, BNA (*Bundes Netz Agentur*) et les régulateurs régionaux. Les dépenses d'acheminement vont vraisemblablement augmenter en raison des investissements considérables qui seront nécessaires pour raccorder au réseau les sources renouvelables ainsi que les nouvelles centrales classiques et pour moderniser le système, dont on a cité les chiffres plus haut (section 2.2.) :

Renforcement (2 900 km) et extension (2 800 km) du réseau de transport à haute tension. L'Agence Allemande de l'Energie (DNA) évaluait entre 1 et 1,6 milliards d'euros par an

l'investissement correspondant pour la partie sur terre, selon la technologie qui sera choisie ; l'estimation totale sur la base des options actuellement arrêtées se monte à 20 milliards d'euros. A cette somme s'ajoute de 3,7 à 13 milliards d'euros pour la partie en mer, destinée au raccordement des fermes éoliennes offshore, selon l'hypothèse de réalisation d'ici 2022, basse⁵ (7 G) ou haute (13GW)^{xliii}.

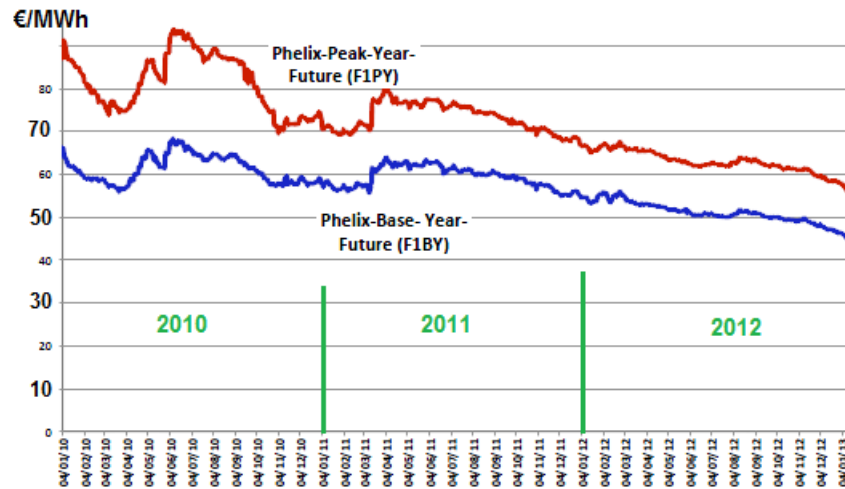
Renouvellement et extension du réseau de distribution (135 000 à 200 000 km). Pour ce réseau, l'investissement à réaliser se situe entre 27,5 et 42,5 milliards d'euros, selon que le scénario retenu est celui de l'Agence Fédérale des Réseaux (scénario NEP 2012 B) ou celui cumulant les prévisions des 16 Länder allemands^{xliiv}. Cette somme n'inclut ni la réalisation du réseau offshore reliant les futures fermes éoliennes maritimes, dont le coût est évalué à 23 milliards d'euros, ni la pose d'une ligne reliant l'Allemagne et la Norvège, d'un coût proche de 2 milliards d'euros^{xliv}.

La part "technique" de la facture comprend enfin les surcoûts liés à la baisse de rendement des centrales thermiques classiques fonctionnant en relève des installations renouvelables, les indemnités versées aux sites ayant souscrit un contrat d'effacement volontaire, et plus généralement les coûts de "système", que la récente étude publiée sous l'égide de l'OCDE^{xlvi} a évalué entre 10 et 20 €/MWh⁶.

Les considérations ci-dessus ne transparaissent pas lorsque l'on observe les prix sur les marchés de gros. Ils accusent au contraire une tendance marquée à la baisse depuis l'été 2011. Cette baisse correspond à l'arrivée massive de courant issu des panneaux photovoltaïques posés en 2010 et 2011. Nous avons vu que le gestionnaire du réseau de transport, qui a payé ce courant selon le tarif d'achat garanti, le revend sur les marchés de gros. Pour être assuré de le vendre, il le propose systématiquement à un prix inférieur à celui des sources non renouvelables. Cette opération tire vers le bas les prix de marché, en proportion du courant ainsi revendu, et donc de la production de l'ensemble des sources renouvelables.

⁵ L'hypothèse basse reflète les difficultés rencontrées par le gestionnaire du réseau de transport longeant la Mer du Nord, l'entreprise d'origine néerlandaise Tennet, à respecter le calendrier des raccordements demandés par les porteurs de projets.

⁶ Au-delà des seuls coûts de système, cette étude situe le surcoût complet de production à 19 €/MWh pour l'éolien terrestre, 28 €/MWh pour l'éolien offshore et 57 €/MWh pour le photovoltaïque.

Figure 19 - Prix du courant sur le marché de gros allemand^{xlvii}

Tirant le prix de marché vers le bas, on augmente le compte EEG, qui dépend de la différence entre les tarifs d'achat garantis et ces prix de marché !

L'augmentation du prix du kWh n'affecte pas que les clients particuliers, elle touche aussi les industriels. Le gouvernement a très tôt perçu le risque de perte de compétitivité de l'industrie allemande face à cette hausse de prix. Il a donc introduit une dégressivité de la surcharge EEG pour les industries manufacturières. Elle ne leur est appliquée intégralement qu'à hauteur du premier GWh ; elles n'en paient que 10 % pour la consommation comprise entre 1 et 10 GWh, 1 % entre 10 et 100 GWh et son montant est plafonné à 0,05 c€/kWh au-delà de 100 GWh. Les industries électro-intensives (plus de 100 GWh et une facture d'électricité supérieure à 20 % de la valeur ajoutée) ne paient qu'une surcharge forfaitaire de 0,05 c€/kWh pour l'ensemble de leur consommation. Pour obtenir ces réductions, les entreprises consommant plus de 10 GWh par an doivent prouver qu'elles ont mis en œuvre tout leur potentiel d'économie d'énergie. Enfin, un abattement spécial est consenti aux entreprises auto-productrices d'électricité. Au total, 1 638 entreprises bénéficient d'une réduction de la surcharge EEG en 2013 ; elles totalisent 53 % de l'électricité consommée dans l'industrie allemande. La réduction est évaluée à 4,3 milliards d'euros : cette fraction du compte EEG non assumée par les grands consommateurs industriels majore la surcharge appliquée à tous les autres ; la surcharge ne serait que de 4,23 c€/kWh (au lieu de 5,28) si elle était répartie équitablement sur tous les clients. En d'autres termes, les clients assujettis à la surcharge EEG à taux plein subventionnent la grande industrie à hauteur de 1,05 c€/kWh^{xlviii}.

