



**Gouvernance européenne
et géopolitique de l'énergie**

Évolution de la situation énergétique allemande

Paramètres et incertitudes pour la période 2012-2020

Michel Cruciani

Mars 2012



L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.*

ISBN : 978-2-36567-005-0
© Ifri – 2012 – Tous droits réservés

Ifri
27 rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : info.bruxelles@ifri.org

Site Internet : ifri.org

Synthèse

À la suite de l'accident de Fukushima, l'Allemagne a pris trois décisions majeures pour son industrie électrique : l'arrêt immédiat de huit réacteurs nucléaires, la fermeture accélérée des neuf autres, afin d'avoir abandonné complètement l'énergie nucléaire en 2022, et l'utilisation massive des énergies renouvelables comme source de l'électricité consommée dans le pays. La part visée pour cette source se situe à 35 % dès 2020 et 80 % en 2050. En complément aux nouvelles décisions, la détermination à réduire rapidement les consommations d'énergie a été réaffirmée.

Ces trois décisions soudaines ramènent en fait la politique énergétique allemande sur les rails posés dès 2000. La bifurcation fugitive opérée fin 2010 n'avait pas altéré l'orientation fondamentale antérieure ; malgré le délai allongé qu'elle accordait au parc nucléaire, elle confirmait son caractère volontariste, aussi bien pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre que pour la diminution des consommations d'énergie. Cette relative constance dans les choix explique que le pays ait pu se doter en quelques semaines d'un corpus législatif très complet et marqué par une grande cohérence. Cependant, alors que l'émotion liée à l'accident de Fukushima s'estompe, l'importance de l'effort demandé par le nouveau cadre législatif commence à susciter des réactions de repli.

Les réserves concernent notamment la loi encadrant la promotion des énergies renouvelables, dite loi EEG. Entérinant les objectifs ambitieux relatifs à leur part dans l'alimentation électrique, elle confirme le dispositif des tarifs d'achat garantis pendant 20 ans pour stimuler leur production. Le surcoût correspondant, au regard des sources conventionnelles, restera supporté essentiellement par les consommateurs domestiques, dont la facture sera sensiblement majorée.

Dans ce cadre, pour un moindre volume d'énergie primaire en 2020, la proportion des trois grandes énergies fossiles devrait demeurer relativement stable, tandis qu'en pourcentage, les énergies renouvelables occuperaient la fraction abandonnée par l'énergie nucléaire. Dans le secteur de l'électricité, malgré une consommation réduite de 10 %, la capacité installée devra augmenter d'environ 15 % d'ici 2020 en raison du recours accru à des énergies inter-

Michel CRUCIANI est chargé de mission au Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP), université Paris-Dauphine.

mittentes. Le photovoltaïque devrait représenter 26 % du parc de production allemand en 2020 et les éoliennes (terrestres et maritimes) 23 %, mais la production cumulée de ces deux sources ne fournirait que 25 % de l'électricité, les énergies fossiles en apportant 55 %.

La décision de fermer immédiatement les 8 réacteurs les plus anciens a d'abord été annoncée comme un moratoire. En raison de l'interdépendance des marchés de l'électricité en Europe, ce moratoire sans préavis a provoqué une secousse sérieuse dans les pays voisins, aussi bien physique, en inversant des flux de courant, que financière, en majorant les prix. Placés devant le fait accompli, les autres pays européens se trouvaient dans l'impossibilité de prendre une décision comparable, sauf à engendrer un risque sérieux sur la sécurité d'approvisionnement électrique de toute l'Europe.

Le moratoire est ensuite devenu une décision définitive. A court terme, le retrait d'une capacité de production nucléaire de 8,3 GW au cœur de l'Europe sera d'abord compensé par les centrales existantes, avant que de nouvelles unités puissent être construites. Les moyens de production sont suffisants, mais le réseau européen n'est pas adapté à la configuration ainsi créée. Dans la période de quelques années nécessaire à la mise en service de nouvelles centrales ou de nouvelles lignes, le réseau européen restera fragile, notamment en cas d'événement climatique exceptionnel.

Dans les prochaines années, des centrales offrant une capacité de production garantie seront indispensables en Allemagne pour assurer la continuité de l'alimentation, en complément des unités intermittentes prévues (éoliennes, photovoltaïques). La fermeture des 9 derniers réacteurs nucléaires entre 2015 et 2022 et celle de plusieurs centrales conventionnelles très anciennes seront donc compensées par la mise en service de nouvelles centrales thermiques.

La libéralisation du secteur électrique européen a donné une place accrue aux marchés pour la fixation des prix. Sur le marché spot, le retrait de l'offre nucléaire allemande à bas prix et son remplacement par des unités au gaz ou au charbon pousse mécaniquement les prix à la hausse lorsque la demande est inchangée. La mise en service progressive d'une production d'origine renouvelable, dont le coût variable est encore plus bas que celui de l'énergie nucléaire, ne compensera que partiellement cette perte, en raison d'une moindre disponibilité et d'un mode de rémunération des producteurs basé sur un tarif d'achat indépendant du marché. Toutefois, fin 2011, une chute des consommations d'électricité en Europe de l'Ouest a ramené les prix vers leurs niveaux du début de l'année.

Au regard du risque climatique, le recours accru à des sources fossiles en remplacement de l'énergie nucléaire majorera les émissions de CO₂. L'Allemagne dispose néanmoins de marges qui devraient lui permettre de respecter malgré cette hausse son engagement dans le cadre du protocole de Kyoto. Ces émissions entrent

aussi dans le système ETS ; l'augmentation des rejets devrait donc entraîner une hausse du prix du quota de CO₂ sur le marché européen. Cependant, la réduction des émissions liée au ralentissement économique et la disponibilité de quotas d'origine extérieure à l'Union Européenne ont exercé en 2011 une pression à la baisse sur le prix du quota, qui a plus que compensé le facteur majorant allemand. À partir de 2013, le prix du quota conditionnera aussi les recettes espérées par le gouvernement allemand.

Ces recettes seront bienvenues, car le tournant énergétique place l'Allemagne face à un besoin considérable en investissements, dans une période de ressources financières réduites par la crise économique de la Zone Euro, et expose ses consommateurs domestiques à la perspective d'une augmentation des tarifs de l'électricité, dans une période marquée par l'aggravation de la précarité. Les consommateurs industriels se sentent également menacés. En revanche, la nouvelle politique énergétique donnera un avantage certain aux entreprises allemandes pour conquérir des positions fortes sur les marchés internationaux de l'équipement énergétique. L'industrie vise la fourniture de produits à hautes performances technologiques, aussi bien dans les énergies fossiles que renouvelables. Le champ expérimental ouvert dans tout le pays favorisera aussi l'acquisition, par les entreprises allemandes, de compétences nouvelles dans le stockage et la gestion de la demande d'énergie.

Sur le plan de la politique de l'Union Européenne, l'Allemagne s'efforcera selon toute probabilité d'influer sur les orientations énergétiques communes, afin qu'elles convergent avec ses choix nationaux. Elle militera vraisemblablement pour l'intégration du marché européen de l'électricité et pour le renforcement des sources renouvelables dans le mix électrique de chaque pays, deux mesures qui favoriseront la convergence des prix et lui éviteront donc une perte de compétitivité. Elle plaidera aussi pour la réalisation d'interconnexions nouvelles, facilitant l'écoulement du courant d'origine renouvelable. L'Allemagne pourra également être incitée à se montrer exigeante à l'issue des "stress tests" sur la sûreté nucléaire, étant elle-même à l'abri de charges nouvelles, et être tentée de poursuivre une politique gazière peu solidaire, bénéficiant d'une position avantageuse à l'égard de la Russie.

Les conséquences sur la politique communautaire de l'énergie des décisions prises unilatéralement par l'Allemagne pourraient se révéler plus délicates à gérer pour ses partenaires que leur impact à court et moyen terme sur la sécurité du réseau européen ou sur le prix du courant.

Sommaire

INTRODUCTION	5
LE NOUVEAU CADRE LEGISLATIF ALLEMAND ET LES EVOLUTIONS ENGAGEES	7
Les étapes majeures, du premier choc pétrolier à 2011	7
Le cadre législatif issu du tournant énergétique.....	10
Contenu de la loi du 28 juillet 2011 relative aux énergies renouvelables	13
Évolutions prévues entre 2011 et 2020.....	15
CONSEQUENCES DU TOURNANT ENERGETIQUE ALLEMAND SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN	22
Le moratoire du 14 mars 2011 et ses conséquences immédiates....	22
Les risques sur les réseaux pour les années 2011, 2012 et 2013.....	27
L'évolution du système électrique entre 2015 et 2022.....	29
IMPACT DU TOURNANT ENERGETIQUE ALLEMAND SUR LA POLITIQUE EUROPEENNE DE L'ENERGIE	34
Le marché intérieur de l'électricité et le prix du courant.....	34
Les émissions de gaz à effet de serre et le prix du quota de CO₂....	40
Le poids du tournant énergétique allemand sur les orientations européennes	47
PERSPECTIVES POUR L'ALLEMAGNE.....	59
Les risques économiques.....	59
Les percées industrielles possibles	66
CONCLUSION	76
SOURCES D'INFORMATION.....	78
GLOSSAIRE	83
REMERCIEMENTS.....	85

Introduction

La présente étude se penche sur les décisions prises par le gouvernement allemand immédiatement après l'accident de Fukushima, survenu le 11 mars 2011, qui fixent un programme rapide de sortie de l'énergie **nucléaire**, de développement des énergies **renouvelables**, et de modération des **consommations**. Le poids particulier de l'Allemagne en Europe et dans le monde a donné un fort retentissement à ces décisions, tout spécialement dans une période où les actions de ce pays paraissent déterminantes pour l'issue de la crise traversée par la Zone Euro. Les options énergétiques de l'Allemagne ont donc fait et continuent de faire l'objet de nombreux commentaires chez ses voisins ; il ne semble pas abusif d'écrire que les choix allemands ont pu influencer ou pourront encore peser sur ceux de la Belgique, l'Italie, la Suisse ou la France. Dans ce contexte, il paraît utile d'approfondir la réflexion sur la nature de ces choix et leurs conséquences.

L'étude se concentre plus particulièrement sur **l'électricité**, car l'aspect le plus emblématique des décisions allemandes concerne ce secteur, avec l'abandon de la filière nucléaire et le développement de solutions spécifiques pour son remplacement : énergies éolienne et photovoltaïque, stockage et gestion de la demande. L'étude limite par ailleurs son horizon à **la décennie 2011-2020**, car les développements postérieurs restent largement tributaires des fondations qui seront posées dans les prochaines années.

Un premier chapitre retrace brièvement la chronologie des décisions et expose leur contenu. Il détaille nouveau cadre législatif et présente en une série de diagramme les évolutions prévues dans les sources d'énergie allemandes. Les conséquences de ces décisions seront très lourdes pour l'ensemble des acteurs allemands, producteurs et consommateurs, mais aussi pour leurs partenaires européens. L'étude comporte donc deux volets élargissant le champ d'observation : le deuxième chapitre analyse la nouvelle situation du système électrique européen et le troisième chapitre évalue l'impact des choix allemands sur la politique énergétique communautaire. Enfin, le quatrième chapitre clôt l'étude en examinant les risques que ces choix font peser sur l'économie allemande et les opportunités qu'ils ouvrent à son industrie.

Le caractère récent des décisions, dont le volet législatif a été achevé durant l'été 2011, n'a guère laissé de temps à la publication de documents détaillés sur leurs conséquences. De nombreuses sources utilisées dans l'étude datent d'une période antérieure à



l'accident de Fukushima, mais les données reproduites ici demeurent pertinentes, dans la mesure où les décisions prises au printemps 2011 ont largement reconduit des orientations beaucoup plus anciennes. Néanmoins, de nouveaux travaux ne manqueront pas d'enrichir les données disponibles. La présente étude constitue donc une ***invitation au débat*** et tout élément permettant de conforter, contester ou compléter ses apports sera le bienvenu.

Le nouveau cadre législatif allemand et les évolutions engagées

Les étapes majeures, du premier choc pétrolier à 2011

L'accident de Tchernobyl a suscité en Allemagne un courant d'opinion hostile à l'énergie nucléaire et favorable aux énergies renouvelables. Ce courant a trouvé son expression politique dans une loi promulguée en 2000, qui prévoyait la fermeture anticipée des centrales nucléaires dans les 20 ans qui suivent et un développement massif des énergies renouvelables. Une nouvelle majorité gouvernementale a remis en cause cette orientation en 2010, mais dans les semaines qui ont suivi l'accident de Fukushima, elle a opéré un revirement politique complet et a confirmé l'abandon rapide de l'énergie nucléaire.

Comme dans la plupart des pays occidentaux, la politique énergétique de l'Allemagne fédérale a été marquée par les chocs pétroliers de 1973 et 1979. Les gouvernements successifs accentuent alors les efforts de recherche sur le charbon, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. Les fonds dégagés en faveur de ces dernières attirent un nombre suffisant d'universitaires et d'entrepreneurs pour mettre au point dès cette période des équipements commercialisables, bien qu'encore onéreux. En 1986, l'accident de Tchernobyl frappe fortement l'opinion publique ouest-allemande, dont une majorité exprime dès lors, à l'occasion de sondages, son hostilité à l'énergie nucléaire, donnant naissance au mouvement "Nucléaire, non merci" (*Nuklear, nein danke*). Le dernier réacteur nucléaire est mis en service en 1989. Les énergies renouvelables suscitent dans les années qui suivent un intérêt d'autant plus vif que les premiers rapports sur le risque de changement climatique pointent la responsabilité du charbon, énergie nationale jusque-là inattaquée.

En 1988, un groupe de travail interministériel organise le lancement de deux opérations phares : le plan « 1 000 toits solaires », dont les investissements sont financés en grande partie sur fonds publics, et un programme de 250 MW d'énergie éolienne bénéficiant d'un tarif d'achat avantageux pour l'électricité produite. Ce second mode de soutien paraissant plus incitatif que le premier, une loi impose aux compagnies électriques d'acheter le courant d'origine

renouvelable à un tarif supérieur au coût évité (*Stromeinspeisungsgesetz* du 7 décembre 1990). Cette loi stimule dans un premier temps le développement des énergies renouvelables destinées à la production d'électricité, mais très vite, les investissements tarissent, en raison des besoins financiers liés à la réunification de l'Allemagne et des incertitudes juridiques engendrées par la libéralisation du marché, à l'initiative de la Commission Européenne.

En 1998, une alliance entre le parti social-démocrate (SPD) et le parti écologiste, la coalition "rouge vert", conquiert le pouvoir fédéral. L'accord de gouvernement inclut la "modernisation écologique" du secteur de l'énergie. Encouragée par le chancelier Gerhard Schröder, elle est menée en grande partie par le ministre de l'environnement, Jürgen Trittin, issu du parti écologiste (*Bündnis 90/Die Grünen*), épaulé par des élus du SPD hostiles à l'énergie nucléaire, tels que le député Hermann Scheer. Cette politique se traduit par deux actes majeurs :

- L'adoption de **la loi sur les énergies renouvelables**, dite loi EEG (*Erneuerbare Energien Gesetz* du 29 mars 2000). Dans son chapitre concernant la production d'électricité d'origine renouvelable, cette loi sécurise les investissements, en offrant un tarif d'achat garanti sur 20 ans, à un prix connu à l'avance. Le surcoût au regard du prix du marché est répercuté sur le consommateur final.
- La signature d'une **convention avec les exploitants de centrales nucléaires**, le 14 juin 2001. Elle fixe un plafond à la production cumulée des 19 réacteurs en service (2 620 TWh) et une durée moyenne d'exploitation (32 ans), en laissant toutefois la possibilité d'affecter cette production et la durée de vie selon un barème spécifique à chaque centrale. Le dernier réacteur nucléaire serait arrêté en 2021. Cette convention a été transcrite dans la loi le 22 avril 2002, sous le titre "Sortie du nucléaire" (*Atomusstieg*), par un amendement à la loi autorisant le pays à recourir à l'usage pacifique de l'atome (*Atomgesetz* du 23 décembre 1959).

Ce nouveau cadre législatif conduit d'une part à un développement remarquable de l'électricité d'origine renouvelable durant toute la décennie 2000-2010, d'autre part à la fermeture de deux réacteurs nucléaires (Stade et Obrigheim).