Certains secteurs industriels allemands bénéficient d'autres avantages :

- Taux réduit pour l'écotaxe sur l'électricité : 1,54 c€/kWh (contre 2,05 c€/kWh pour les particuliers), voire 0,15 c€/kWh pour les industries disposant d'une caisse de retraite (le produit de l'écotaxe est destinée à financer le régime général de retraite).
- Taux réduit à 0,11 c€/kWh pour le droit de concession (au lieu de 1,79 c€/kWh pour les clients domestiques), voire exemption complète pour certaines entreprises.
- Taux réduit pour la charge de soutien à la cogénération (*KWK Umlage* : ce mécanisme fonctionne comme la surcharge EEG).
- Réduction pouvant atteindre 80 %, voire gratuité totale dans certains cas, sur le tarif d'utilisation des réseaux. Les consommations industrielles bénéficiant de ces abattements sont estimées à 74 TWh pour 2013, soit 30 % des 243,1 TWh qui devraient être livrés à l'ensemble de l'industrie allemande en 2013.
- Indemnité pour compenser la hausse du prix du courant. En dérogation aux règles communautaires, qui prohibent les aides d'Etat, une subvention sur fonds publics est autorisée pour certaines entreprises par la directive 2009/29/CE. Les sommes versées dans ce cadre à partir du budget fédéral ont été évaluées à 500 millions d'euros en 2012.

Au total, la réduction sur la surcharge EEG et l'ensemble des mesures listées ci-dessus ont représenté une économie pour l'industrie allemande estimée à plus de 10 milliards d'euros en 2012^{xlix}. Les charges moyennes (avant TVA) se situent à 9,82 c€/kWh pour un particulier contre 7,26 c€/kWh pour la petite industrie et 2,78 c€/kWh pour les grandes entreprises. Les très grands consommateurs gardent un autre atout : ils peuvent acheter leur courant directement sur le marché de gros. Ils profitent ainsi des prix tirés à la baisse par l'arrivée du courant d'origine renouvelable, qui a été payé par les tarifs d'achat garantis, donc par la surcharge EEG à laquelle ils contribuent peu... Début 2013, le prix moyen sur les marchés de gros est passé en dessous de 5 c€/kWh (prix pour une livraison en base), donc à un niveau inférieur à celui de la surcharge EEG, établi à 5,277 c€/kWh.

En raison du couplage des marchés⁷, la tendance à la baisse sur les marchés de gros apparaît aussi dans les pays voisins de l'Allemagne. Les grands consommateurs situés dans ces pays bénéficient donc également de prix plus bas lorsque les conditions sont favorables à la production éolienne ou photovoltaïque en Allemagne, production subventionnée par les consommateurs allemands assujettis à la surcharge EEG.

Le débat public sur le prix du courant

La dernière augmentation de la surcharge EEG, annoncée le 15 Octobre 2012, a ouvert un large débat public sur le prix de l'électricité en Allemagne. Son montant passait de 3,53 c€/kWh en 2012 à 5,277 c€/kWh en 2013, soit une augmentation de près de 50 %. Le ministre de l'économie, membre du parti libéral (FDP) minoritaire au sein de la coalition gouvernementale, a dénoncé le jour-même un système de soutien aux énergies renouvelables "échappant à tout contrôle" et menaçant la compétitivité industrielle de l'Allemagne.

Cette annonce n'a pu que confirmer les craintes perceptibles dans l'opinion publique. Un sondage effectué en Septembre 2012 montrait que pour 53 % des personnes interrogées, le prix devenait le sujet auquel la politique énergétique allemande devait désormais accorder la priorité¹. Cette indication confirme le résultat d'un sondage antérieur, mené en Juin 2012, dans lequel 62 % des personnes interrogées estimaient que le tournant énergétique était mal engagé et 75 % craignaient qu'il conduise à une hausse des prix^{li}.

Pourtant, 83 % des personnes ayant répondu à la seconde enquête estimaient nécessaire la progression des énergies renouvelables. Le gouvernement se trouve donc confronté à une équation complexe : préserver un cadre favorable au développement des sources renouvelables tout en réduisant son coût pour le pays. La perspective des élections législatives fédérales le 22 Septembre 2013 n'incitant pas à des initiatives audacieuses, la chancelière Angela Merkel n'a évoqué aucune piste concrète.

Conscient de la nécessité d'une réforme, mais soucieux de ne pas s'aliéner l'industrie des énergies renouvelables, le ministre de l'environnement, M. Peter Altmaier, a mis en place à l'automne 2012 une instance de concertation (*EEG Dialog*) dont les conclusions

⁷ Grâce au couplage des marchés (market coupling), les opérateurs sur les marchés de gros de l'électricité ont accès à l'ensemble des offres des pays participants, sans tenir compte des frontières nationales. Le système est expérimenté depuis 2010 entre Allemagne, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas ; il devrait être étendu à l'ensemble de l'Europe fin 2014.

pourront être reprises dans une loi révisant profondément le système actuel. Six groupes de travail se sont réunis entre le 28 Novembre 2012 et le 14 Mars 2013. En marge des travaux menés par cette instance, le ministère de l'économie et celui de l'environnement ont présenté le 13 Février 2013 le canevas d'une modification immédiatement applicable, aboutissant à plafonner le compte EEG. La chancelière y a renoncé devant l'opposition des membres du Bundesrat⁸, qu'elle avait réunis pour un débat informel le 21 Mars 2013 sur ce projet.

Le texte du 13 Février 2013 confirmait les objectifs actuels mais affirmait la nécessité d'instaurer une limite aux coûts (*Energiewende sichern – Kosten begrenzen*). Les principes ayant inspiré ce texte demeureront partiellement ou largement applicables dans la réforme qui sera mise en œuvre après les élections législatives fédérales :

- Augmenter les paramètres de dégressivité affectant les tarifs d'achat garantis, afin qu'ils se rapprochent rapidement des prix de marché.
- Généraliser aussi vite que possible la vente du courant sur les marchés par les producteurs eux-mêmes.
- Reconsidérer les exonérations actuelles à la surcharge EEG pour l'industrie, envisager un impôt exceptionnel sur les profits des producteurs (*EEG-Soli*).
- Lier le développement de la production avec l'extension des réseaux et la mise en place de réserves de capacité afin de préserver la sécurité d'alimentation électrique. Cette liaison suppose une forme de planification au niveau fédéral.

Le ministre de l'environnement, M. Peter Altmaier, a justifié ces propositions dans une interview au quotidien Frankfurter Allgemeine Zeitung, le 19 Février 2013, affirmant que le tournant énergétique allemand coûterait au total 1 000 milliards d'euros. Des élus allemands ont confié avoir envisagé d'aller encore plus loin que le texte du 13 Février 2013, en réduisant le tarif d'achat garanti appliqué aux installations déjà en service, mais cette idée a été rapidement abandonnée. Elle aurait ruiné la confiance des investisseurs et aurait même pu déclencher une crise bancaire, en raison de l'importance des emprunts contractés dans les réalisations en service, dont le remboursement se serait trouvé fragilisé. En revanche, des élus n'ont pas renoncé à une réflexion sur la

⁸ Chambre haute du parlement allemand, composée des présidents des 16 Länder.

fiscalisation de la surcharge EEG : elle ne serait plus payée par les seuls consommateurs d'électricité mais supportée par l'ensemble des contribuables.