La majorité gouvernementale a cependant changé. Après un premier basculement en 2005, une coalition entre le parti chrétien-démocrate (CDU) et le parti libéral (FDP) arrive au pouvoir en 2009, en ayant promis de réviser la décision de sortie du nucléaire. Au terme d'une année de concertation, la chancelière Angela Merkel présente un plan d'ensemble, la "trame énergétique"

(*Energiekonzept*, ou *EK 2010*). Elle définit une orientation énergétique extrêmement ambitieuse jusqu'à l'horizon 2050, comparable par sa résonance politique aux lois "Grenelle de l'environnement" de 2009 et 2010 en France ou encore à l'Energy Policy Act de 2005 aux États-Unis. Le texte est approuvé par le Bundestag¹ le 29 octobre 2010.

Il prévoit la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires de 8 à 14 ans, selon leur âge, au-delà de 2021. En échange, les exploitants s'engagent sur un programme d'investissements accrus pour renforcer leur sûreté. Ils acceptent en outre de payer d'une part une taxe sur le combustible nucléaire, dont le produit est versé au budget de l'État pour réduire son déficit, d'autre part une contribution au fonds "Énergie et Climat", qui servira à stimuler le développement des énergies renouvelables. L'énergie nucléaire est alors décrite comme une énergie de transition, dont la préservation reste nécessaire jusqu'à l'arrivée à maturité des énergies renouvelables, qui domineront le paysage énergétique allemand en 2050.

L'accident de Fukushima survient le 11 mars 2011. Les événements s'enchaînent alors très vite :

- Dès le 14 mars, la chancelière Angela Merkel annonce un **moratoire** de trois mois, mettant immédiatement à l'arrêt les huit réacteurs nucléaires les plus anciens.
- Le 17 mars, elle demande à la Commission de Sûreté des Réacteurs (RSK²) de procéder à un examen des centrales allemandes à la lumière des événements survenus au Japon.
- Le 22 mars, une **Commission Éthique** est installée par la chancelière. Sa mission consiste à évaluer les risques présentés par l'énergie nucléaire et à examiner la faisabilité d'une sortie de cette énergie pour « entrer dans le siècle des énergies renouvelables ». La commission est coprésidée par Klaus Töpfer, ancien ministre (CDU) du chancelier Helmut Kohl, et Matthias Kleiner, président de l'Institut pour la Promotion de la Recherche.
- Le 15 mai, la RSK remet son rapport, estimant que le parc nucléaire allemand ne présente pas de risque générique, mais préconisant des tests de sûreté spécifiques sur chaque site. Elle émet cependant un

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

² RSK (*Reaktor Sicherheitskommission*), autorité de sûreté, chargée depuis 1958 du contrôle de la sûreté des installations nucléaires et de la protection contre les rayonnements ionisants.

doute sur la sûreté des centrales les plus anciennes en cas de chute d'un avion gros porteur.

- Le 28 mai, la Commission Éthique remet son rapport au gouvernement, avant de le rendre public deux jours plus tard. Selon les conclusions du rapport, l'exploitation de l'énergie nucléaire fait courir des risques à des populations qui ne sont associées ni aux décisions ni au contrôle de leur mise en œuvre : il s'agit des peuples vivant en dehors du pays d'établissement des centrales ou des générations futures appelées à vivre dans ce pays. En ce sens, exploiter l'énergie nucléaire ne remplit pas toutes les conditions éthiques. Le rapport estime par ailleurs que l'Allemagne pourrait obtenir une **sécurité d'approvisionnement équivalente** à son niveau actuel en arrêtant progressivement les centrales nucléaires et en développant les énergies renouvelables. Il préconise cette voie.
- Le 30 mai, le ministre de l'Environnement, Norbert Röttgen, annonce que les huit réacteurs à l'arrêt ne redémarreront pas, et que les 9 autres seront fermés d'ici 2022.
- Le 6 juin, un projet de loi en ce sens est adopté lors d'un conseil des ministres extraordinaire ; le texte est soumis au Bundestag et approuvé à une majorité écrasante le 30 juin 2011, puis adopté par le Bundesrat³ le 8 juillet 2011.

Dans les semaines qui suivent, les députés adoptent plusieurs autres textes remodelant le cadre légal du secteur de l'énergie allemand, l'ensemble marquant un véritable "**tournant énergétique**" (*Energiewende*). Plusieurs des textes approuvés durant cette période comportent des clauses permettant leur mise à jour ultérieure par voie d'ordonnance, sans consultation du Bundesrat.

Le cadre législatif issu du tournant énergétique

En quelques semaines, le législateur a adapté l'ensemble des textes régissant le secteur électrique allemand. L'esprit général des dispositions adoptées en juin et juillet 2011 consiste à réduire les consommations d'énergie et à couvrir le plus largement possible la demande

³ Bundesrat : chambre haute du parlement fédéral, où siègent les 15 "ministres présidents" des régions fédérées (*Länder*). La constitution allemande n'impose pas sa consultation systématique, contrairement au sénat américain ou français.

restante à partir d'énergies renouvelables. Le consensus ayant prévalu durant cette période pourrait toutefois s'effriter ultérieurement.

Les objectifs du plan antérieur (*Energiekonzept 2010*) sont confirmés :

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2020 et de 80 à 95 % en 2050 par rapport à leur niveau de 1990.
- Réduction de la consommation d'énergie primaire de 20 % en 2020 et de 50 % en 2050 par rapport à son niveau de 2008 (voir Section 1.4 ci-après).
- Réduction de la consommation d'électricité de 10 % en 2020 et de 25 % en 2050 par rapport à son niveau de 2008 (voir Section 1.4).

Pour accélérer les réductions de consommation, la panoplie des mesures prévues comprend la création d'un fond spécial pour l'efficacité énergétique, l'introduction de clauses relatives aux économies d'énergie dans les marchés publics, un meilleur étiquetage des produits et le développement des systèmes de gestion de l'énergie.

Une attention particulière est portée au secteur du bâtiment. Une nouvelle réglementation thermique entrera en vigueur en 2020, imposant la "neutralité climatique" de toutes les constructions neuves. Pour les logements existants, on vise un rythme de rénovation thermique de 2 % du parc chaque année. Au total, la réduction de la consommation pour l'usage chaleur devrait atteindre 20 % en 2020 et 80 % en 2050 par rapport au niveau de 2008. Quatre types de mesures sont annoncés :

- Des aides sur fonds publics,
- Une taxe sur la chaleur tenant compte des émissions de CO₂,
- Une révision de la loi régissant les relations entre propriétaires et locataires,
- Le développement des sociétés de service spécialisées dans la fourniture de chaleur.

Deux lois traitent spécifiquement des **réseaux**⁴. Elles s'inspirent des dispositions adoptées lors de la réunification,

⁴ La loi NABEG (*Netzausbaubeschleunigungsgesetz*), ou Loi d'Accélération des Extensions de Réseau, remanie la loi EnLAG (*Energieleitungsausbaugesetz*) du 26 Août 2009.

conférant 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 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.

La loi sur la fourniture de l'électricité et du gaz (*Energiewirtschaftsgesetz* - *EnWG*) a été amendée, notamment pour faciliter l'insertion des **compteurs intelligents**. Une démarche progressive est privilégiée, la pose de ces compteurs n'étant obligatoire que dans les bâtiments neufs et chez les gros consommateurs. La loi prend en compte les préoccupations exprimées par les associations de consommateurs, en renforçant la protection des données. Elle définit les fonctions de base que ces appareils devront remplir, mais trace un cadre suffisamment souple pour permettre des évolutions techniques et laisse à l'industrie le soin de préciser les normes détaillées.

Le "paquet" législatif déposé par le gouvernement fédéral au début de l'été comportait également un projet de loi concernant le **captage et le stockage du CO₂**. Il visait à faciliter le lancement de démonstrateurs à l'échelle industrielle, en autorisant la construction de réseaux de CO₂ jusqu'aux sites de stockage souterrain les plus appropriés, fussent-ils situés hors de la région d'origine. Ce texte a été rejeté par le Bundesrat le 23 septembre 2011. En effet, les Länder (États Fédérés) situés sur les structures géologiques les plus favorables craignaient de devenir les "dépotoirs" du CO₂ produit dans tout le pays, alors que cette technologie suscite encore méfiance, voire opposition, dans une partie de la population. Une hostilité comparable pourrait surgir au sujet de l'exploitation du **gaz de schiste**, qui a fait l'objet d'un premier échange au Bundestag le 21 novembre 2011.

Une plainte en cours d'instruction jette un doute sur un autre aspect des textes votés durant l'été. Le calendrier de fermeture des centrales nucléaires est contenu dans le 13^e amendement à la loi sur l'exploitation de l'énergie atomique (*Atomgesetz*). Mais cet amendement n'abroge pas la clause qui créait une **taxe sur le combustible nucléaire**... Or celle-ci avait été présentée comme la contrepartie au prolongement de la durée d'exploitation. Les exploitants de centrales

nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall, ainsi que EnBW) ont décidé de contester en justice la légalité de cette situation. Les jugements rendus en septembre 2011 reconnaissent la recevabilité des premières plaintes, sans toutefois se prononcer sur le fond. En revanche, la plainte du quatrième exploitant, EnBW, dont le capital est détenu en majorité par les collectivités locales, a été jugée irrecevable.

Contenu de la loi du 28 juillet 2011 relative aux énergies renouvelables

La loi sur les énergies renouvelables, dite loi EEG, fixe des objectifs très ambitieux pour la part des sources renouvelables dans l'alimentation électrique. Elle confirme le choix des tarifs d'achat garantis pendant 20 ans pour promouvoir leur production, la surcharge correspondante restant supportée essentiellement par les consommateurs domestiques.

Le texte adopté le 28 juillet 2011 se présente comme un amendement à la loi sur les énergies renouvelables, dite loi EEG. Ses principales caractéristiques sont résumées ci-dessous :

- **Des objectifs très ambitieux** : Son article premier fixe un objectif général de 18 % d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation finale en 2020. La part des sources renouvelables dans l'alimentation électrique devra atteindre au moins :

35 % en 2020 (voir Section 1.4)

50 % en 2030

65 % en 2040

80 % en 2050.

- **Une priorité d'accès conditionnelle** : Les gestionnaires de réseau sont tenus de donner accès en priorité à l'électricité d'origine renouvelable, issue de cogénération ou provenant de la récupération du gaz de mine. Les installations de production correspondantes seront raccordées au réseau sans délai. En contrepartie, ces installations devront être dotées d'une commande à distance permettant au gestionnaire de **piloter la puissance fournie** au réseau ; cette clause s'applique aux équipements d'une puissance supérieure à 100 kW (et 30 kW pour le photovoltaïque). 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. Les coûts de connexion sont payés par les exploitants des installations raccordées, mais les coûts de renforcement du réseau restent à la charge des gestionnaires.

- **Un tarif garanti assorti de la possibilité de vente directe** : Les gestionnaires de réseau paient aux exploitants l'électricité fournie, selon un tarif garanti (« *Feed-in Tariff* »). Le paiement est effectué mensuellement, sur la base d'une quantité anticipée. Les exploitants d'installations produisant de l'électricité peuvent toutefois 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. L'électricité stockée temporairement bénéficie aussi du tarif d'achat garanti, mais 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.

- **Une surcharge financière répercutée sur les consommateurs** : Les gestionnaires des réseaux de transport versent aux producteurs les sommes prévues au titre des tarifs d'achat garantis et des compensations. Ils déduisent ensuite de ces sommes les recettes provenant de la vente du courant sur le marché. Le solde constitue la "**surcharge EEG**", qui est répartie entre les gestionnaires des réseaux de transport et répercutée sur les fournisseurs au prorata des quantités d'électricité vendues par ces derniers aux consommateurs. Ainsi, chaque fournisseur paie la même surcharge par kWh vendu. Une réduction de 2 ct.€/kWh (0,02 €/kWh) est toutefois accordée aux fournisseurs qui remplissent une double condition : 50 % des ventes proviennent de sources renouvelables ou de gaz des mines et 20 % de leurs ventes proviennent de fermes éoliennes.

- **Un allègement de la charge pour l'industrie** : Les industries manufacturières bénéficient d'une dégressivité de la surcharge EEG : 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 ct.€/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 que 0,05 ct.€/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. Pour les compagnies ferroviaires, la surcharge EEG ne s'applique intégralement que sur les premiers 10 % d'électricité achetée ; la part restante est affectée d'une surcharge plafonnée à 0,05 ct.€/kWh.

La loi EEG fixe avec précision l'évolution des tarifs d'achat applicables à compter de 2012, traçant en filigrane une **politique d'orientation de la production**, ces tarifs et leurs évolutions étant différents en fonction de la technologie mise en œuvre. Pour chaque technologie, le tarif est garanti durant les 20 années qui suivent. Pour les installations mises en service après 2012, le tarif applicable pendant 20 ans sera celui de l'année 2012 diminué d'un coefficient de réduction variable selon les sources. Dans certains cas, le tarif est modulé en fonction de la quantité d'électricité produite (hydroélectricité par exemple) ou de la capacité installée l'année antérieure (photovoltaïque par exemple).

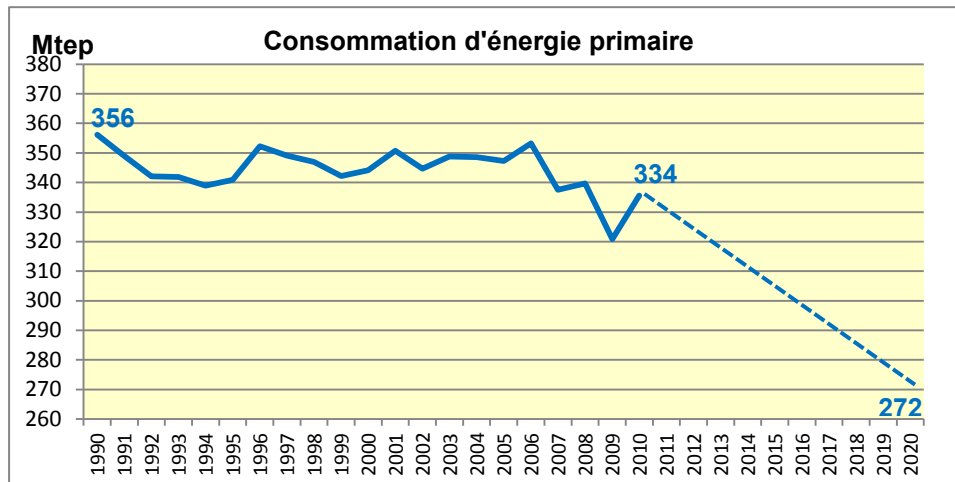
Évolutions prévues entre 2011 et 2020

Les scénarios pour 2020 tablent sur une réduction rapide des consommations. Pour un moindre volume d'énergie primaire, la proportion des trois grandes énergies fossiles devrait demeurer relativement stable, tandis qu'en pourcentage, les énergies renouvelables occuperaient la fraction abandonnée par l'énergie nucléaire. Dans le secteur de l'électricité, malgré une consommation réduite de 10 %, la capacité installée devra augmenter d'environ 15 % d'ici 2020 en raison du recours accru à des énergies renouvelables intermittentes. Le photovoltaïque devrait représenter 26 % du parc de production allemand en 2020 et les éoliennes (terrestres et maritimes) 23 %, mais ces deux sources ne fourniraient que 25 % de l'électricité produite, les énergies fossiles en apportant 55 %.

L'objectif de **réduction des consommations d'énergie primaire** paraît extrêmement ambitieux. Il impose un rythme de - 2,2 % par an pendant 10 ans. Selon le scénario qui avait été étudié pour le Ministère Fédéral de l'Environnement en 2010, il suppose une

amélioration de la productivité énergétique⁵ de 2,7 % par an, un niveau jamais atteint auparavant sur longue période. La moyenne antérieure s'établissait à 1,8 % par an.

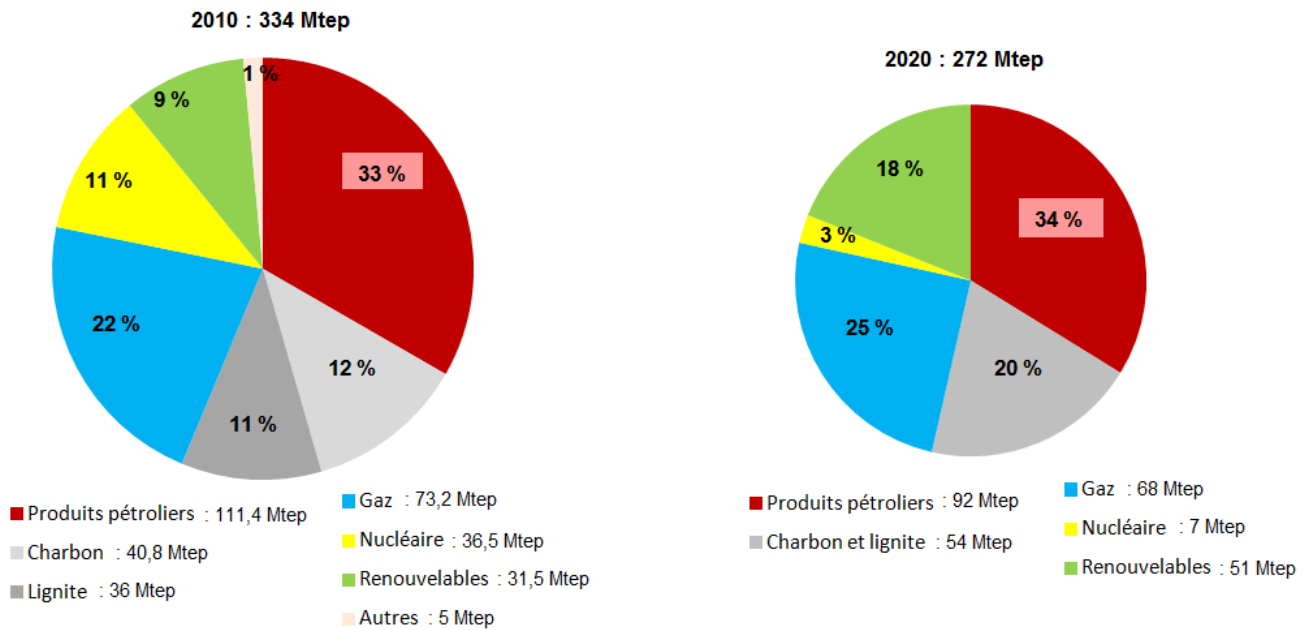
Graphique 1 :
Trajectoire de décroissance des consommations d'énergie primaire



Dans le scénario cité ci-dessus, le bilan primaire devrait évoluer en volume mais la proportion des trois grandes **énergies fossiles** dans le total devrait demeurer relativement stable. Toujours en pourcentage, les énergies renouvelables occuperaient la fraction abandonnée par l'énergie nucléaire.

⁵ La productivité énergétique mesure le volume de Produit Intérieur Brut dégagé par unité d'énergie consommée. L'intensité énergétique évalue à l'inverse l'énergie consommée par unité de PIB.

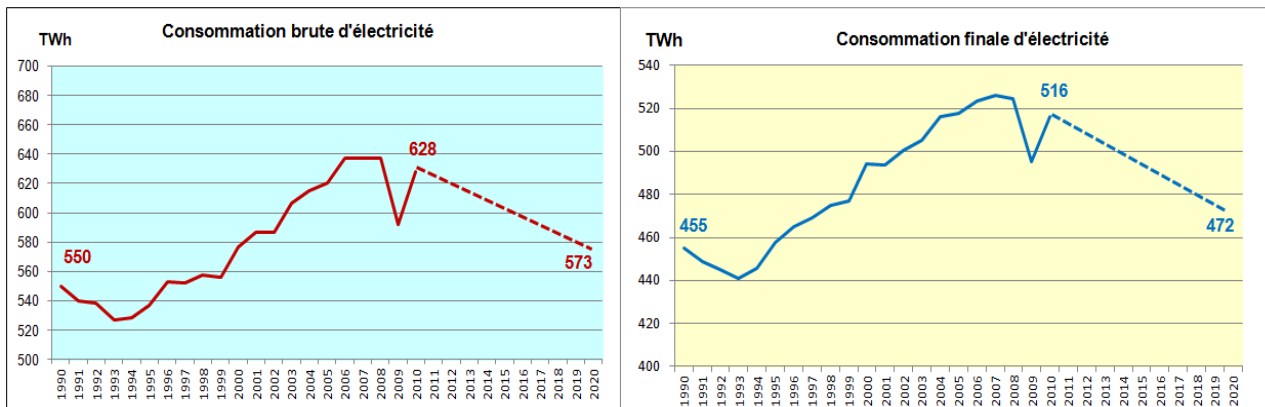
**Diagramme 1 :
Évolution du bilan en énergie primaire**



La réduction prévue pour la consommation finale d'électricité semble moins drastique que celle prévue pour l'énergie primaire, puisqu'elle se traduit par une baisse annuelle de 0,9 % entre 2010 et 2020. Ce résultat demandera néanmoins un effort important, compte tenu du glissement naturel des usages énergétiques vers les usages électriques, qui sera d'ailleurs encouragé pour certaines applications, comme le véhicule électrique.

L'effort à accomplir est illustré par le graphique ci-dessous. Une courbe correspondant au même effort a été ajoutée pour la consommation brute, car elle conditionne le dimensionnement du parc de production. L'écart entre la consommation brute et la consommation finale inclut d'une part les exportations, qui pourront être réduites, d'autre part les consommations intermédiaires, émanant des pertes en lignes ou des auxiliaires, qui pourront aussi faire l'objet de mesures d'économies spécifiques.

Graphique 2 :
Trajectoire de décroissance de la consommation d'électricité



L'objectif 2020 fixe à 35 % la consommation finale d'électricité d'origine renouvelable. Si cet objectif est atteint, quelle sera la composition du parc de production électrique allemand en 2020 ? Elle ne résultera pas d'une planification des investissements, mais des **initiatives privées** qui seront prises pour répondre à l'évolution anticipée du marché et pour saisir les opportunités offertes par les tarifs garantis de la loi EEG. Les prévisions comportent donc une marge d'approximation d'autant plus grande que les incertitudes affectant les décisions d'investir sont élevées. À titre d'exemple, les entreprises susceptibles de construire des fermes éoliennes en Mer du Nord attendront vraisemblablement que le renforcement des réseaux à terre soit bien engagé.

Les diagrammes ci-dessous présentent la structure de production et consommation du secteur électrique allemand en 2020 à partir des données que le gouvernement allemand a fournies en juin 2010 à la Commission Européenne dans son Plan National d'Action en faveur des Énergies Renouvelables. Confectionnés à partir de sources diverses, ils sont entachés d'approximation mais dégagent néanmoins des tendances.

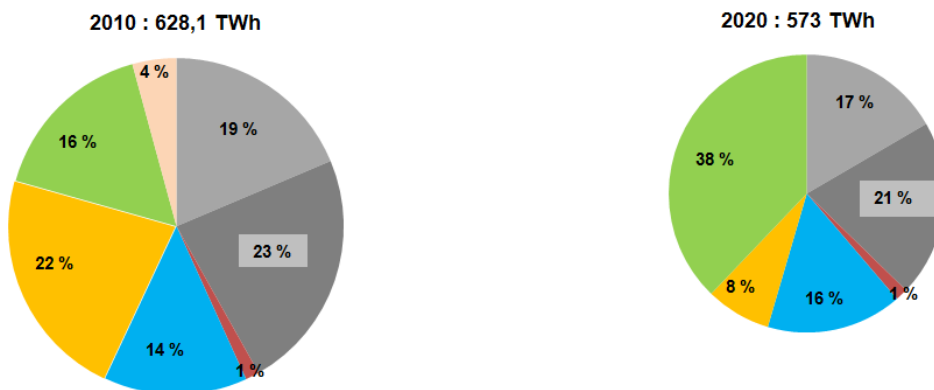
Diagramme 2 :
Évolution de la capacité installée par source



GW	Charbon	Lignite	Fioul	Gaz	Nucléaire	Renouvelables	Autres	TOTAL
2010	30,1	22,7	5,9	23,8	21,5	54,2	11,9	170,1
2020	24,5	18,4	5,8	24,8	5,4	110,9	6,5	196,4

Alors que la consommation est appelée à baisser d'environ 10 % entre 2010 et 2020, **la capacité installée devra augmenter d'environ 15 %** en raison du recours accru à des énergies renouvelables intermittentes. On assistera donc à une baisse du **facteur de charge** moyen, ou taux moyen d'utilisation des équipements, qui mesure le ratio entre l'énergie effectivement produite et la capacité productive théorique. Il se situait à 42 % en 2010 (628,1 TWh produits par 170,1 GW installés) ; il chutera à 33 % en 2020 (573 TWh produits par 196,4 GW installés).

Diagramme 3 :
Évolution de la production électrique par source

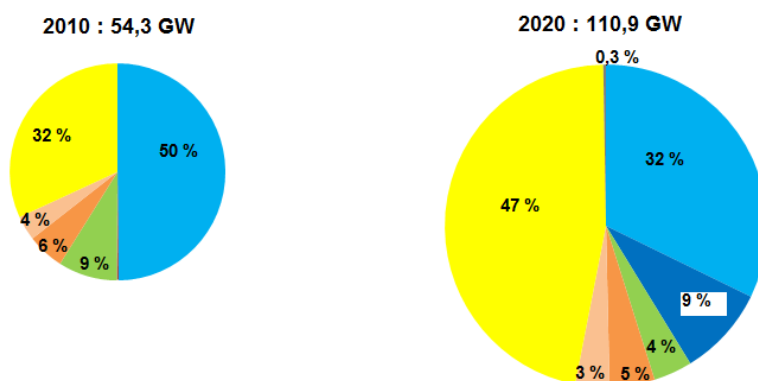


TWh	Charbon	Lignite	Fioul	Gaz	Nucléaire	Renouvelables	Autres	TOTAL
2010	117	145,9	8,4	86,8	140,6	102,8	26,7	628,1
2020	95,1	118,4	8,3	90,8	43,5	216,9		573

L'énergie nucléaire, qui a produit 22 % de l'électricité allemande en 2010, n'en fournira plus que 8 % en 2020.

La production additionnelle de sources renouvelables (+ 114 TWh) comblera la part d'énergie nucléaire abandonnée (- 97 TWh) et rognera sensiblement sur les productions assurées actuellement par le charbon et le lignite. La production à partir de gaz augmentera légèrement (+ 4 TWh).

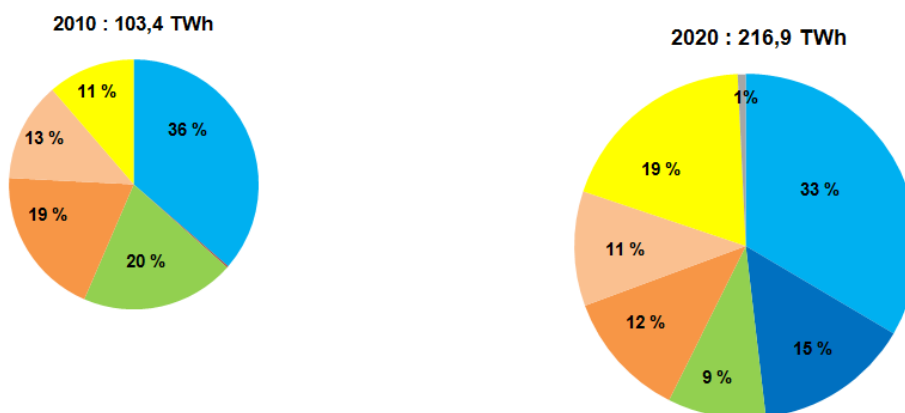
Diagramme 4 :
Évolution du parc de production électrique à partir de sources renouvelables



GW	■ Eolien onshore	■ Eolien offshore	■ Hydro électricité	■ Biomasse solide	■ Biogaz	■ Photovoltaïque	■ Géothermie	Total
2010	27	0,2	4,8	3	2	17,3		54,28
2020	35,8	10	4,3	5,3	3,8	51,8	0,3	110,9

La progression la plus spectaculaire viendra du parc d'**éoliennes maritimes**, qui n'atteint que 150 MW en 2010 et devrait passer à 10 000 MW en 2020. La croissance des capteurs photovoltaïques demeurera également soutenue, leur capacité installée devant être multipliée par trois en dix ans.

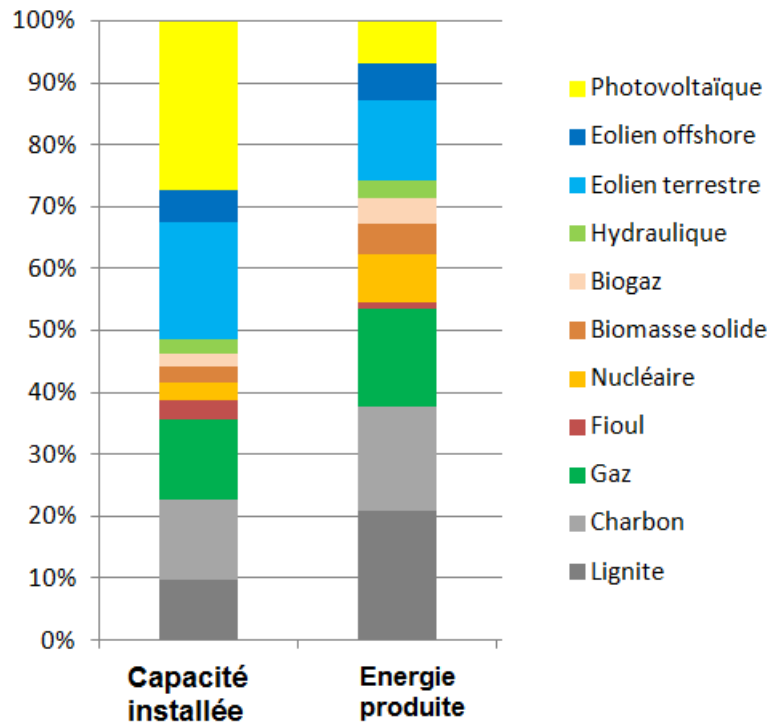
Diagramme 5 :
Évolution de l'énergie électrique produite à partir de sources renouvelables



TWh	■ Eolien onshore	■ Eolien offshore	■ Hydro électricité	■ Biomasse solide	■ Biogaz	■ Photovoltaïque	■ Géothermie	Total
2010	37,6	0,2	20,6	20	13,3	11,7		103,4
2020	72,7	31,8	20	26	23,4	41,4	1,7	216,9

En 2020, la production d'énergie électrique d'origine renouvelable proviendra pour 50 % des fermes éoliennes, terrestres et maritimes. Avec près de 20 %, les installations photovoltaïques occupent la seconde place, tandis que les trois autres sources significatives, biomasse, biogaz et hydroélectricité apportent une production du même ordre de grandeur.

Diagramme 6 :
Perspective générale pour la production électrique en 2020



Avec une capacité installée représentant 42 % du parc en service, les quatre sources fossiles et l'énergie nucléaire fourniront encore 63 % de l'électricité produite en 2020. Les deux principales sources renouvelables, éolienne et photovoltaïque, atteindront déjà 51 % de la puissance totale du parc de production, mais ne contribueront qu'à hauteur de 26 % de l'énergie électrique produite en Allemagne.

Conséquences du tournant énergétique allemand sur le système électrique européen

Le moratoire du 14 mars 2011 et ses conséquences immédiates

En raison de l'interdépendance des marchés de l'électricité en Europe, le moratoire allemand imposant l'arrêt immédiat de 8 réacteurs a provoqué une secousse sérieuse dans les pays voisins, aussi bien physique, en inversant des flux de courant, que financière, en majorant les prix. Placés devant le fait accompli, les autres pays européens se trouvaient dans l'impossibilité de prendre une décision comparable, sauf à engendrer un risque sérieux sur la sécurité d'approvisionnement électrique de toute l'Europe.

Le 14 mars 2011, le gouvernement allemand ordonnait la mise à l'arrêt pour trois mois des 7 réacteurs nucléaires dont le couplage au réseau était antérieur à 1981, et interdisait la remise en marche d'une centrale en arrêt suite à un incident technique, celle de Krümmel. L'ensemble du parc mis à l'arrêt avait fourni **9,7 % de l'électricité** consommée en Allemagne en 2009¹.