Par leurs propositions, les ministres de l'économie et de l'environnement prennent acte de l'inquiétude qui grandit dans les milieux professionnels. La défense de la compétitivité industrielle allemande constitue un objectif unanimement partagé au sein de la classe politique allemande. L'incidence du tournant énergétique sur l'industrie manufacturière allemande devient donc un enjeu majeur. L'institut IDW, basé à Cologne, (Institut der deutschen Wirtschaft Köln) a publié début 2013 les résultats d'une enquête menée auprès de 1500 chefs d'entreprises entre Mars et Juillet 2012^{lii}. Dans 81 % des réponses, l'augmentation du prix de l'énergie constitue une préoccupation ; moins de 30 % des enquêtés ayant répondu considèrent que le tournant énergétique va leur ouvrir des marchés, et une proportion identique craignent qu'il menace leurs positions sur les marchés existants. Les bénéfices du tournant énergétique en termes d'innovation apparaissent réels dans 11 % des réponses, alors que pour 60 % ils resteront imperceptibles. L'étude signale par ailleurs une chute des investissements dans les secteurs intensifs en énergie, sans toutefois détecter un risque de délocalisation.

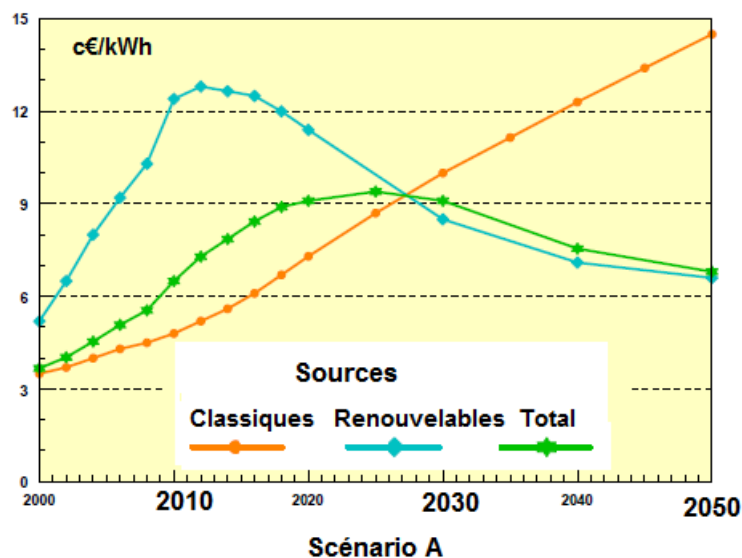
Le graphique ci-dessous éclaire le risque encouru par l'industrie allemande :

La courbe orange indique le coût de production de l'électricité à partir d'énergies fossiles (réel jusqu'en 2010, simulé au-delà).

La courbe bleue reflète le coût de production du courant d'origine renouvelable (réel, puis simulé).

La courbe verte donne le coût total, résultant de l'addition des deux précédents, pondérée par les volumes de chaque source.

Figure 20 - Scénario d'évolution des coûts^{liii}



Le scénario A, le plus souvent pris comme référence, est bâti sur des hypothèses très favorables aux énergies renouvelables, dont les coûts sont censés baisser rapidement, tandis que les prix des énergies fossiles augmentent vite sur les marchés internationaux, et que le prix du quota de CO₂ dans le système ETS croît régulièrement de 14 jusqu'à 27 euros entre 2010 et 2020. Malgré ces hypothèses avantageuses, les consommateurs allemands vont payer un surcoût jusqu'en 2026, date déterminée par le point de croisement des trois courbes. Si la réalité diffère de la prévision, par exemple si les cours mondiaux des énergies fossiles augmentent moins vite que prévu, si le prix du quota de CO₂ stagne (il était tombé au-dessous de 5 euro début 2013) ou si les coûts des sources renouvelables baissent trop lentement, alors le point de croisement se déplace vers la droite et le surcoût pourrait durer... jusqu'en 2050 !

Le patronat allemand en tire des conclusions radicales, puisqu'il préconise d'abolir sans délai le mécanisme du compte EEG et de la surcharge correspondante. Son organe collectif, le BDI, regroupe en effet à la fois les grandes et les petites entreprises. Ces dernières ne bénéficiant pas des exonérations consenties aux grandes, le combat contre toutes les charges devient le point de ralliement. Le BDI évite ainsi de remettre en cause le développement des énergies renouvelables, tout en soulignant le handicap de compétitivité causé à l'industrie allemande par un prix du kWh beaucoup plus élevé que celui de ses concurrents, européens, américains ou chinois... Enfin, le président du BDI, M. Ulrich Grillo, note que les recettes procurées à l'Etat par la TVA ont augmenté mécaniquement en proportion de la hausse des prix du courant, charges incluses. Il revendique la restitution de ces excédents aux consommateurs, d'une part en baissant le taux de l'écotaxe, et d'autre part en subventionnant davantage les efforts d'efficacité énergétique.

L'indice DEX, qui mesure chaque trimestre l'état d'esprit de 2500 dirigeants d'entreprise à l'égard du tournant énergétique confirme la déception grandissante dans ce milieu ; la note d'appréciation moyenne étant tombée à 9,5 sur 20 en Juin 2013, donc sous la moyenne de 10, au terme d'une baisse régulière depuis un an. Cette enquête fait apparaître un nouveau motif d'inquiétude, les coupures brèves (inférieures à 3 mn), qui ont tendance à se multiplier (16 % des responsables enquêtés en ont subi au moins une durant les 12 derniers mois), ayant perturbé sérieusement l'activité dans un cas sur deux.^{liv}

Les branches professionnelles actives dans les énergies renouvelables jugent indispensable le maintien du système actuel de tarif d'achat garanti. Fortes d'un chiffre d'affaire estimé à 14,4 milliards d'euros en 2012^{lv}, elles pèsent dans le débat public. Malgré les doutes des milieux patronaux traduits par les enquêtes,

ces branches font de la création d'emplois et de l'innovation leur principale ligne de défense.

Emplois et bénéfices économiques

L'emploi demeure un sujet controversé. Le ministère de l'environnement a publié une étude détaillée^{lvi}, reconnaissant qu'il est très difficile d'évaluer l'emploi net, celui qui n'aurait pas été créé en l'absence de la politique considérée. Le chiffre brut est donc le seul cité : il s'obtient par l'addition de tous les emplois directs (dans les secteurs d'activité centrés sur les énergies renouvelables) et indirects (les sous-traitants), mais il ne prend pas en compte les emplois détruits dans d'autres filières, ceux qui résultent de la transformation de secteurs existants auparavant, ceux qui sont menacés en raison du prix élevé de l'électricité, ou encore ceux qui auraient été créés si les investissements avaient été réalisés dans d'autres activités.

Avec ces réserves, le document mentionne 381 600 emplois bruts en 2011 dans le secteur allemand des énergies renouvelables, dont 74 % pour l'électricité. Ces emplois ont considérablement amélioré le marché du travail dans trois Länder de l'ancienne RDA durement touchés par le chômage (Brandebourg, Mecklembourg-Poméranie et Saxe-Anhalt) mais aujourd'hui bien placés pour les énergies éolienne et photovoltaïque. Pour l'avenir, la prospérité économique du secteur dépendra de façon croissante des exportations. Celles-ci seront à leur tour influencées par le prix des énergies fossiles et par la croissance économique mondiale. Dans le scénario pessimiste (économie mondiale et prix des énergies concurrentes en faible croissance), le secteur comptera 480 000 emplois en 2020 et 520 000 emplois en 2030. Dans le scénario optimiste, les emplois passeront à 600 000 en 2020 et 640 000 en 2030. La faible augmentation entre 2020 et 2030 s'explique principalement par les gains de productivité escomptés, réduisant le nombre d'emplois nécessaires pour le même chiffre d'affaires. L'étude souligne que les emplois dans le secteur des énergies renouvelables font très majoritairement appel à des salariés qualifiés (près de 80 % en 2009, dont 10 % détenteurs d'un titre universitaire). Enfin, 62 % des emplois recensés en 2011 concernent l'investissement, les autres se partageant entre l'exploitation et la maintenance (20 %) ou l'approvisionnement, pour les bioénergies (15%).

Les emplois centrés sur l'investissement vont dépendre du rythme d'équipement de l'Allemagne et des capacités d'exportation du pays. Les auteurs de l'étude considèrent que le volume des investissements dans le monde va connaître un tel taux de croissance dans les prochaines décennies que l'industrie allemande est assurée de garder une part du marché suffisante pour voir une progression de ces emplois. Les déboires de l'industrie photovoltaïque ne remettent pas en cause cette conviction.

Rappelons que depuis 2012, près de 40 entreprises allemandes de cette filière ont été déclarées insolvables ou ont cédé une partie de leurs activités ; certaines de ces entreprises faisaient pourtant partie des leaders mondiaux jusqu'en 2010 (Q-Cells, Solar Millenium, Solon...). Cette évolution tragique préfigure-t-elle d'autres destinées semblables ? Dans ce scénario noir, les pays émergents rattraperont rapidement l'avance technique prise par les pays européens puis les évinceront de leurs propres marchés, éventuellement par des procédés discutables, tels que ceux dont on soupçonne les fabricants chinois de panneaux photovoltaïques, qui auraient bénéficié de prêts à fonds perdus de la part de banques publiques locales.

Le gouvernement fédéral semble avoir abandonné ce secteur, en refusant de soutenir les sanctions engagées par la Commission Européenne contre les importations de panneaux photovoltaïques chinois. Sans explication officielle, on peut imaginer que les panneaux sont désormais considérés comme des "commodités" à importer au meilleur prix afin de continuer à développer la production électrique par cette filière, sauvant ainsi au passage les emplois des installateurs et abaissant le coût pour le consommateur d'électricité. On peut aussi supputer que le secteur des fabricants allemands de panneaux a été sacrifié pour ne pas altérer les relations commerciales avec la Chine, pays d'exportation important pour d'autres secteurs industriels allemands. Le gouvernement ne manque pas de comptabiliser les emplois du secteur des biens d'équipement dans les bénéfices à l'exportation des énergies renouvelables, lorsque ces secteurs vendent à l'étranger les machines outils servant à produire les modules photovoltaïques par exemple, ou les appareils nettoyant la surface des panneaux.

La filière photovoltaïque apparaît comme la plus dispendieuse entre 2008 et 2012. Selon une étude universitaire, l'ensemble des coûts qu'elle a générés pour le consommateur allemand atteindrait 108 milliards d'euros en 5 ans (contre 20,5 pour la filière éolienne) et le coût de la tonne de CO₂ évitée par cette filière se situerait à 716 €. ^{lvii}

Le financement du tournant énergétique

Sous l'angle du financement, le tournant énergétique allemand englobe plusieurs types de réalisation, allant des opérations très rentables, mettant en œuvre une technique éprouvée sur un projet bénéficiant d'un tarif d'achat garanti de longue durée par exemple, jusqu'aux opérations à rentabilité incertaine en raison des aléas techniques, en passant par des travaux à temps de retour très longs, tels que les chantiers de rénovation thermique. La réorientation énergétique étant engagée depuis plus de 10 ans, des outils

financiers ont progressivement été affinés afin de répondre à toutes les situations.

Le véritable pivot du système financier est constitué par la KfW. Cette institution publique bénéficie de la garantie de l'Etat fédéral, ce qui lui permet de collecter des fonds sur les marchés financiers dans d'excellentes conditions. Environ 80 milliards d'euros sont ainsi obtenus chaque année, selon une récente étude de l'IDDRI^{ix}. La KfW reçoit par ailleurs une dotation directe de l'Etat, provenant du Fonds Energie Climat, lui-même alimenté, notamment, par la vente des quotas de CO₂ du système ETS. En 2012, le Fonds Energie Climat a fourni un montant de 1,5 milliard d'euros pour les subventions et prêts à taux préférentiels.⁹ Ces ressources permettent à la KfW d'irriguer les banques privées en liquidités "fléchées" vers les projets concernant le secteur de l'énergie et de verser des subventions directes. Les banques locales s'appuient sur un réseau d'experts de terrain pour contrôler la qualité technique des projets et la solidité financières des participants ; elles accordent des prêts dont le taux est bas grâce aux fonds procurés par la KfW.

Dans son rapport 2012, la KfW annonce qu'elle apportera 100 milliards d'euros en 5 ans pour le financement du tournant énergétique allemand^{ix}. Sur ce montant, 5 milliards d'euros seront engagés à court terme sur des projets de fermes éoliennes offshore. Le rapport cite l'exemple de la ferme éolienne de Meerwind, où la KfW a prêté 330 millions d'euros, sur un emprunt total d'un milliard d'euros, ayant impliqué 16 banques. A l'autre bout du spectre, la KfW a ainsi apporté 4,2 millions d'euros sur les 4,8 représentant le coût total d'un projet de biogaz à Wollbrandhausen. Le taux d'intérêt moyen pour ces prêts se situe à 1,7 %.

La KfW et les banques commerciales jouent par ailleurs une fonction d'investisseurs, en prenant des participations directes dans certains projets. Leur engagement facilite l'arrivée d'acteurs financiers traditionnels, tels que les fonds d'investissement. Plusieurs banques commerciales allemandes ont en outre développé des véhicules d'investissement destinés aux énergies renouvelables, constituant une forme de placement spécifique pour les épargnants. Un phénomène de financement participatif semble par ailleurs se développer, soit lorsqu'un développeur associe les riverains à une installation, soit lorsque des citoyens créent spontanément une structure dédiée à leur projet. Cette structure peut prendre diverses formes juridiques, telle qu'une SARL ou une société anonyme ; la forme de la coopérative connaît un certain succès, puisqu'on en

⁹ La somme de 1,5 milliard d'euros équivaut sensiblement à la subvention annuelle versée par le gouvernement fédéral aux mines de houille allemandes. Cette subvention cessera en 2018. Le budget fédéral a également compensé l'insuffisance des recettes tirées de la vente des quotas de CO₂, leur cours sur le marché ETS ayant chuté très en-dessous du niveau pris en compte lors de l'élaboration du programme pluriannuel de la KfW.

recensait plus de 500, regroupant environ 80 000 membres en Février 2013^x. On notera que la participation à des coopératives, de toutes sortes, est fréquente en Allemagne. Les mécanismes de "crowd funding", par appel direct à des contributions auprès du grand public, semble en revanche encore peu répandu.