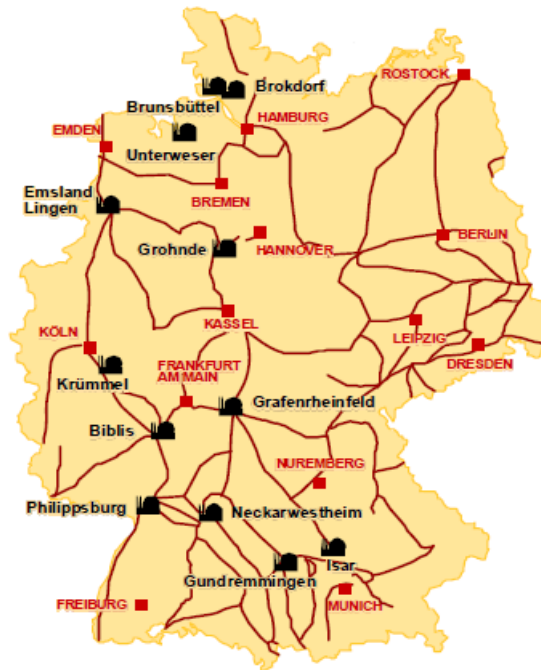
Tableau 1^a :
Installations concernées par le moratoire du 14 mars 2011

Centrale	Puissance installée (MW)	Mise en service	Type	Opérateur	Land
Biblis A	1 167	1975	PWR	RWE Power AG	Hesse
Biblis B	1 240	1977	PWR	RWE Power AG	Hesse
Brunsbüttel	771	1977	BWR	Vattenfall	Schleswig-Holstein
Isar 1	878	1979	BWR	EON Kernkraft GmbH	Bavière
Krümmel	1 260	1984	BWR	Vattenfall	Schleswig-Holstein
Neckarwestheim 1	785	1976	PWR	EnBW Kraftwerk AG	Bade-Wurtemberg
Philippsburg 1	890	1980	BWR	EnBW Kraftwerk AG	Bade-Wurtemberg
Unterweser	1 345	1979	PWR	EON Kernkraft GmbH	Brême
Total	8 336				

Si l'on ne tient pas compte de Krümmel, déjà arrêtée, une capacité nominale de 7 076 MW s'est trouvée ainsi retirée du marché sans préavis. Cette capacité ne représente que 5 % environ de la puissance installée en Allemagne, mais son importance est plus élevée pour les pays voisins, puisqu'elle équivaut à 21 % de la capacité polonaise, 27 % de la néerlandaise, 40 % de la belge ou de la tchèque. Par ailleurs, les réacteurs mis à l'arrêt fournissaient du courant en base, c'est-à-dire quasiment sans interruption, tirant les prix sur le marché de gros vers le bas, à un niveau souvent inférieur à celui demandé dans les pays limitrophes. De ce fait, l'Allemagne pouvait exporter du courant.

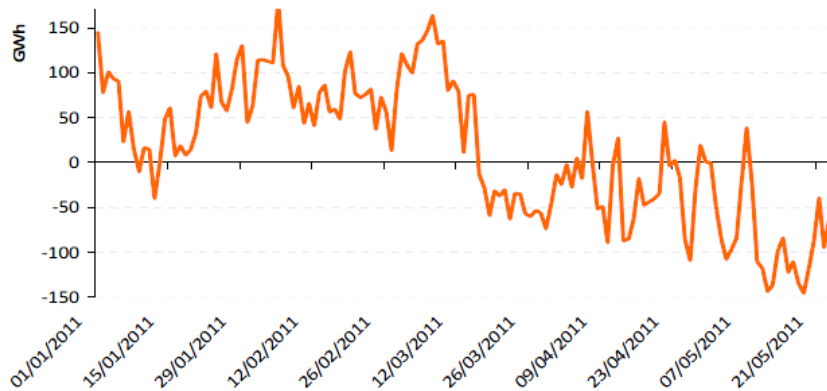
Cinq des réacteurs touchés par le moratoire sont situés dans les **Länder du Sud** du pays, à proximité des grandes zones de consommation industrielle. Leur construction avait contribué à donner une quasi-autonomie électrique à ces régions, bien connectées entre elles, de sorte que les ouvrages à haute tension les reliant à la moitié Nord ont été établis dans une perspective de sécurité, mais pas dans l'optique d'échanges massifs.

Implantation des centrales nucléaires allemandes et lignes de transport à 380 kV :



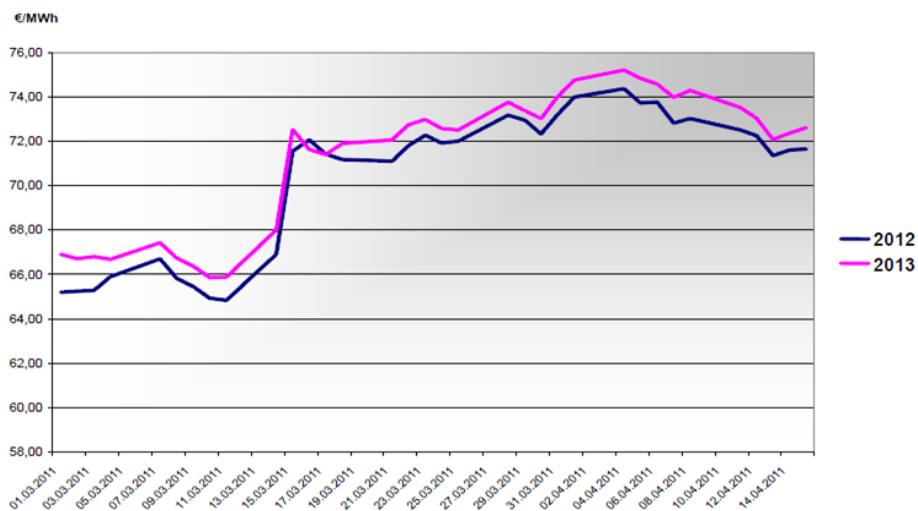
A partir du 14 mars 2011, le Sud de l'Allemagne est devenu déficitaire en production électrique. Les capacités installées au Nord du pays étaient suffisantes pour compenser le déficit. Cependant, le réseau n'est pas dimensionné pour assurer, dans les meilleures conditions de sécurité, l'acheminement des quantités nécessaires. Une partie de ces dernières a transité par les pays voisins (Pays-Bas à l'Ouest, Pologne à l'Est), mais leurs réseaux se sont trouvés souvent engorgés. L'Allemagne, qui avait jout d'une position exportatrice auparavant, a alors **importé du courant** à destination de ses régions méridionales, à partir des pays limitrophes (Autriche, Suisse, Autriche et République Tchèque).

Graphique 3^b
Inversion des flux de courant aux frontières allemandes
Volumes exportés jusqu'au 14 mars 2011, importés par la suite :



Compte tenu de la soudaineté du moratoire, les volumes manquants en Allemagne ne pouvaient être comblés que par des centrales existantes dont la capacité n'était pas utilisée à son maximum. Les facteurs de charge des centrales nucléaires restées en fonctionnement en Allemagne ou situées dans les pays proches n'offrent guère de possibilité d'ajustement à court terme. Les seules installations susceptibles d'augmenter rapidement leur production sont les centrales à charbon ou au gaz. Le coût du kWh produit par ces dernières étant plus élevé que celui des centrales nucléaires mises à l'arrêt, le prix du courant sur les marchés de gros a immédiatement connu une hausse d'environ 5 €/MWh.

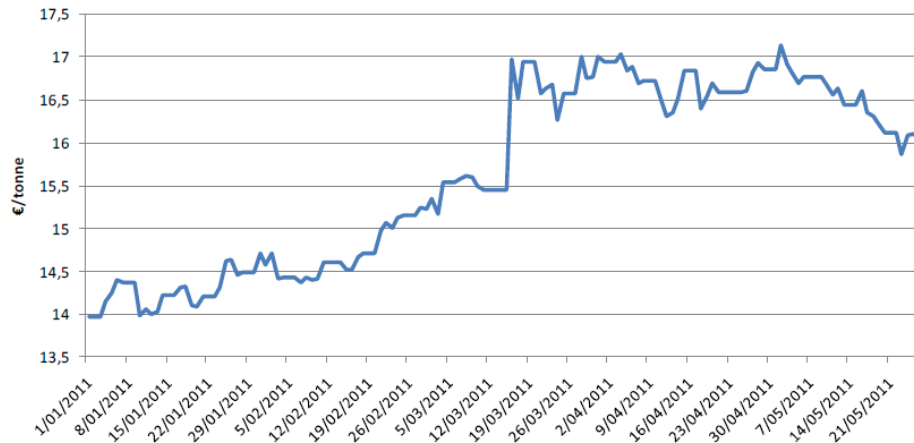
Graphique 4^c :
Hausse du prix du MWh sur le marché à terme



Le fonctionnement accru des centrales à combustible fossile a aussi fait réagir les opérateurs du marché des **quotas de CO₂**.

Anticipant que les besoins des autres secteurs couverts par le régime des quotas⁶ ne diminueraient pas, ces acteurs ont pris des positions haussières, majorant de 2 € le prix de la tonne de CO₂ sur les ventes spot. Les informations pessimistes sur les tendances économiques des mois ultérieurs, conjuguées à des températures printanières clémentes, ont toutefois ramené en quelques semaines ce prix dans la zone des tendances antérieures.

Graphique 5^d :
Hausse du prix du quota de CO₂ sur le marché spot



La rapidité et l'ampleur des réactions illustrées ci-dessus soulignent l'interdépendance des systèmes électriques au plan européen. Elles amènent à la conclusion que le moratoire ne pouvait être mis en œuvre par l'Allemagne qu'à **la condition que ses voisins ne l'imitent pas**. En effet, le gouvernement de Berlin a retiré subitement du marché et sans avertissement environ 37 % de sa capacité nucléaire installée. Si la Belgique, la France, la Suisse, la Hongrie, République Tchèque, la Slovaquie... avaient chacun isolément fermé une proportion comparable de leur parc nucléaire, nul ne peut dire comment le système électrique européen aurait réagi.

⁶ Le système communautaire d'échange de quotas (dit ETS pour *Emission Trading Scheme*) impose à 12 000 installations européennes de remettre à l'autorité nationale compétente un quota pour chaque tonne de CO₂ émise. Les exploitants ont reçu une dotation initiale gratuite et peuvent aussi se procurer des quotas par transaction de gré à gré ou par achat sur un marché organisé, qui en fixe le prix.

Les risques sur les réseaux pour les années 2011, 2012 et 2013

Le retrait sans préavis d'une capacité de production nucléaire de 8,3 GW au cœur de l'Europe sera d'abord compensé par les centrales existantes, avant que de nouvelles unités puissent être construites. Ces moyens sont suffisants, mais le réseau européen n'est pas adapté à cette configuration. Dans la période de quelques années nécessaire à la mise en service de nouvelles centrales ou de nouvelles lignes, le réseau européen restera fragile, notamment en cas d'événement climatique exceptionnel.

La décision du 30 juin 2011 a été trop rapide pour permettre une autre réponse que l'optimisation des moyens existants. L'Allemagne dispose de réserves très supérieures aux 8 000 MW retirés, puisque la puissance appelée à la pointe ne dépassait pas 80 000 MW alors que sa capacité installée en 2009 atteignait 147 000 MW, dont une puissance de 85 000 MW "garantie" (ou "dispatchable"), c'est-à-dire pouvant délivrer du courant à tout instant sur requête du gestionnaire du système (ce qui exclut bien sûr les ouvrages éoliens et photovoltaïques)⁶. La difficulté tient à **l'inadaptation des réseaux intérieurs**, qui ne peut être compensée qu'en reportant une partie de la charge sur les ouvrages des pays voisins¹.

De ce fait, la mise hors service d'une capacité de production de 7 000 MW dans une zone de forte consommation fragilise une grande portion du réseau de transport électrique européen, constitué de lignes à haute tension interconnectées sur la quasi-totalité de la plaque continentale. En effet, cet ensemble est d'autant plus stable que les liaisons entre les points d'injection et les points de soutirage sont bien calibrées. Or en 2011 le cœur industriel de l'Allemagne n'est pas raccordé au reste de l'Europe par des ouvrages prévus pour assurer en toute sécurité une livraison de courant équivalente à celle fournie par les cinq tranches nucléaires mises à l'arrêt. En attendant que des moyens locaux de production se substituent aux centrales fermées et que des lignes nouvelles soient créées, **le réseau existant se trouve donc vulnérable**.

Dans ses communiqués du 11 avril et du 27 mai 2011, l'Agence Fédérale des Réseaux BNA (*Bundesnetzagentur*) l'a reconnu, en déclarant que la fermeture des huit tranches nucléaires compromettrait pour les mois à venir le respect du critère de sécurité habituel des réseaux, dit "règle n-1", garantissant que l'alimentation sera maintenue même en cas de défaillance soudaine d'un ouvrage majeur. En d'autres termes, un incident sérieux pourrait se traduire par des délestages. L'Agence demandait en conséquence aux quatre opérateurs des réseaux interconnectés allemands de prendre toutes les mesures assurant la sécurité du réseau, fussent-elles à l'encontre des consignes habituelles visant au bon fonctionnement des marchés. En outre, la BNA a estimé qu'une coordination au niveau

européen était indispensable pour apporter une marge de sécurité suffisante.

Cette **coordination européenne** a été amorcée par une session extraordinaire du comité compétent de l'organisme européen regroupant les opérateurs de réseau électrique, ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), le 28 mars 2011. Son analyse^f indiquait que le réseau européen pourrait assurer l'alimentation en tout point du territoire dans des conditions climatiques normales ; en revanche, une vague de chaleur ou une sécheresse prononcée créerait une situation difficile.

Sur la base de ces études, l'Agence Fédérale des Réseaux a considéré qu'une demande de remise en service de certains des réacteurs arrêtés n'était pas justifiée. Avec ce feu vert, la fermeture définitive des huit tranches nucléaires frappées par le moratoire a été votée le 30 juin 2011, par le 13^e amendement à la loi sur l'utilisation de l'énergie nucléaire. Le texte accordait à la BNA un délai supplémentaire, jusqu'au 1^{er} septembre 2011, pour évaluer les risques et, en cas de besoin, conserver un réacteur en réserve, avec la possibilité de le remettre en route. Le 31 août 2011, l'Agence Fédérale des Réseaux a annoncé que cette option ne serait pas exercée^g. Le délai lui a permis de négocier d'une part la mise à disposition d'une capacité de secours à hauteur de 1 075 MW en Autriche et d'autre part le placement en "réserve froide" de deux centrales au charbon précédemment mises sous cocon, totalisant 1 009 MW, Ensdorf Block C et Grosskraftwerk Mannheim 3. Cette dernière avait cessé ses activités pour satisfaire au plan de réduction des émissions de CO₂ adopté par la ville de Mannheim ; les élus ont accordé une dérogation temporaire à la centrale.

Jusqu'au début de l'hiver 2011-2012, il apparaît que le climat tempéré et une gestion particulièrement attentive des flux de courant de la part des opérateurs de réseau européen **ont évité tout délestage** durant l'été et l'automne 2011. Qu'en sera-t-il pour les mois suivants ? Les quatre gestionnaires de réseau allemands ont estimé que dans des circonstances extrêmes (gel, absence de vent et faible luminosité un jour de pleine consommation hivernale), une défaillance de certains ouvrages pourrait entraîner un déficit de 1 400 à 2 000 MW dans la région de Francfort. La BNA n'a ni validé ni rejeté les hypothèses aboutissant à cette conclusion^g.

Dans son évaluation du passage de l'hiver^h, l'ENTSO-E constate que l'Allemagne restera tributaire des **importations** pour répondre à une demande élevée lors des périodes où les conditions météorologiques interrompent la production des **énergies éolienne et photovoltaïque**. On peut relativiser cette situation en rappelant que des importations seront aussi indispensables au Danemark, en Finlande et en France notamment lors des pics de consommation.

Le gestionnaire du réseau français de transport, RTE, évalue les besoins français en courant importé à un maximum de 7 000 MW, ce qui reste compatible avec la capacité totale des interconnexions,

qui autorisent un niveau d'importation de 9 000 MW. Toutefois, le RTE met en garde contre cette apparence rassurante, en rappelant que l'arrêt des 8 réacteurs allemands réduit la capacité d'importation de la France. Cette réduction n'est pas liée à une moindre disposition à exporter de l'Allemagne : nous avons vu que sa capacité installée demeurait très supérieure à son besoin en pointe. Elle provient des congestions sur le réseau allemand. En restreignant la capacité totale d'importation française, ces congestions pourraient conduire à une situation plus tendue sur l'équilibre entre l'offre et la demande en France, en particulier en situation de froid durable et intense¹.

Cependant, RTE estime dans son analyse que dès le mois de **janvier 2012**, la disponibilité du parc français sera meilleure que l'hiver précédent ; ainsi, des mesures d'effacement volontaire devraient suffire à préserver l'équilibre offre-demande en cas de grand froid. Par ailleurs, à partir de janvier 2012, l'Allemagne sera en mesure de procéder à la mise en service de transformateurs déphaseurs, qui aideront à fluidifier l'écoulement du courant.

La BNA se montre plus inquiète pour le passage de **l'hiver 2012-2013**. Elle presse en premier lieu les autorités de faciliter la construction de la ligne à 380 kV Hambourg-Krümmel-Schwerin, identifiée comme prioritaire dès 2009. En second lieu, l'Agence souhaite le maintien en service de plusieurs unités de production au charbon, dont l'arrêt était programmé au 31 décembre 2012 en raison de leur vétusté. Il s'agit de Staudinger 1 à 3, mis en service entre 1963 et 1965 et de Datteln 1 à 3, datant de 1964.

L'évolution du système électrique entre 2015 et 2022

Pour assurer la continuité de l'alimentation, des centrales offrant une capacité de production garantie sont nécessaires en complément des unités intermittentes (éoliennes, photovoltaïques). La fermeture des 9 derniers réacteurs nucléaires entre 2015 et 2022 et l'arrêt des centrales conventionnelles les plus anciennes seront compensées par la mise en service de nouvelles centrales thermiques.

La loi du 30 juin 2011 impose la fermeture des 9 réacteurs nucléaires allemands encore en fonctionnement selon le calendrier suivant :

Tableau 2^a :
Calendrier de fermeture des centrales nucléaires allemandes
encore en service

Arrêt	Centrale	Puissance installée (MW)	Mise en service	Type	Opérateur	Land
2015	Graffenheinfeld	1 275	1982	PWR	EON Kernkraft GmbH	Bavière
2017	Gundremmingen B	1 284	1984	BWR	RWE Power AG	Bavière
2019	Philippsburg 2	1 392	1985	PWR	EnBW Kraftwerk AG	Bade-Wurtemberg
2021	Brokdorf	1 370	1986	PWR	EON Kernkraft GmbH	Schleswig-Holstein
2021	Grohnde	1 360	1985	PWR	EON Kernkraft GmbH	Basse Saxe
2021	Gundremmingen C	1 288	1985	BWR	RWE Power AG	Bavière
2022	Emsland	1 329	1988	PWR	RWE Power AG	Basse Saxe
2022	Isar 2	1 400	1988	PWR	EON Kernkraft GmbH	Bavière
2022	Neckarwestheim 2	1 310	1989	PWR	EnBW Kraftwerk AG	Bade-Wurtemberg
	Total	12 008				

Six de ces réacteurs, totalisant près de 8 000 MW, se trouvent dans la moitié Sud du pays, dont les trois premiers qui cesseront leur production, d'ici 2019.

Pour appliquer son moratoire sur les huit premières fermetures, l'Allemagne a pu compter sur ses réserves de capacité ainsi que sur l'apport des pays voisins, tant en exportation de courant qu'en mise à disposition de lignes de transport. Les mesures transitoires demandées par l'Agence Fédérale des Réseaux et décrites plus haut assureront l'approvisionnement des régions devenues déficitaires dans des conditions satisfaisantes jusqu'en 2014... si elles sont mises en œuvre. Ces mesures ne seront plus suffisantes pour faire face à la situation beaucoup plus tendue que connaîtra ensuite le réseau européen, qui subira :

- La mise à l'arrêt de neuf réacteurs allemands selon le planning ci-dessus.
- La fermeture progressive du parc nucléaire belge entre 2014 (Doel 1 puis Doel 2) et 2025 (Tihange 3), si le programme de gouvernement convenu le 30 octobre 2011 est mis en application. Les sept tranches en service actuellement en Belgique représentent une capacité installée proche de 6 000 MW.

- La perte des cinq réacteurs nucléaires suisses, décidée par le Conseil Fédéral le 25 mai 2011 et approuvée par les députés le 7 juin 2011. Le premier, Beznau 1, fermera en 2019 et le dernier, Leibstadt, en 2034. Les 5 réacteurs situés en Suisse apportent environ 3 250 MW au système européen.
- D'éventuelles mises hors service de centrales nucléaires jugées peu sûres au terme des "stress tests" lancés au printemps 2011 en Europe. Ces arrêts seront temporaires, pour mise à niveau, ou définitifs si le coût de réfection est trop élevé.
- Les fermetures de centrales thermiques classiques mises en service avant 1987 et ne répondant plus aux normes d'émission fixées par la directive sur les grandes installations de combustion (directive 2001/80/CE), qui impose un arrêt échelonné à partir de 2015.

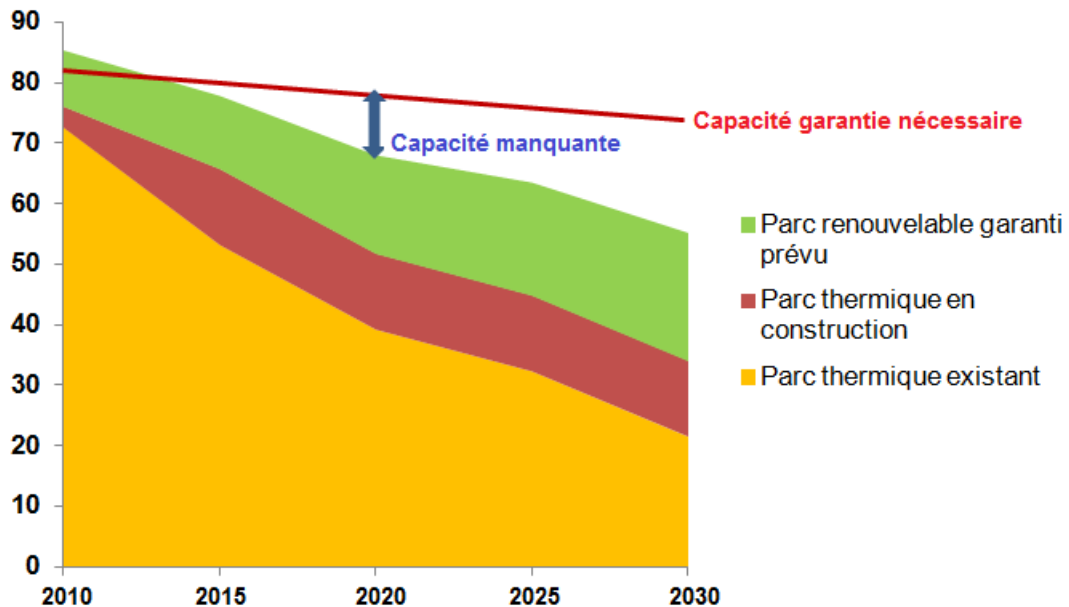
Ces circonstances expliquent la nécessité pour l'Allemagne de combler, au moins partiellement, la capacité nucléaire perdue par un parc de production situé sur son territoire. Le tournant énergétique privilégie le développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables pour remplacer les volumes produits par les centrales nucléaires fermées jusqu'en 2022, puis pour se substituer au courant d'origine fossile. Nous considérerons dans ce qui suit que tout sera mis en œuvre pour atteindre les objectifs retenus, soit 35 % de la consommation à partir d'électricité d'origine renouvelable en 2020 et 50 % en 2030. Cependant, parmi ces sources, seules les unités fonctionnant à partir de biomasse offrent une production garantie. Leur capacité, qui atteignait 5 300 MW en 2010, est évaluée à 8 200 MW à l'horizon 2025¹. Le supplément de puissance disponible par cette piste reste donc très inférieur aux capacités nucléaires condamnées. L'essentiel des nouvelles installations de production renouvelable reposera sur les filières éolienne et photovoltaïque.

Pour compenser le caractère intermittent de ces deux filières, l'Allemagne mise sur deux évolutions : le développement de systèmes de gestion de la demande et le déploiement d'outils de stockage de la production électrique. Nous formulons l'hypothèse que ces deux techniques ne pourront pas être appliquées à grande échelle avant la décennie débutant en 2020. De ce fait, la fermeture des centrales arrivées en fin de vie, nucléaires et autres, nécessite **la construction de nouvelles unités fossiles**, si l'Allemagne veut conserver une capacité garantie supérieure à la puissance appelée lors des pics de consommation. L'importance des besoins en nouvelles unités fossiles dépendra des résultats des efforts engagés afin de réduire les consommations et abaisser ainsi ce pic.

Une étude de l'Agence Allemande de l'Énergie (DENA - *Deutsche Energie Agentur*) avait évalué ces besoins sur la base du

calendrier de fermeture des centrales nucléaires arrêté en 2002. Son scénario le plus volontariste, publié en février 2010¹, concluait à un déficit en capacité garantie de 10 587 MW pour l'année 2020. Cette étude considère que 5 à 10 % des capacités éoliennes demeurent disponibles en permanence. La puissance garantie correspondante à ces unités éoliennes est incluse dans l'aire colorée en vert ci-dessous (« Parc renouvelable garanti prévu »), qui comprend aussi des unités thermiques fonctionnant en cogénération.

Graphique 6¹ :
Évolutions des capacités garanties en Allemagne



L'étude DENA prenait en compte un parc thermique en construction de 12 134 MW déjà programmé en 2010. Ces ouvrages se répartissent en :

- 6 492 MW au charbon (houille)
- 2 840 MW au lignite
- 2 492 MW au gaz naturel
- 310 MW au gaz de haut-fourneau

La capacité manquante de 10 587 MW mise en évidence par la DENA pour 2020 ne sera peut-être pas entièrement indispensable. En effet, l'étude retenait un rythme de réduction de la demande en électricité de 0,5 % par an, un niveau inférieur au taux décidé en juin 2011, qui se situe désormais à 0,9 % par an (réduction de 10 % en 12 ans). Si la puissance appelée en pointe baisse de manière parallèle à la réduction des consommations, le besoin en capacité de production garantie diminuera également. Un document diffusé par le Ministère Fédéral de l'Environnement estime que le tournant

énergétique nécessitera néanmoins un ajout aux constructions déjà programmées qui devrait principalement être apporté par de nouvelles centrales au gaz naturel, selon les technologies de cogénération ou cycle combiné, à hauteur d'environ 5 000 MW, mises en service au-delà de 2014^k. En chiffres arrondis, l'Allemagne devrait donc raccorder au réseau **d'abord les 12 000 MW** de centrales thermiques déjà prévues, **puis de 5 000 à 10 000 MW** supplémentaires entre 2014 et 2022.

L'acceptation par la population de ces nouvelles centrales brûlant des combustibles fossiles reste sujette à interrogation, même lorsqu'elles remplacent des installations existantes. La centrale de Datteln constitue un cas d'école (Land de Rhénanie du Nord-Westphalie). Cette installation est prise dans un imbroglio juridique : les tranches 1 à 3 ont reçu leur notification de fermeture alors qu'une décision de justice interdit le démarrage de la tranche 4, flambant neuve, d'une puissance de 1 000 MW. La construction de cette unité a été lancée en 2006, dans le respect des plus récents critères environnementaux ; elle a néanmoins fait l'objet d'un recours victorieux de la part d'associations de riverains. L'arrêt rendu par le tribunal considère que la ville de Datteln n'a pas évalué correctement les conséquences sanitaires et environnementales de la nouvelle construction avant de lui accorder le permis de construire. La coalition entre les Verts et le SPD arrivée au pouvoir dans ce Land en mai 2010 est divisée à son sujet.

De façon générale, des dérogations légales pourraient être nécessaires soit pour des installations thermiques existantes, afin de prolonger leur durée d'exploitation, soit pour de nouveaux ouvrages, afin de contourner les obstacles que le droit de l'environnement a dressé à l'encontre de leur construction.

Impact du tournant énergétique allemand sur la politique européenne de l'énergie

Le marché intérieur de l'électricité et le prix du courant

Sur le marché spot, le retrait de l'offre nucléaire allemande à bas prix pousse mécaniquement les prix à la hausse lorsque la demande est inchangée. La mise en service progressive d'une production d'origine renouvelable dont le coût variable est encore plus bas que celui de l'énergie nucléaire ne compensera que partiellement cette perte, en raison d'une moindre disponibilité et d'un mode de rémunération des producteurs basé sur un tarif d'achat indépendant du marché. Toutefois, en 2011, une chute des consommations d'électricité en Europe de l'Ouest a tiré les prix vers le bas.

Les directives communautaires généralisant la concurrence sur les segments de la production et de la commercialisation de l'électricité ont abouti à la création d'un marché "spot" dans chaque État membre de l'Union Européenne. Le **marché spot** détermine chaque jour le prix du courant pour le lendemain, par tranche horaire : il s'agit du marché *day-ahead*. Il établit aussi le prix du courant venant en ajustement, pour compenser en temps réel l'écart entre la production prévue et la consommation effective : c'est le marché *intraday*. Le volume des ajustements est actuellement faible en comparaison de la production quotidienne.

Depuis 2009, des "initiatives régionales" visent à rapprocher les différents marchés nationaux. La région CWE (Centre Ouest Europe) a réalisé une première avancée significative en Novembre 2010, par le couplage des marchés *day-ahead* de cinq pays : Allemagne, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas (*price market coupling*). Ce mécanisme permet aux intervenants sur les marchés de raisonner désormais comme si les parcs de production des 5 pays couplés ne constituaient qu'un seul ensemble. Les premiers résultats montrent que les prix spot convergent environ 60 % de l'année ^a. Les écarts de prix entre pays (*spreads*) indiquent le sens des échanges ; ils ne deviennent vraiment importants qu'aux périodes durant lesquelles l'insuffisance des interconnexions aux frontières entrave le transit physique du courant.

Le couplage des marchés a comporté deux conséquences sensibles au regard du moratoire nucléaire décidé en Allemagne :

- En premier lieu, il a permis aux opérateurs de ce pays d'acheter le courant disponible au meilleur prix sur l'ensemble des cinq pays. Les régulateurs nationaux de Belgique et de France ont observé une inversion des *spreads* à compter du moratoire du 14 mars 2011, témoignant que l'Allemagne, précédemment en position exportatrice, était devenue importatrice. Des centrales thermiques situées sur le sol allemand auraient pu fournir les quantités importées, car des réserves de capacité étaient disponibles, mais leur prix aurait été plus élevé que celui du courant venant des pays voisins.
- En second lieu, les acheteurs sur le marché spot des quatre autres pays ont payé leurs enlèvements à un prix supérieur à celui dont ils auraient bénéficié en l'absence de couplage.

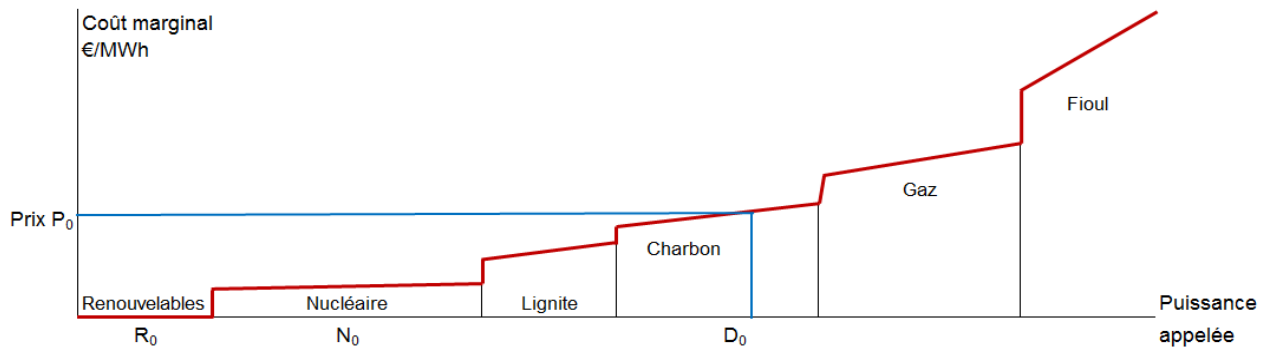
En d'autres termes, **le marché intérieur de l'électricité a mutualisé les conséquences** de la décision allemande : parce que la hausse du prix du MWh pouvait être répartie sur plusieurs pays, elle pouvait être limitée en Allemagne.

Les prix sur les marchés *day-ahead* sont influencés par de multiples facteurs. Côté offre, ils reflètent le prix des combustibles fossiles et celui du quota de CO₂, ainsi que la disponibilité des centrales nucléaires et la production d'origine renouvelable, dont l'essentiel, l'hydroélectricité, dépend elle-même du régime des précipitations. Côté demande, ils varient en fonction des températures moyennes et de l'activité industrielle. Sur une très courte période, la variation brutale d'un seul facteur peut expliquer celle du prix spot : ainsi, le moratoire allemand du 14 mars 2011 a certainement contribué de façon décisive à l'augmentation du prix du MWh (voir graphique 2, dans le chapitre 2, section 2.1). Sur une plus longue période, l'imbrication des facteurs rend la prévision plus incertaine.