Le dispositif financier à l'œuvre en Allemagne a compensé le relatif retrait des grandes compagnies électriques, les quatre "majors" qui dominaient le secteur de la production conventionnelle (EnBW, E.ON, RWE et Vattenfall). Au début des années 2000, ces compagnies ont tardé à investir dans la production d'électricité d'origine renouvelable ; plus récemment leurs capacités de financement ont été amputées par les décisions gouvernementales, d'abord une ponction sur les revenus tirés des centrales nucléaires, puis la fermeture anticipée de ces dernières¹⁰. L'évolution du marché des combustibles fossiles a également exercé des effets redistributifs entre elles : favorisée initialement par la compétitivité du gaz par rapport au charbon, E.ON a vu ensuite ses marges s'éroder lorsque le charbon a repris l'avantage, RWE et Vattenfall étant mieux placés sur les combustibles solides ; E.ON et EnBW ont été les plus touchées par la fermeture des premières centrales nucléaires. L'accent mis dorénavant sur les fermes éoliennes offshore pourrait donner une deuxième chance à ces grandes compagnies : l'investissement sur ces projets est beaucoup plus concentré que sur l'éolien ou le solaire diffus ; en outre, la gestion de grands projets correspond mieux à leur savoir-faire.

A l'inverse des grands groupes privés, les entreprises communales d'énergie (*Stadtwerke*), nombreuses et implantées de longue date en Allemagne, ont très tôt compris l'intérêt d'un engagement en faveur des énergies renouvelables. Les directives sur la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité ont exempté la plupart d'entre elles de l'obligation de se séparer de leurs réseaux locaux (*unbundling*, obligatoire partout ailleurs). Ainsi mises relativement à l'abri de la concurrence, elles ont pu investir dans les projets valorisant une ressource locale, avec un accent particulier sur la production de chaleur. Leur part dans la production d'électricité de source renouvelable semble encore modeste (inférieure à 5 % du parc installé)^{xi}.

¹⁰ Des recours en justice ont été introduits par les compagnies, contre les pouvoirs publics, au titre du préjudice subi.

La dimension européenne

Depuis 2010, la capacité des fermes éoliennes installées au Nord de l'Allemagne peut excéder celle du réseau national à évacuer le courant produit vers le reste du pays, certains jours de vents favorables et faible demande. Le phénomène s'est considérablement aggravé avec le développement massif des installations photovoltaïques dans les Länder du Sud. On assiste donc à deux conséquences :

Des flux de transit (*loop flows*) empruntant les réseaux des pays limitrophes, principalement Pologne République Tchèque et Pays-Bas. Dans certains cas, ces flux saturent les réseaux des pays traversés, les rendant inopérants pour les besoins nationaux.

La propagation, par le biais du couplage des marchés, des bas prix du courant sur les marchés de gros des pays voisins, durant les périodes de forte production éolienne et photovoltaïque alors que la demande est faible.

Face à la première situation, la Pologne et la République Tchèque ont menacé de mettre en place des transformateurs déphaseurs, jouant le rôle d'interrupteurs aux frontières, lorsque l'arrivée massive de courant désorganise leurs réseaux. La Commission Européenne, attachée à l'édification du marché intérieur de l'électricité, plaide plutôt pour le développement des "autoroutes de l'électricité" (*super grids*) permettant de répartir le courant issu de grandes zones de production, telles que les fermes éoliennes prévues en Mer du Nord, sur un ensemble très vaste de consommateurs. Pour l'Allemagne, le renforcement des interconnexions permet élargir les effets du foisonnement et donc de réduire les phases de déconnexion des sources renouvelables, quand leur production ne peut plus être écoulee faute de réseaux adaptés. En sens inverse, elles favorisent les importations en l'absence de production renouvelable, lorsque les centrales étrangères peuvent fournir à meilleur prix que les centrales allemandes.

Qui doit supporter le coût de ces futurs ouvrages ? On peut arguer que l'Allemagne ayant pris seule sa décision de recourir massivement aux sources renouvelables d'électricité, il lui appartient d'en supporter les conséquences financières. L'Allemagne estime à l'inverse que la promotion des énergies renouvelables s'inscrit dans le cadre d'une politique commune à tous les pays membres de l'Union Européenne, et qu'il serait donc logique que les fonds communautaires prévus sur la ligne budgétaire "Connecting Europe Facility" à partir de 2014 (pour 9,1 milliards d'euros) soient en partie dédiés à financer ces réseaux. Ce sujet n'est pas anecdotique : dans son plan de développement à 10 ans, totalisant 104 milliards d'euros, l'association ENTSO-E évalue à 80 % la part des travaux d'extension

et renforcement des réseaux de transport européens nécessités par le développement de l'électricité d'origine renouvelable.

Dans la seconde situation, les exportations allemandes ne constituent qu'une composante d'un mouvement général. L'ampleur du phénomène se mesure en observant, certains jours, un prix négatif sur les marchés de gros : sachant qu'elles vont être appelées à redémarrer dans les prochaines heures, des centrales thermiques jugent moins coûteux de payer les acheteurs pour qu'ils consomment davantage, plutôt que d'arrêter un bref instant leurs installations, les arrêts fréquents mais de courte durée entraînant un vieillissement prématuré du matériel. Ce cas extrême illustre une tendance devenue préoccupante : les signaux de marché incitent les exploitants de plusieurs pays à fermer une partie de leurs unités.

Pour éviter les fermetures de centrales indispensables à la sécurité d'alimentation, plusieurs pays ont mis en œuvre ou envisagent de lancer des "mécanismes de capacité", visant à rémunérer des installations pour leur disponibilité à intervenir en cas de besoin. Ces mécanismes sont conçus sur une base nationale ; leur juxtaposition aboutirait à fragmenter l'ensemble européen, rendant plus complexes les transactions que le couplage des marchés s'ingénie au contraire à simplifier. Le patronat allemand a exprimé sa crainte que les mécanismes de marché alourdissent encore davantage une facture déjà grevée, pour la plupart des entreprises, par le surcoût de l'électricité d'origine renouvelable. L'Allemagne n'est pas isolée sur ce terrain ; des voix s'élèvent dans plusieurs capitales européennes, invitant à repenser le modèle de marché (*market design*) de l'électricité en Europe, mis à mal par le développement des sources renouvelables. Entre autres évolutions, les "marchés d'équilibrage" pourraient être mieux communautarisés ; il s'agit des ajustements nécessités dans une même journée (*intraday*) pour faire face aux écarts entre la prévision et la réalité de la consommation.

Ce dossier sera probablement lié à celui de l'harmonisation, sur l'ensemble de l'Union Européenne, des régimes d'aides au développement des énergies renouvelables, que la Commission Européenne appelle de ses vœux, en défendant le principe de leur intégration au marché. A plus court terme, la Commission a entrepris une révision de ses lignes directrices relatives aux aides d'Etat ; les dégrèvements dont l'industrie allemande bénéficie au regard de la surcharge EEG pourraient être reconsidérés. Il sera intéressant de suivre la position du gouvernement allemand sur ce sujet.

Un autre volet de la dimension européenne mérite d'être signalé. Il s'agit de la facilité avec laquelle l'Allemagne draine les capitaux pour financer le tournant énergétique. Cette facilité est illustrée par quelques chiffres : alors que la KfW collecte en moyenne 80 milliards d'euros sur les marchés financiers, la Banque

Européenne d'Investissement (BEI), qui joue le même rôle à l'échelle des 27 pays européens, n'a levé que 71 milliards d'euros en 2012. Tandis que la KfW annonce un concours financier de 20 milliards d'euros par an en moyenne au secteur des énergies renouvelables allemand, le BEI a injecté 3,3 milliards d'euros dans ce secteur en 2012 sur l'ensemble de l'Union Européenne... et sur divers projets dans des pays en développement. En outre, la filière allemande des énergies renouvelables absorbe une partie des fonds fournis par la BEI : environ 568 millions d'euros en 2012, contre environ 100 millions d'euros à la Roumanie, par exemple^{lxii}. Or la BEI apparaît comme l'institution la mieux placée pour faciliter le financement de la transition énergétique dans les pays fragilisés par la crise économique : si la Grèce voulait se doter d'un groupe bancaire national comparable à la KfW, par exemple, quel crédit les marchés internationaux accorderaient-ils à la garantie financière de l'Etat grec ?

Dans les prochaines années, les dispositions prudentielles adoptées à la suite de la crise financière déclenchée en 2008, dites "Bâle 3" pour les banques et "Solvency 2" pour les compagnies d'assurances, restreindront vraisemblablement l'accès au crédit pour les projets à temps de retour long. La bonne santé économique de l'Allemagne, sa stabilité législative et la solidité de ses institutions lui permettront probablement de conserver un accès au financement à hauteur de ses besoins, mais cet accès n'est pas assuré pour l'ensemble des autres pays européens. Le choix d'un système énergétique appelant des investissements lourds pourrait en conséquence se révéler une option difficilement soutenable pour les voisins de l'Allemagne. Les énergies renouvelables et les mesures d'efficacité énergétique sont extrêmement intensives en capital ; l'accès à un financement peu onéreux devient un avantage crucial pour leur développement.

La différence des situations nationales au regard du financement devrait inciter les gouvernements des pays les plus touchés par la crise économique à se montrer circonspects face aux sollicitations allemandes relatives au Livre Vert que la Commission Européenne a publié le 27 Mars 2013, sur les objectifs 2030 pour l'énergie. L'Allemagne se prononce sans surprise en faveur d'un objectif élevé pour la part des énergies renouvelables à cet horizon. Or, malgré ses facilités d'accès exceptionnelles aux marchés financiers, le pays souffre d'un surcoût durable pour sa production d'électricité au regard des sources conventionnelles, illustré par la figure 20 plus haut. Ne disposant pas de cet accès privilégié aux marchés financiers, le surcoût pour les autres pays européens pourrait être plus élevé. Pour les échanges commerciaux intra-européens, l'avantage compétitif actuel de leur industrie sera réduit vis-à-vis de leurs concurrents allemands. Sur les marchés mondiaux, les produits allemands bénéficient souvent d'un avantage "hors prix", reflétant la préférence des consommateurs pour des produits de

qualité, riches en innovations technologies ; le secteur de l'automobile en fournit la meilleure illustration. Avec une électricité plus chère, les autres pays européens, dont les exportations dépendent beaucoup du prix de vente, perdront en compétitivité face aux produits venant d'autres régions du monde.

Ayant cette crainte à l'esprit, on en terminera sur la dimension européenne par une note d'humeur. L'engagement allemand en faveur des énergies renouvelables est parfois comparé, par les responsables politiques berlinois eux-mêmes, à une véritable religion. Comme dans toute religion, certains pratiquants se font un devoir de convertir les hérétiques ; on recueille ainsi, parfois, des témoignages de représentants des gouvernements britanniques, français ou polonais, agacés d'être traités de brebis égarées lorsqu'ils ne partagent pas l'engouement de leurs homologues allemands en faveur des énergies renouvelables. La décision d'abandonner l'énergie nucléaire a été prise outre-Rhin sur la base d'un rapport remis par une "commission éthique", et la dimension morale demeure très présente deux ans plus tard, amenant divers acteurs allemands à rejeter les remarques relatives au coût du tournant énergétique. La très officielle "Leitstudie 2011" comporte par exemple une page d'arguments expliquant que le calcul économique est vain, car les bénéfices des énergies renouvelables ne peuvent être quantifiés : détente internationale par une moindre compétition pour les ressources fossiles, impossibilité de détournement de ces énergies à des fins militaires, mise en œuvre décentralisée propice à stimuler la démocratie locale... Aussi, pour les auteurs de cette étude, la hausse des prix ne saurait être considérée comme un fardeau ; elle atteste le juste effort d'une "politique éclairée et courageuse en faveur de la protection de l'environnement du climat"^{lxiii}.

Conclusion : Le tournant énergétique allemand, modèle ou contre-exemple ?

Le tournant énergétique a été présenté par le gouvernement allemand comme un choix éthique : souci d'éviter des risques aux nations voisines par un accident nucléaire et volonté d'épargner aux générations futures la menace d'une pénurie d'énergie, deux préoccupations que l'Allemagne a jugées incompatibles avec l'exploitation prolongée du parc nucléaire et le recours continu aux énergies fossiles importées. Cette hauteur de vue n'exclut ni des visées commerciales, le marché mondial des énergies alternatives paraissant prometteur, ni les calculs électoraux, les sondages montrant la sensibilité de l'opinion publique sur ce terrain. De fait, la fermeture anticipée des centrales nucléaires et le développement à marche forcée des énergies renouvelables ont suscité l'adhésion d'une très large majorité de la population, convaincue que le pays saurait relever le défi et en tirer avantage pour conforter son avance technique et sa robustesse économique.

La mobilisation autour de ce projet a déjà permis d'obtenir des avancées exemplaires. En premier lieu, il convient de saluer la cohérence du cadre légal, et la capacité des élus à le faire évoluer sagement en fonction des résultats mesurés, sans à-coup, de sorte que la visibilité nécessaire aux projets demeure en permanence suffisante. La clarté du dispositif réglementaire est renforcée par la transparence sur les réalisations, entretenant ainsi l'intérêt des citoyens et apportant les informations utiles aux investisseurs. En second lieu, le soutien aux énergies renouvelables s'inscrit sans ambages dans une perspective industrielle ; malgré quelques échecs, dont le plus éclatant reste celui de la filière de production de panneaux photovoltaïques, l'effort de recherche et d'innovation frappe par son ampleur. A ce jour, il est permis de penser que le secteur manufacturier allemand s'appuiera sur les acquis de ces programmes pour conquérir ou garder des marchés importants à l'échelle mondiale, notamment dans les secteurs où elle détient déjà une position de force : biens d'équipement et automobiles, par exemple.