Cependant, le mécanisme de formation des prix de l'électricité sur les marchés spot comporte un risque de **tendance haussière du prix du MWh** pendant plusieurs années. En effet, sur un marché concurrentiel, ce prix est déterminé par le coût marginal de production, celui de la dernière centrale dont la mise en service est indispensable pour satisfaire la demande. Le coût marginal reflète la part variable du coût de production, dont l'énergie primaire représente l'essentiel : ce coût est quasiment nul pour l'eau des fleuves, il est faible pour le nucléaire, il prend une valeur croissante pour le lignite, le charbon, le gaz et enfin les produits pétroliers. Le gestionnaire du système électrique appelle les centrales en fonction de leur coût marginal ; leur ordre de couplage est appelé "ordre de mérite" (*merit order*), de la moins chère à la plus chère. Cependant, avant de faire

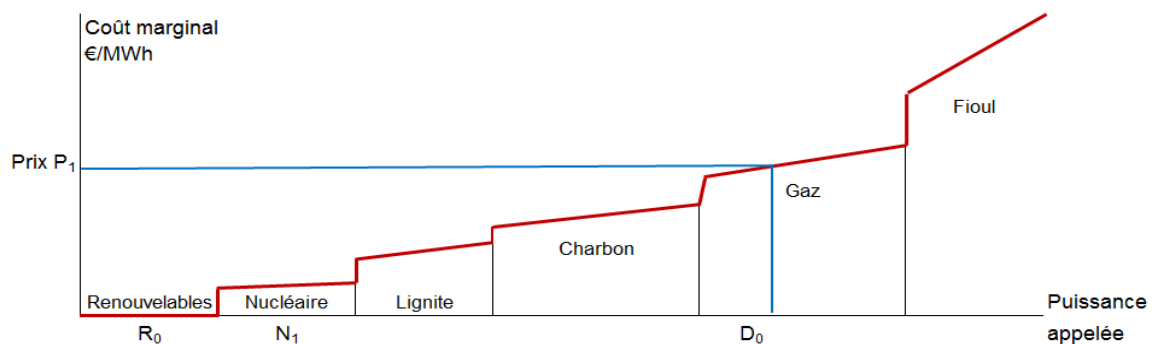
Intervenir l'ordre de mérite, il va connecter au réseau toutes les unités produisant de l'électricité à partir de sources renouvelables. Leur couplage est prioritaire ; les exploitants étant rémunérés sur la base d'un tarif garanti, leur prix de marché est nul. Le diagramme très simplifié ci-dessous illustre la formation du prix.

Diagramme 7 - Représentation simplifiée du mécanisme de formation du prix :



Avant le moratoire, l'offre nucléaire atteignait la capacité N_0 . Pour une demande D_0 , le prix d'équilibre avec l'offre s'établissait à P_0 . Après le moratoire, l'offre nucléaire s'est contractée à N_1 .

Dans la période immédiatement consécutive au 14 mars 2011, la part des renouvelables ne pouvait pas être majorée, la mise en service de nouvelles capacités s'étalant sur plusieurs mois, voire plusieurs années. L'offre correspondante R_0 est donc demeurée constante. Si la demande reste inchangée à D_0 , le prix s'élève désormais à P_1 , supérieur à P_0 .



Pour une demande fixe, et si les coûts de production demeurent constants, le retrait de capacités nucléaires du marché allemand conduit inexorablement à une hausse du prix spot. Le couplage des marchés répercute cette hausse sur les marchés des pays voisins. Le prix spot influe sur les prix à terme, qui conditionnent les tarifs proposés aux clients finals, lorsque ces tarifs sont libres. La fermeture des centrales nucléaires en Allemagne se traduit donc par

une **tendance moyenne à la hausse** pour le prix de l'électricité dans la décennie en cours.

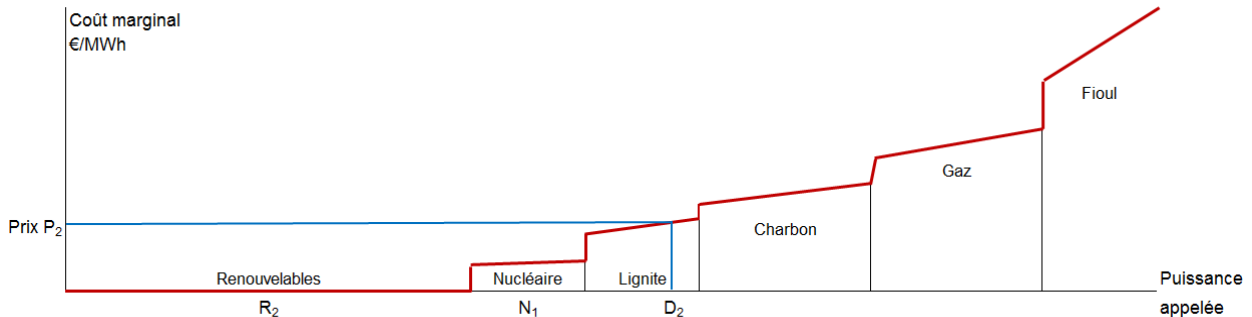
L'augmentation du tarif touchera un nombre de clients finals d'autant plus élevé que le **couplage des marchés** est appelé à se perfectionner et à s'étendre en Europe. Il se perfectionnera techniquement par l'introduction de nouveaux mécanismes de gestion aux frontières, conduisant au *flow based market coupling* à partir de 2013, plus efficace que l'actuel *price market coupling*. Il s'étendra géographiquement par l'intégration de la plupart des pays dans un mécanisme unique à l'échéance 2014, selon le souhait du Conseil Européen, réunissant les chefs d'État et de gouvernement, exprimé dans les conclusions du 4 février 2011. Les limites physiques à ce couplage, constituées aujourd'hui par la faiblesse des interconnexions transfrontalières, sont de leur côté appelées à se réduire, si le programme d'infrastructures électriques proposé par la Commission Européenne est mené à bien (voir en section 3.3.2 ci-dessous).

Les consommateurs finals de certains pays ont pu être tenus relativement à l'écart des fluctuations des marchés de gros grâce à des tarifs réglementés de vente. Le répit sera bref : la Commission Européenne insiste pour que les tarifs réglementés soient progressivement abolis ou articulés avec les prix de marché. La plupart des États se sont mis en conformité avec cette orientation. Outre un risque élevé de pression à la hausse, le prix de l'électricité pourrait subir des épisodes de **volatilité accrue**, car des volumes plus importants seront produits à partir de combustibles fossiles (charbon et gaz), dont les prix de livraison varient en fonction de cours internationaux, souvent indexés sur ceux du pétrole et très fluctuants.

Au cours de la décennie actuelle, la **production de courant d'origine renouvelable** va sensiblement augmenter en Allemagne. On observera donc des périodes durant lesquelles la puissance disponible issue de renouvelables compensera la puissance perdue par l'arrêt des centrales nucléaires. Ces périodes ne seront toutefois guère fréquentes, car le taux de charge⁷ des unités renouvelables allemandes demeure très inférieur à celui des centrales nucléaires : en 2010, il s'est situé à 15 % pour l'éolien et 8 % pour le photovoltaïque, contre 78 % pour le nucléaire^b.

⁷ Le taux de charge est égal au ratio entre l'énergie effectivement produite une année donnée et l'énergie théorique, égale à la puissance nominale de l'installation multipliée par les 8 760 heures que compte une année.

Dans le diagramme ci-dessous, on suppose que la demande s'est contractée à D_2 , tandis que l'offre renouvelable s'est accrue à R_2 . Le prix du marché se situe alors à P_2 , un niveau inférieur au prix initial P_1 antérieur au tournant énergétique allemand.



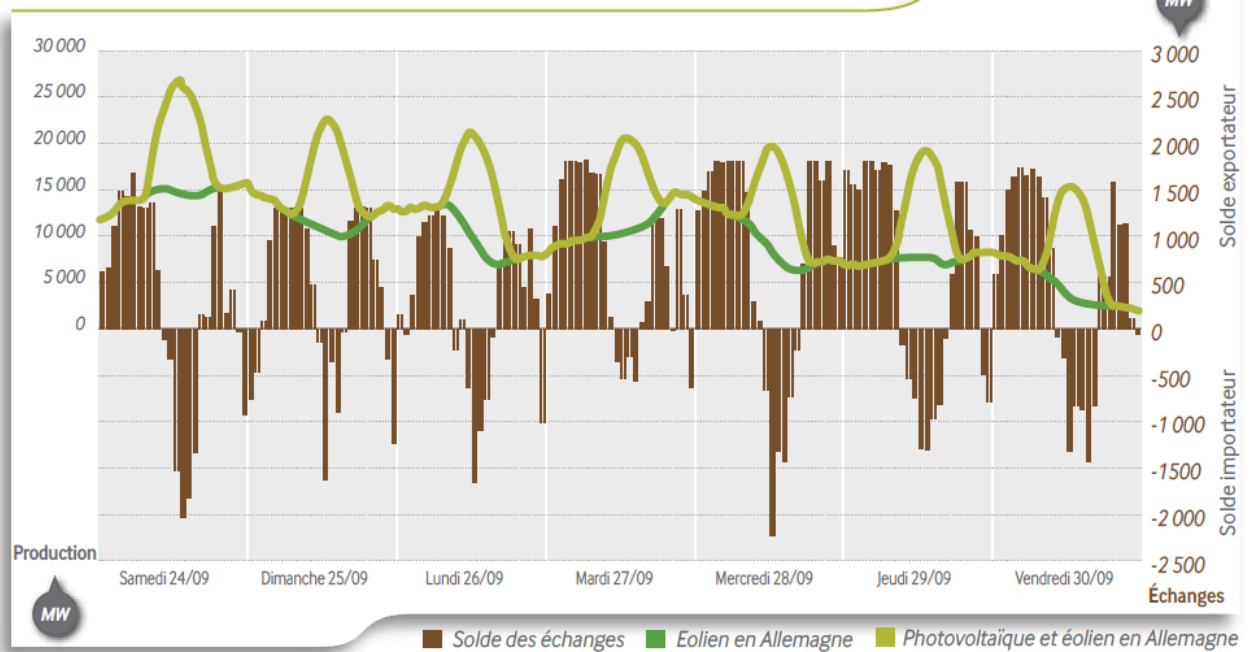
Une fréquence accrue de situations dans lesquelles les centrales au lignite sont en position marginale, comme figuré ci-dessus, contrecarrera alors la volatilité des prix évoquée plus haut, car ce combustible, extrait en Allemagne, subit une volatilité inférieure à celle des combustibles négociés sur les marchés internationaux, qui sont sensibles aux cours du baril de pétrole brut et aux fluctuations du dollar.

Les marchés connaîtront donc de brèves périodes de prix très bas, lorsque la production renouvelable sera forte et la demande faible⁸. Les petits clients allemands ne bénéficient pas de ce bas prix de marché, puisqu'ils paient l'électricité renouvelable via une charge hors tarif. En revanche, les consommateurs industriels procédant à leurs achats sur les marchés profiteront de ces baisses. Le couplage des marchés offrira la possibilité aux pays voisins d'accéder à ce courant allemand d'origine renouvelable à bas prix. Le phénomène a déjà été visible en 2011 ; l'exemple ci-dessous montre que durant une semaine très ensoleillée, l'Allemagne exporte de l'électricité vers la France à des niveaux de puissance souvent supérieurs à 1 000 MW.

⁸ Exceptionnellement, les prix peuvent même devenir négatifs en Allemagne, les marchés *day ahead* étant autorisés à vendre à perte. Il s'agit de périodes durant lesquelles les unités renouvelables suffiraient à répondre à la demande, mais les exploitants de centrales conventionnelles préfèrent continuer à faire tourner leurs installations plutôt que les arrêter puis les redémarrer peu de temps après.

Graphique 7^{ab} :
Évolution du prix de l'électricité (en base) au cours de l'année 2011

Évolution comparée du solde des échanges sur la frontière franco-allemande et de la production éolienne et photovoltaïque en Allemagne



Ces situations, où le consommateur allemand subventionne le courant exporté, sont-elles tenables si elles sont amenées à se multiplier ? La question va se poser avec une acuité croissante.

En conclusion de cette section, on peut affirmer que la fermeture du parc nucléaire allemand exerce une influence haussière sur le prix de l'électricité établi par les marchés d'Europe occidentale. Autrement dit, **le prix délivré par le marché sera en moyenne supérieur à ce qu'il aurait été** si les centrales allemandes avaient continué à tourner. Cependant, le prix effectif subit l'influence d'autres facteurs. Au second semestre 2011, ces facteurs ont agi à la baisse : tassement des consommations industrielles en raison d'un ralentissement de l'activité économique, températures moyennes douces, bonne disponibilité des parcs nucléaires et des fermes éoliennes sur la plaque continentale, baisse du prix du quota de CO₂. Selon les données fournies par les places de marché, cet ensemble de facteurs a permis aux prix de rester dans la zone qu'ils connaissaient avant le moratoire allemand.

Les graphiques ci-dessous retracent l'évolution constatée tout au long de l'année 2011. Le prix *calendar* 2011 a été retenu de préférence au prix *day-ahead* car ses fluctuations sont lissées, ce qui dégage mieux les tendances. Les courbes relatives aux prix allemand et français sont quasiment superposables, confirmant ainsi la réalité du couplage des marchés dans les deux pays.

**Graphique 8 c :
Évolution du prix de l'électricité (en base) au cours de l'année 2011**

Allemagne :



France :



Les émissions de gaz à effet de serre et le prix du quota de CO₂

Le recours accru à des sources fossiles en remplacement de l'énergie nucléaire majorera les émissions de CO₂. L'Allemagne dispose néanmoins de marges qui devraient lui permettre de respecter malgré cette hausse son engagement au regard du protocole de Kyoto. Ces émissions entrent aussi dans le système ETS ; l'augmentation des rejets devrait donc entraîner une hausse du prix du quota de CO₂ sur le marché européen. Cependant, la réduction des émissions liée au ralentissement économique et la disponibilité de quotas d'origine extérieure à l'Union Européenne ont exercé en 2011 une pression à la baisse sur le prix du quota qui a plus que compensé le facteur majorant allemand. À partir de 2013, le prix du quota conditionnera aussi les recettes espérées par le gouvernement allemand.

En prenant son tournant énergétique, l'Allemagne s'est fixé un objectif ambitieux de réduction de ses émissions de gaz à effet de

serre, puisqu'elle vise pour 2020 une diminution de 40 % par rapport à leur niveau de 1990. La valeur de cette promesse demeure strictement nationale ; un éventuel manquement ne serait sanctionné qu'en termes de politique intérieure. En revanche, le pays est engagé au plan international par deux dispositifs : le protocole de Kyoto et le système européen d'échange des quotas d'émission ETS (*Emissions Trading Scheme*).

Les émissions nationales et le protocole de Kyoto

Dans la négociation du protocole de Kyoto, les 15 États membres de l'Union Européenne en 1997 ont décidé d'adopter un objectif unique, et de répartir entre eux la charge correspondante par un accord communautaire, dit de *burden sharing*, signé le 25 avril 2002. Dans cet accord, l'objectif attribué à l'Allemagne consiste à parvenir entre 2008 et 2012 à un volume d'émissions inférieur de 21 % à celui de 1990. Les émissions de 1990 incluent celles de l'ancienne République Démocratique Allemande, particulièrement gaspilleuse en énergie. Les gains accessibles étaient donc importants et l'Allemagne a pu aller au-delà de son engagement, en réduisant ses émissions de 22,6 % entre 2008 et 2010^d. Le pays a ainsi acquis une "**marge d'émissions**" de 38,4 millions de tonnes de CO₂ par an. Selon les premières estimations, ce volume devrait quasiment couvrir le surcroît d'émissions entraîné par la fermeture d'une partie du parc nucléaire et le recours accru aux combustibles fossiles dans les centrales électriques, évalué à 40 millions de tonnes par an^e. En cas de nécessité, le gouvernement pourrait acheter des droits d'émettre à des pays ayant reçu une autorisation très supérieure à leurs besoins, tels que l'Ukraine ou la Russie, qui détiennent une "réserve d'air chaud", selon l'expression courante pour désigner ces disponibilités.

Après l'accord de Durban, en décembre 2011, les pays européens pourraient s'engager dans une deuxième période de réduction de leurs émissions sous l'égide du protocole de Kyoto, la première période arrivant à son terme en décembre 2012. En s'étant donné un objectif national à 40 % pour 2020, l'Allemagne place en quelque sorte une butée sur l'effort qu'elle est prête à accomplir, encadrant de fait la négociation communautaire pour un éventuel deuxième accord de *burden sharing*. Cette situation rappelle le précédent suédois : après avoir décidé de fermer les deux tranches de la centrale nucléaire de Barsebäck, en 1998 et 2001, le gouvernement suédois avait obtenu un allègement de son objectif de réduction des émissions dans l'accord du 25 avril 2002.