Ces avancées ont été facilitées par des caractéristiques spécifiques à l'Allemagne, telles que le fédéralisme, favorisant la multiplicité des expériences et l'engagement au niveau local, ou le relatif consensus social, sous deux formes, d'une part des coalitions

gouvernementales impensables dans d'autres pays, garantes de la continuité, et d'autre part un accord très ancré dans la population sur la primauté à l'industrie, se traduisant par une propension à payer de la part des consommateurs domestiques.

Malgré les progrès remarquables acquis à ce jour, des zones d'ombre s'épaississent. La volonté politique de respecter les objectifs relatifs aux énergies renouvelables amène à relativiser un autre objectif, celui des émissions de gaz à effet de serre. La protection des marges de la grande industrie s'est effectuée au détriment de celle des petites entreprises et du pouvoir d'achat des particuliers, frappés par la hausse du prix de l'électricité ; la prolongation des tendances actuelles ne semble pas tenable. Elle ternirait le caractère éthique du choix initial, par ses conséquences climatiques négatives et par une pression sociale accrue sur la partie la plus pauvre de la population.

La sécurité d'approvisionnement est désormais fragilisée, et l'on imagine le coup qui serait porté à l'image internationale de l'Allemagne si une panne sévère venait à se produire. En d'autres termes, le décalage entre la production d'électricité par les sources renouvelables et la mise en place des mesures d'accompagnement, principalement le renforcement des réseaux, crée une situation dangereuse. Sur ce dernier point, la leçon à en tirer pour les pays voisins est claire : la cohérence réglementaire ne suffit pas, la cohérence technique demeure tout aussi importante.

Enfin, si un thème devait être choisi pour décrire l'angle sous lequel l'Allemagne est devenue un contre-exemple, on choisirait la dimension européenne. De manière très schématique, on peut qualifier la politique allemande de stratégie non coopérative. Après avoir pris sans la moindre concertation la décision de fermer subitement huit réacteurs nucléaires, la chancellerie semblent attendre que les pays voisins favorisent la réussite de son projet, en mettant leur réseau de transport à disposition et en absorbant les excédents de production éolienne ou photovoltaïque venant d'outre Rhin. Mettant à profit une situation financière internationale qui lui permet de se procurer à bon compte les fonds nécessaires à ses chantiers, l'Allemagne se place ainsi dans une position où son projet garde des chances de réussite parce que les autres pays ne peuvent pas suivre la même voie.

Une prise de conscience des limites de cette stratégie semble apparaître en Allemagne. Si le pays qui assume de fait un rôle de leader européen revient vers une stratégie plus coopérative et solidaire, il pourra véritablement devenir un exemple.

Sources

-
- i • Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply - 28 Septembre 2010 - www.bmwi.de & www.bmu.de
- ii • DESTATIS - Statistisches Bundesamt - Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Indikatoren zu Umwelt und Ökonomie, 2013 - page 5
- iii • Les politiques d'efficacité énergétique en France et en Allemagne : quand deux voisins empruntent des chemins différents - Loïc Chappoz, IDDRI - Sciences Po. Study, N° 04/13 - Mars 2013
- iv • Germany 2013 Review, International Energy Agency - page 45
- v • BMWi - Zahlen und Fakten Energiedaten, édition du 21 Mai 2013, Feuille 7a
- vi • BMWi - Zahlen und Fakten Energiedaten, édition du 21 Mai 2013, Feuille 22
- vii • BMWi - Zahlen und Fakten Energiedaten, édition du 21 Mai 2013, Feuille 6
- viii • Bundesverband Wärmepumpe e.V. - Branchenstudie 2011 - page 30
- ix • Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. - Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland - September 2012 - Table 1
- x • Période 2008-2011 : European Environment Agency - Report 6/2012
• Année 2012 : Umwelt Bundes Amt - Press Release 09/2013
- xi • idem 10
• Plafond à respecter : Décision de la Commission Européenne 2013/162/UE, Annexe 1
- xii • Période 2008-2011 : Eurostat Juin 2013, fichier *env_air_gge*
• Année 2012 : Umwelt Bundes Amt - Press Release 09/2013

-
- xiii • Federal Environment Agency - National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2011 - Submission under the UNFCCC - 15 Mai 2013 - page 61
- Umwelt Bundes Amt - Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2011 und erste Schätzungen 2012 - Mai 2013
- xiv • Umwelt Bundes Amt - Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2011 und erste Schätzungen 2012 - Mai 2013
- xv • BNA - Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom "NEP 2014" - 28 Mars 2013 - page 9
- xvi • Enerlytics -Kraftwerk Invest - Mai 2012 - pages 9 à 12
- xvii • BUND (Bund für Umwelt und Natur) - Geplante und im Bau befindliche Kohlekraftwerke - 25 Avril 2013
- xviii • Eurelectric - Flexible generation: backing up renewables - Octobre 2011 - page 20
- xix • National Renewable Energy Action Plan - page 17 (Téléchargeable sur le site de la Commission Européenne, DG Energie, Transparency Platform)
- BMU - Development of renewable energy sources in Germany in 2012 (Arbeitsgruppe Eneurbare Energien Statistiks) - Février 2013 - Slide 4
- xx • BMU - Development of renewable energy sources in Germany in 2012 (Arbeitsgruppe Eneurbare Energien Statistiks) - Février 2013 - Slide 10
- xxi • National Renewable Energy Action Plan - page 95
- xxii • National Renewable Energy Action Plan - page 116
- xxiii • 2012: BMU - Development of renewable energy sources in Germany in 2012 (Arbeitsgruppe Eneurbare Energien Statistiks) - Février 2013 - Slide 6
- xxiv • BMWi - Zahlen und Fakten Energiedaten, édition du 21 Mai 2013, Feuille 22
- xxv • 2012 : BMU - Development of renewable energy sources in Germany in 2012 (Arbeitsgruppe Eneurbare Energien Statistiks) - Février 2013 - Slide 5
- 2020 : National Renewable Energy Action Plan - page 114