Le marché des quotas de CO₂

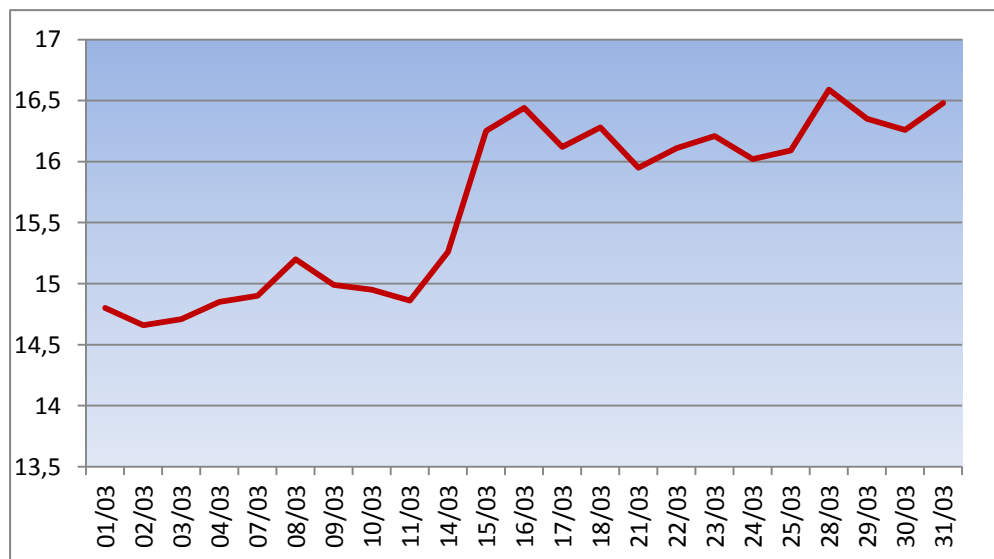
Le système des quotas d'émission ETS concerne la quasi-totalité des centrales électriques européennes, et donc les installations allemandes. Ce système plafonne depuis 2005 les émissions de gaz carbonique (CO₂) d'environ 12 000 sites dans les secteurs industriels intensifs en énergie primaire (électricité, chaleur, mais aussi ciment, acier, raffinage etc.). De 2005 à 2012, le plafond est fixé au niveau

national dans chaque pays, par un Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ). Les entreprises concernées reçoivent gratuitement une dotation en quotas de CO₂, ou EUA⁹ ; elles doivent restituer en fin d'année autant de quotas qu'elles ont émis de tonnes de CO₂. Les participants à ce système peuvent acheter ou vendre des quotas par transaction de gré à gré ou sur des places boursières, qui établissent un prix.

Avec ce système, une augmentation des rejets en CO₂ du secteur électrique se traduit par une demande en hausse sur le marché des EUA. **Le plafond national n'est pas modifié.**

Lors de l'annonce du moratoire allemand sur 8 réacteurs, les opérateurs sur le marché européen des quotas de CO₂ ont anticipé un remplacement de la production manquante par du courant issu de centrales thermiques classiques. Le calcul montrait que sur trois mois, les émissions supplémentaires du secteur électrique allemand approcheraient 9 millions de tonnes, soit environ 13 % des émissions annuelles de cette activité^e. Ce bond de la demande prévue a entraîné immédiatement une augmentation du prix du quota de 10 % dès le 15 mars.

Graphique 9^f :
Évolution du prix spot du quota de CO₂ en mars 2011 (en €/t)



Pour la période 2011-2020, les analystes ont estimé que la demande supplémentaire fléchirait avec la mise en service de centrales thermiques neuves, atteignant des rendements très supérieurs

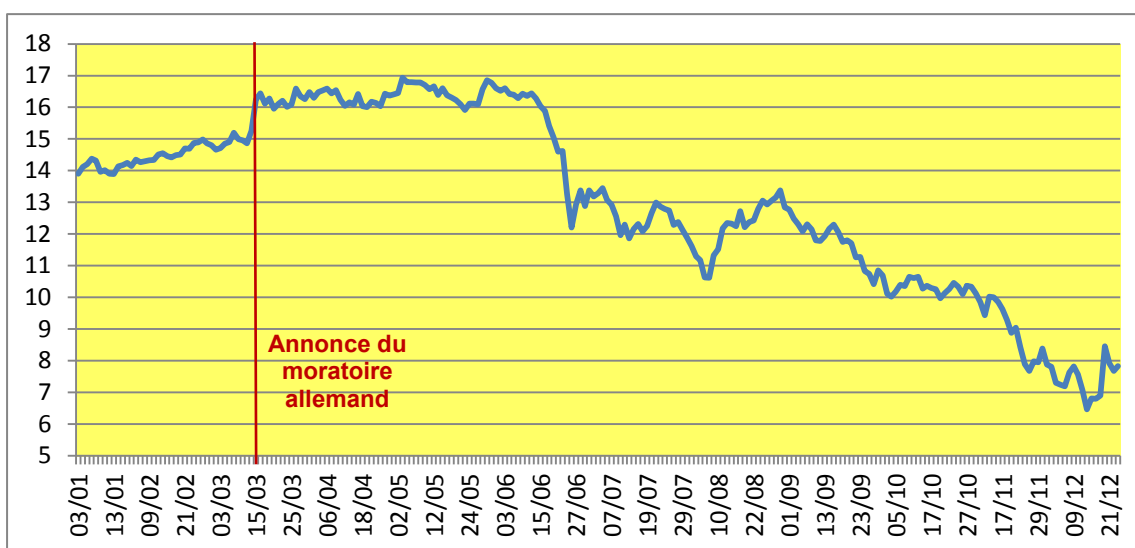
⁹ L'expression "quota de CO₂" désigne un permis d'émission du système européen, ou EUA (*European Union Allowance*). Un EUA équivaut à une tonne de CO₂. Les termes "quota" et "EUA" sont utilisés indifféremment dans le présent texte.

aux installations actuelles. Néanmoins, le cumul des émissions supplémentaires de 2011 à 2020 serait considérable, puisqu'il se situerait entre 248 et 392 millions de tonnes (Mt) de CO₂⁹.

Le plafond européen des émissions couvertes par le système ETS étant immuable, l'augmentation des rejets allemands n'entraînerait pas d'accroissement au niveau européen : le plafond sera respecté par réduction d'émissions d'autres acteurs. La demande additionnelle en EUA, provoquée par l'augmentation des rejets des centrales allemandes, pourra conduire à une majoration de leur prix moyen sur le marché. Les premières estimations rendues publiques en juin 2011 ont fait état d'une hausse du prix comprise entre 2 et 5 €/tCO₂ pendant près de 10 ans^h.

Comme précédemment, les analystes évaluaient ici une **augmentation des prix par rapport à la tendance** qui aurait été observée si les décisions allemandes du second trimestre 2011 n'avaient pas eu lieu. Cette évaluation ne permettait pas de prévoir le prix effectif de l'EUA. En l'occurrence, après avoir culminé à près de 17 €/t le 30 Mai 2011, ce prix a fortement chuté ensuite.

Graphique 10^f :
Évolution du prix spot du quota de CO₂ sur l'année 2011 (en €/t)



Le dossier présenté le 19 Décembre 2011 par des spécialistes du système ETS au sein de la Chaire Économie du Climat (Université Paris Dauphine)ⁱ explique la **chute rapide du prix** par trois phénomènes :

- La prise de conscience que les quotas détenus par les émetteurs de CO₂ depuis 2008 (remis gratuitement ou acquis) couvriraient leurs besoins jusqu'à fin 2012, ces derniers ayant diminué en raison de la crise économique, qui a entraîné une baisse de la crois-

sance, voire une récession, dans certains secteurs, ainsi que des efforts de réduction accomplis durant les années antérieures, diminuant les émissions par unité produite.

- La crise de la dette et les perspectives d'une activité économique ralentie en 2012, qui renforcent la perception que l'objectif de réduction associé au système ETS pourra être atteint avec un prix du carbone faible.
- L'influence d'autres politiques énergétiques européennes, comme les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ou d'efficacité énergétique, qui peuvent réduire les émissions du périmètre ETS indépendamment du prix du quota.

Leur modèle de simulation a fourni des prévisions correspondant à trois jeux d'hypothèses :

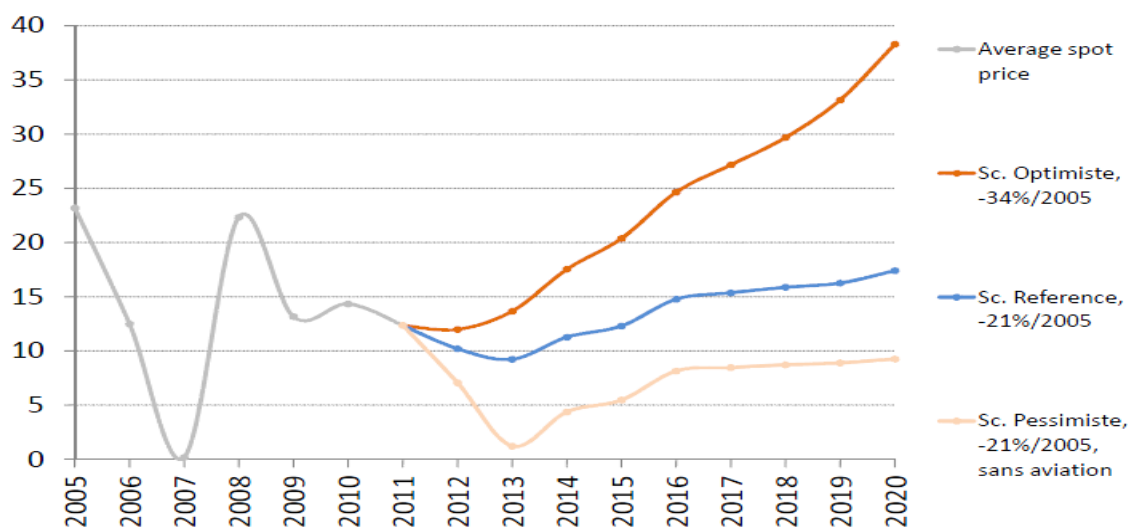
- Un scénario de référence garde l'objectif fixé par le "paquet énergie climat" adopté en 2008, qui prévoit une réduction des émissions de 20 % en 2020 par rapport à leur niveau de 1990. Pour le système ETS, cet objectif devient -21 % en 2020 par rapport à 2005. Ce scénario retient un taux de croissance économique moyen de 1 % par an entre 2011 et 2020.
- Un scénario "optimiste" intègre un taux annuel de croissance économique de 2 % et suppose que, suite à Durban, l'Union Européenne relèvera son objectif de réduction des émissions à 30 % pour 2020, soit un effort de 34 % pour le secteur couvert par l'ETS.
- Enfin, un scénario "pessimiste" repose sur une croissance annuelle moyenne inférieure à 0,3 %, un objectif inchangé pour 2020, mais le retrait du transport aérien de l'ETS.

En outre, pour la période 2012-2020, les auteurs ont pris en compte dans leur modèle :

- Les quotas que les entreprises ont reçus depuis 2008, et qu'elles n'ont pas consommés en raison du ralentissement de l'activité économique entre 2008 et 2009 et des améliorations techniques accomplies, comme indiqué plus haut. Cette "réserve" est évaluée à 500 Mt en 2010¹ ; les quotas correspondants sont transférables sur la période 2013-2020 (*bankability*).

- Les crédits obtenus par les mécanismes de projet du protocole de Kyoto, tout particulièrement le "mécanisme de développement propre", sur la période 2008-2020¹⁰. Les trois scénarios considèrent une utilisation complète du plafond autorisé sur la période 2008-2020 soit près de 1 600 Mt. Pour environ 600 MtCO₂, ces "crédits Kyoto" seront convertis d'ici fin 2012 en EUA. Le reliquat, à hauteur de 1 000 MtCO₂, sera utilisable sur la période 2013-2020. Ces crédits influent à la baisse sur le prix de l'EUA.

Graphique 11 ¹ :
Prévision d'évolution du prix du quota entre 2012 et 2020 ¹¹



L'éventail des prix selon ces trois hypothèses devient très ouvert. Avec les entrants pris en compte dans cette simulation et décrits ci-dessus, l'impact de la fermeture précoce du parc nucléaire allemand semble **d'un second ordre** par rapport aux autres déterminants du prix. En d'autres termes, les volumes supplémentaires de CO₂ qui seront émis par le secteur électrique allemand, pour considérables qu'ils soient, restent inférieurs aux masses de quotas dont on prévoit la disponibilité dans le système ETS jusqu'en 2020.

A partir du 1er janvier 2013, le plafond sera déterminé au niveau européen. Pour les centrales électriques situées en Europe de l'Ouest, les EUA ne seront plus délivrés gratuitement : ils seront mis en **vente aux enchères** par les États. Les centrales des pays ayant adhéré à l'Union Européenne à partir de 2004 bénéficieront encore

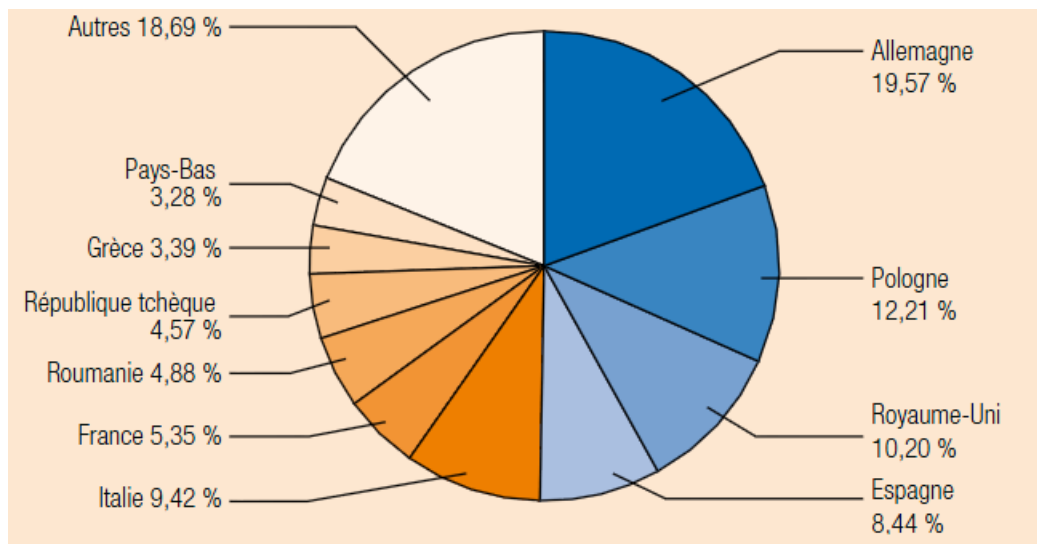
¹⁰ Cet outil offrait la possibilité d'acquérir des crédits CO₂, utilisables dans le cadre du système ETS, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre dans des pays en développement.

¹¹ Chaque point indique le prix moyen de l'année et non pas le prix à fin Décembre.

d'une dotation partielle en quotas gratuits, qui ira s'amenuisant jusqu'en 2020, date à laquelle elle disparaîtra. Les trois scénarios ci-dessus permettent de tracer l'enveloppe des recettes que les États peuvent espérer de la vente aux enchères des EUA, pour une utilisation à partir du 1er janvier 2013.

Plus d'un milliard de quotas devraient être mis en vente chaque année. Selon la formule arrêtée dans la directive communautaire 2009/29/CE qui instaure ce principe, l'Allemagne devrait garder chaque année les recettes d'environ 20 % des quotas vendus en Europe, soit en chiffres arrondis 200 millions d'EUA. Une variation d'un euro sur le prix signifie donc des rentrées gagnées ou perdues substantielles. Or ces recettes sont destinées prioritairement au Fonds Énergie & Climat, appelé à soutenir financièrement le tournant énergétique.

Diagramme 8^k :
Répartition des recettes tirées de la vente aux enchères des quotas de CO₂ à partir de 2013



La Commission Européenne a présenté le 8 mars 2011 une "feuille de route" proposant des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'en 2050. Pour 2020, ce document suggère de **relever l'objectif communautaire** à 25 %, au lieu des 20 % adoptés en 2008. L'accord de Durban renforce l'importance politique de cet objectif durci, voire d'un objectif hissé à 30 %, si l'Union Européenne veut entraîner les grandes économies mondiales vers la signature, à l'horizon 2015, d'un traité planétaire contre le changement climatique. D'autres suggestions ont été émises dans un esprit voisin, consistant par exemple à instaurer un prix-plancher pour l'EUA. Le soutien du prix pourrait être obtenu en retardant les mises aux enchères de quotas ou en déduisant du plafond européen un volume équivalent à celui de la réduction qui sera obtenue par l'application de la future directive sur l'efficacité énergétique (clause dite « *set aside* »).