-
- xxvi • Diagramme présenté par M. Andreas Kuhlmann, Directeur de la stratégie au BDEW, le 31 Mai 2013 lors de la conférence du CGEMP. Source originale : BMU, Leitstudie 2011
- xxvii • Le texte figurant dans la présente section et la suivante s'appuie sur les travaux de Mme Morwenna Guichoux, doctorante au CGEMP, Université Paris-Dauphine, et chercheuse attachée à la Chaire European Electricity Markets, travaux non encore publiés à ce jour.
- xxviii • Etude DENA - Verteilnetzstudie - Ausbau-und Innovationsbedarf der Strom-verteilnetze in Deutschland bis 2030 - 11 Décembre 2012 - pages 7 et 9
- xxix • BMU - Leitstudie 2011 - Scénario 2011 A - 31 Mars 2012 - page 12
- xxx • Eurelectric - Flexible generation: backing up renewables, October 2011, page 23
- xxxi • Lire en particulier l'étude "*Load cycling capabilities of German Nuclear Power Plants (NPP)*", parue dans International Journal for Nuclear Power, Volume 55 (2010), Issue 8/9 August/September ou "*Load follow: nuclear power compatibility with the deployment of intermittent renewables*", AREVA position paper - 10 Mai 2011
- xxxii • Germany 2013 Review, International Energy Agency - page 149
- xxxiii • BMU - Leitstudie 2011 - Scénario 2011 A - 31 Mars 2012 - page 11
- xxxiv • BMU - Development of renewable energy sources in Germany in 2012 (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistiks) - Février 2013 - Slide 12
- xxxv • BDEW - Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken - 31 Janvier 2013 - page 43
- xxxvi • idem, page 37
- xxxvii • Öko-Institut e.V. - Komponentenzerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz - 11 Octobre 2012 - page 46
- xxxviii • Etude "Leitstudie 2011" remise au BMU le 29 Mars 2012 - Scénario 2011-A, page 115
- xxxix • Estimation fournie par le ministre de l'environnement, M. Peter Altmeier, dans l'interview donnée au quotidien Frankfurter Allgemeine Zeitung le 19 Février 2013
- xl • BDEW - Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken - 31 Janvier 2013 - Présentation sous forme de transparents (*Foliensatz zur Energie-Info*) - slide 19

-
- xli • Key Figures on Social Housing and Energy Poverty – Germany
• Global Warming Policy Foundation - Communiqué de presse du 26 Avril 2012
• Programme Européen ACHIEVE
- xlii • Etude RWI - Forsa, présentée le 31 Mai 2013 par le professeur Colin Vance, le 31 Mai 2013 lors de la conférence du CGEMP - slide 11.
- xliiii • Etude DENA - Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt - Endbericht - 15 Août 2012 - page 134
• Total estimé par M. Joachim Pfeiffer, député au Bundestag, vice-président du conseil d'orientation de l'Agence Fédérale des réseaux (BNA), le 30 Mai 2013 lors du dîner-débat du CGEMP (slide 38).
- xliv • Etude DENA - Verteilnetzstudie - Ausbau-und Innovationsbedarf der Strom-verteilnetze in Deutschland bis 2030 - 11 Décembre 2012 - pages 7 et 9
- xlv • Montants indiqués par M. Joachim Pfeiffer, député au Bundestag, vice-président du conseil d'orientation de l'Agence Fédérale des réseaux (BNA), le 30 Mai 2013 lors du dîner-débat du CGEMP.
- xlvi • Short-term and Long-Term System Effects of Intermittent Renewables on Nuclear Energy and the Electricity Mix - OCDE & NEA - présentation de Jan-Horst Keppler et Marco Cometto lors de la conférence organisée par la Chaire Européen Electricity Markets - 31 Janvier 2013 - Université Paris-Dauphine - slide 16
- xlvii • The German “Energiewende” - Targets, Costs and Financing - Présentation par le Dr. Hans-Joachim Ziesing devant le groupe d'experts mis en place pour le Débat National sur la Transition Énergétique - Paris, le Janvier 2013 - slide 12
Source originale : Bourse EEX de Leipzig
- xlviii • BDEW-Strompreisanalyse - 27 Mai 2013 - page 22
- xlix • idem 33 - slide 12
• idem 34 - pages 18 à 21
- I • Enquête d'opinion effectuée par l'Institut Louis Harris dans le cadre du 3^{ème} forum pour le dialogue franco-allemand, les 8 et 9 Novembre 2012, organisé par l'Institut Montaigne et la Fondation Genshagen.
- li • Résultats présentés par M. Andreas Kuhlmann, Directeur de la stratégie au BDEW, le 31 Mai 2013 lors de la conférence du CGEMP.

- lii • Institut der deutschen Wirtschaft Köln - Folgen der Energiewende für die Industrie - 2013
- liii • Etude "Leitstudie 2011" - BMU - 31 mars 2012 - Summary of the final report - page 30
- liv • German Energy Turnaround Index - Edition du 24 Juin 2013
- lv • 2012 : BMU - Development of renewable energy sources in Germany in 2012 (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistiks) - Février 2013 - Slide 39
- lvi • BMU - Renewably employed - Short and long-term impacts of the expansion of renewable energy on the German labour market - Août 2012
- lvii • Résultats présentés par le Dr. Colin Vance, professeur au Rheinisch-Westfälisches Institut - RWI, Essen, le 31 Mai 2013, lors de la conférence du CGEMP.
- lviii • IDDRI - Working Paper signé par Andreas Rüdinger : La rénovation thermique des bâtiments en France et en Allemagne : quels enseignements pour le débat sur la transition énergétique ? Mai 2013
- lix • KfW - Sustainability Report 2012 - page 12
- lx • IDDRI : L'enjeu du financement de la transition énergétique : Le cas de l'Allemagne - Andreas Rüdinger - Février 2013 - page 14
- lxi • Trend Research - Marktakteure Erneuerbare Energien, Anlagen in der Stromerzeugung - 3 Novembre 2011 - page 45
- lxii • Toutes ces données sont accessibles sur le site Internet de la BEI.
- lxiii • Etude "Leitstudie 2011" - BMU - 31 mars 2012 - Summary of the final report - page 32

Remerciement

Je remercie l'équipe du Centre "Gouvernance Européenne et Géopolitique de l'Energie" de l'Institut Français des Relations Internationales, pour sa confiance renouvelée à l'égard du Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières (CGEMP - Université Paris-Dauphine) ; je remercie tout particulièrement la directrice du Centre Energie, Mme Cécile Maisonneuve pour ses conseils sur le contenu de l'étude, son aide documentaire et ses encouragements constants, ainsi que le président du comité scientifique M. Jacques Lesourne, pour ses analyses stimulantes.

J'exprime ma vive reconnaissance à toute l'équipe du CGEMP (Université Paris-Dauphine) pour son écoute et son intérêt à l'égard de ce travail, et plus particulièrement aux professeurs Jean-Marie Chevalier et Patrice Geoffron leur soutien dans les recherches et leurs apports en informations, ainsi qu'au professeur Jan-Horst Keppler, pour sa contribution à cette étude grâce aux travaux de la Chaire European Electricity Markets qu'il dirige.

Plusieurs spécialistes ont bien voulu m'apporter des informations, souvent irremplaçables, et leurs commentaires, toujours avisés, sur le sujet traité. Je fais part de ma vive gratitude à Mme Morwenna Guichoux (doctorante - Université Paris-Dauphine) et à MM. Pierre Audigier (Ingénieur Général des Mines), Etienne Beeker (Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective), Christophe Bonnery (Association des Economistes de l'Energie), François Giger (VGB), Jean-Claude Perraudin (Ambassade de France à Berlin), et Andreas Rüdinger (IDDRI).

Je remercie enfin les responsables de l'association "Confrontations-Europe", son fondateur, M. Philippe Herzog, sa présidente, Mme Claude Fischer, et les animateurs, du groupe "Energie", plus spécialement M. André Ferron, pour son décryptage de l'actualité énergétique allemande et M. Hervé Fischer pour son souci de partager une information souvent difficile d'accès.