Face à ces éventualités, le gouvernement allemand sera appelé à arbitrer entre son intérêt immédiat, qui l'inciterait à encourager les initiatives propres à tirer à la hausse le prix du quota, et donc ses recettes, et l'intérêt de son industrie, qui souhaite bénéficier d'un bas prix du CO₂, pour conserver sa compétitivité sur les marchés hors d'Europe. Sans préjuger de la réponse, on notera que l'Allemagne a tenu à disposer de sa plateforme nationale de vente des quotas, refusant de passer par une institution communautaire. Ce souhait d'autonomie souligne l'importance accordée par le gouvernement allemand à l'utilisation de la "**rente carbone**" (la valeur associée aux quotas d'émission). La répartition entre les pays européens de cette rente et l'utilisation coordonnée des revenus qu'elle procure constituera un enjeu majeur des politiques énergie-climat européennes au cours des prochaines décennies.

Le poids du tournant énergétique allemand sur les orientations européennes

Comme tous les États membres de l'Union Européenne, l'Allemagne va s'efforcer d'influer sur les orientations énergétiques communautaires, afin qu'elles convergent avec les choix nationaux. Elle militera donc pour l'intégration du marché européen de l'électricité et pour le renforcement des sources renouvelables dans le mix électrique de chaque pays, qui favorisent la convergence des prix et lui évitent donc une perte de compétitivité. Elle plaidera aussi pour la réalisation des interconnexions, facilitant l'écoulement du courant de source renouvelable. L'Allemagne pourra également être incitée à se montrer exigeante à l'issue des "stress tests" sur la sûreté nucléaire, étant elle-même à l'abri de charges nouvelles, et tentée de mener une politique gazière peu solidaire, car elle bénéficie d'une position avantageuse à l'égard de la Russie.

La feuille de route "Énergie 2050"

La Commission Européenne a présenté le 15 Décembre 2011 une "feuille de route" relative à l'évolution des modes de production et consommation de l'énergie¹. Elle compare deux scénarios basés sur la poursuite des tendances actuelles à cinq scénarios permettant de "décarboner" l'économie européenne. Dans ces derniers, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie atteint 36 à 39 %, soit un quasi-doublement.

Le texte s'efforce de rester neutre à l'égard des sources d'énergie mises en œuvre par les États, puisque ces derniers gardent une liberté de choix absolue, conformément à l'article 194, alinéa 2, du Traité de Lisbonne. Néanmoins, **les énergies renouvelables** occupent une place centrale dans tous les scénarios de "décarbonation" décrits par la feuille de route, leur part oscillant entre 65 et 97 % de la consommation finale d'électricité en 2050. Un rôle

important est également accordé au gaz naturel jusqu'en 2050, tandis que l'énergie nucléaire ne dépasse sa part actuelle dans le mix européen (14 %) que dans un seul scénario, celui qui est basé sur un faible déploiement de la technologie de capture et stockage du gaz carbonique ; cette part atteint alors 18 %. Selon la feuille de route, les prix de l'électricité augmenteront jusqu'en 2030 de manière identique dans tous les scénarios, mais ils se stabiliseront ensuite dans quatre des scénarios de décarbonation, alors qu'ils continueront à augmenter dans les deux scénarios prolongeant les tendances actuelles et dans celui visant la plus haute pénétration des sources renouvelables.

Le document encourage le développement des infrastructures et l'intégration du marché de l'électricité, afin de fournir à ***l'échelle européenne*** les outils de gestion de la flexibilité requise par des sources intermittentes de production, telles que l'énergie éolienne ou photovoltaïque. Ces outils comprendront le stockage, les centrales en relève (*backup*) et la gestion de la demande.

La feuille de route a été saluée dès le jour de sa publication par le Ministre Fédéral de l'Économie et de la Technologie Philipp Rösler ^m ; elle a également reçu un soutien marqué de l'association professionnelle allemande BDEW¹². Dans son communiqué ⁿ, celle-ci approuve sans réserve les orientations relatives au développement des réseaux européens et à l'intégration du marché. Comme évoqué en section 3.1, l'Allemagne tirera avantage d'un ***marché intérieur bien intégré***, grâce au renforcement des réseaux transfrontaliers et à des règles communes pour les échanges de courant, favorisant la convergence des prix.

Elle pourra ainsi acheter au meilleur prix de l'électricité produite par les centrales nucléaires des États ayant conservé cette énergie et ne pas subir seule la hausse des prix qui surviendra lors du recours à ses centrales fossiles. La convergence des prix du courant grâce au marché intérieur et la perspective que les autres membres de l'Union Européenne s'engagent aussi dans un développement soutenu des énergies renouvelables, développement encouragé par la feuille de route, réduisent le risque d'une perte de ***compétitivité de l'industrie allemande*** dans les prochaines décennies.

Les infrastructures de transport de l'électricité

L'objectif communautaire "20 % d'énergie renouvelable en 2020", adopté fin 2008, reposait déjà sur une part élevée d'électricité d'origine renouvelable ; cette part avait été évaluée à 30 % en moyenne dans l'étude d'impact commanditée par la Commission Européenne. Les principales sources à développer sont constituées par les filières

¹² BDEW : *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* Ce syndicat professionnel regroupe les acteurs du secteur de l'électricité et de l'eau en Allemagne.

éolienne et solaire. Les pays ayant joué un rôle précurseur dans le développement de ces filières, notamment le Danemark et l'Espagne, ont démontré le rôle primordial des **interconnexions électriques** pour faciliter l'insertion de ces sources.

L'organe coordonnant au niveau européen les gestionnaires des réseaux, ENTSO-E, a pris en compte cette contrainte dans son premier Plan Décennal de Développement des Réseaux (TYNDP - *Ten Year Network Development Plan*) publié en juillet 2010, bâti initialement dans le but de promouvoir le marché intérieur de l'électricité, conformément au règlement européen fixant ses missions. Le plan évalue les besoins en lignes à haute tension à plus de 35 000 km de constructions nouvelles et près de 7 000 km de renforcements ^o. Il intègre une liaison entre les champs d'éoliennes de Mer du Nord et le Sud de l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse.

La Commission Européenne estime dans sa communication du 17 novembre 2010 que le TYNDP n'accorde pas une considération suffisante au potentiel éolien de Mer du Nord et néglige les ressources solaires situées sur la rive Sud de la Méditerranée ^p. Elle préconise la construction de véritables "**autoroutes de l'électricité**" (*super grid*) capables de relier ces nouveaux centres de production aux importantes capacités de stockage dans les pays nordiques et dans les Alpes, et aux grands centres de consommation. La Commission annonce son intention d'attribuer un label "Projet d'Intérêt Commun" aux ouvrages remplissant une liste de critères précis ; il pourra concerner des projets nationaux, dès lors qu'ils présentent un impact européen. Les permis de construire relatifs aux projets d'intérêt commun seront accordés au terme d'une procédure allégée, comportant un guichet unique et un délai d'instruction abrégé. Enfin la Commission recommande que la priorité soit accordée à trois axes de liaison électrique : Maroc-Espagne, Tunisie-Italie et Allemagne-Europe du Sud-Est.

En prenant en compte une partie des "autoroutes de l'électricité", le besoin en investissements dans les réseaux européens de transport, stockage et gestion intelligente de l'électricité avoisine 140 milliards d'euros d'ici 2020. La Commission Européenne admet que ces sommes ne pourront pas provenir uniquement du marché. Elle a donc proposé le 19 octobre 2011 d'accorder un soutien financier communautaire à certains des projets d'intérêt commun, en y consacrant une enveloppe de 9,1 milliards d'euros de 2014 à 2020, sous forme de subventions ou de garanties d'emprunts obligataires européens (*project bonds*) ^q. Pour être éligible, un projet devra associer au moins deux États, contribuer à l'intégration des marchés, favoriser la concurrence, garantir la flexibilité du système et permettre le transport de l'électricité produite à partir de **sources renouvelables** vers les centres de consommation et les sites de stockage.

Cette ouverture semble particulièrement bienvenue pour l'Allemagne. Son objectif d'assurer 35 % de la consommation électrique à partir de sources renouvelables dès 2020 lui impose une

restructuration profonde des réseaux. L'Agence Allemande de l'Énergie (DENA) estime que cet objectif nécessite la construction de **3 500 km de nouvelles lignes** de transport à haute tension ^r, soit un investissement compris entre 9,7 et 29 milliards d'euros d'ici 2020 selon la banque KfW, en fonction des technologies qui seront mises en œuvre (courant continu ou alternatif, ouvrages aériens ou enterrés) ^s. Un soutien partiel grâce à des fonds communautaires atténuerait sensiblement l'effort financier à consentir sur ce chapitre.

Si la proposition de la Commission est adoptée, l'Allemagne paraît bien placée dans la compétition pour l'obtention d'une aide : ses objectifs répondent aux critères requis ; la procédure allégée pour l'attribution des permis figure déjà dans les lois relatives au réseau ; elle pourra vraisemblablement associer à sa demande un pays voisin.

Au-delà de cet appoint financier, les positions de la Commission Européenne présentent pour les décideurs allemands l'avantage d'envisager dès maintenant la structuration des grandes artères de transport du courant en fonction de leur raccordement ultérieur d'une part aux champs éoliens de **Mer du Nord** et d'autre part aux gisements solaires du **Sud de la Méditerranée**. Cette orientation laisse ainsi ouverte la possibilité pour l'Allemagne d'importer une fraction de ses besoins en électricité à partir de sources renouvelables situées hors de son territoire. On remarque à ce sujet que le tournant énergétique entérine un objectif de consommation fondé à 80 % sur une électricité d'origine renouvelable, mais ne donne pas de contrainte pour la production. Bien que les scénarios des instituts allemands prévoient en général une production locale, certaines études soulignent que le coût serait moindre si une part de l'électricité était importée. Ainsi, le Conseil Consultatif Allemand pour l'Environnement (SRU : *Sachverständigenrat für Umweltfragen*), organe officiel auprès du gouvernement, privilégie une importation à hauteur de 15 % de la consommation à partir des pays scandinaves et/ou d'Afrique du Nord ^t.

Parmi les projets relatifs à l'Afrique du Nord, DESERTEC, qui vise à exploiter les ressources solaires des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, a été lancé à partir d'études financées en 2003 par le ministère allemand de l'environnement, sous l'impulsion du ministre Jürgen Trittin. La démarche est aujourd'hui pilotée par une fondation, dont le conseil de surveillance est composé essentiellement de personnalités allemandes. Son objectif consiste à développer une production électrique basée sur les technologies éolienne et solaire à concentration (CSP - *Concentrated Solar Power*) ; une partie du courant produit serait consommée sur place et une partie exportée vers l'Union Européenne.

En Mer du Nord, la Commission Européenne a mis en place en 2007 un coordonnateur chargé des études préliminaires ; neuf pays se sont accordés pour donner un caractère institutionnel à leur coopération sur ce dossier en signant le 3 décembre 2010 un mémorandum officialisant leur Initiative pour les Réseaux en Mer du Nord

(NSCOGI - *North Sea Countries Offshore Grid Initiative*). ENTSO-E apporte sa compétence aux travaux. Le calendrier de développement est serré, puisque les projets de champs éoliens maritimes totalisent déjà 25,5 GW en 2020 (dont 11,5 GW pour le Royaume Uni et 10 GW pour l'Allemagne) et 82,9 GW en 2030 (dont 38,5 GW pour le Royaume Uni et 24 GW pour l'Allemagne) ^u.

En soutenant le développement d'une production éolienne massive en Mer du Nord, l'Union Européenne **fragiliserait la position des pays restés fidèles à l'énergie nucléaire**. Ces deux sources présentent une relative incompatibilité lorsqu'elles sont toutes deux développées à grande échelle, car les centrales nucléaires sont mal adaptées aux démarrages et aux arrêts rapides qu'impose la relève des éoliennes, victimes de l'intermittence du vent. Le dossier constitué en décembre 2010 pour le Ministère Fédéral de l'Environnement soulignait que la montée en régime des énergies renouvelables, telles que l'éolien et le photovoltaïque, réduirait le besoin d'ouvrages fonctionnant en base, comme les centrales nucléaires, et appellerait davantage d'installations flexibles ^v.

La sûreté des centrales nucléaires

L'accident de Fukushima survient le 11 mars 2011 et le moratoire allemand est annoncé le 14 mars. Le commissaire européen à l'énergie organise dès le 15 mars une réunion des autorités nationales de sûreté nucléaire. Le 21 mars, une session extraordinaire du Conseil des 27 Ministres chargés de l'énergie se tient à Bruxelles. Un accord se dégage sur une évaluation exhaustive des risques et de la sûreté ("**stress tests**") des centrales nucléaires en Europe, dont les modalités seront définies par le Groupe Européen de haut niveau sur la Sûreté Nucléaire et la Gestion des déchets (ENSREG). Cependant, au Conseil Européen du 25 mars, rassemblant les chefs d'État et de gouvernement, un désaccord se fait jour entre la France, souhaitant que l'audit soit supervisé par les autorités nationales de sûreté, et l'Allemagne, demandant que le travail soit effectué par un groupe d'experts européens indépendants.

Un nouveau désaccord surgit le 13 mai : le commissaire européen à l'énergie, appuyé par plusieurs États dont l'Allemagne et l'Autriche, considère que les tests de sûreté doivent inclure le risque terroriste, et notamment l'éventualité d'une chute d'avion ; l'ENSREG, déclare que ses compétences se limitent aux risques naturels. Plusieurs États, dont la France et le Royaume Uni, affirment également que la menace terroriste reste du ressort des autorités nationales. Un compromis est néanmoins obtenu le 17 mai.

Les **différences de positions** dans les semaines consécutives à l'accident de Fukushima et résumées ci-dessus constituent un prologue aux débats qui vont se succéder à partir de 2012. Ils seront marqués en premier lieu par les résultats des tests de sûreté nucléaire et en second lieu par la mise au point d'une éventuelle législation communautaire sur la sûreté nucléaire. Sur chacun de ces

sujets, trois protagonistes confronteront leurs arguments : les pays favorables à l'énergie nucléaire, autour de la France et du Royaume Uni, les pays hostiles à cette énergie, dont l'Allemagne est devenue le chef de file, et la Commission Européenne.

Les États n'ayant pas recours à l'énergie nucléaire ou décidés à en sortir, comme l'Allemagne, seront naturellement tentés d'exprimer des **exigences élevées**. D'une part, leur population reste bien consciente qu'elle demeure menacée par les dangers attribués à cette énergie tant que des centrales nucléaires continueront à tourner chez leurs voisins. D'autre part, les producteurs d'électricité situés dans ces États voient avec dépit les exploitants nucléaires engranger des recettes confortables lorsque le prix du courant est fixé par une centrale marginale alimentée par un combustible fossile. Le mécanisme de formation des prix de l'électricité décrit en section 3.1 engendre en effet dans ce cas une "rente infra-marginale" substantielle. Les compagnies électriques disposant d'un parc nucléaire fonctionnant bien détiendront ainsi un atout non négligeable dans la compétition européenne.

Le résultat des stress tests ouvrira un premier terrain de confrontation. Selon le compromis du 17 mai 2011, les tests se déroulent selon deux voies :

- Les évaluations relatives à la sûreté (**risques naturels**) ont été menées dans les centrales par les exploitants, à partir des critères retenus par l'ENSREG, de Juin à octobre 2011. Les résultats ont été rendus publics. Ils ont été analysés en décembre 2011 dans chaque pays par l'autorité locale de sûreté, qui a établi un rapport national. Les rapports nationaux feront l'objet d'un examen par des experts des autres pays de l'Union Européenne de Janvier à avril 2012 (*peer review*). La synthèse finale sera adressée à la Commission Européenne et diffusée en juin 2012.
- Les évaluations concernant la sécurité (**risques de malveillance**) ont été placées sous la supervision du Conseil des Ministres de l'énergie, rassemblant leurs 27 représentants. Le Conseil a créé un Groupe Ad-hoc sur la Sécurité Nucléaire (AHGNS - *Ad-hoc High level Group on Nuclear Safety*), chargé de collecter les informations nécessaires auprès des États et d'élaborer des rapports. Une synthèse intermédiaire à l'intention du Conseil a été remise en novembre 2011 ; le rapport final est prévu pour juin 2012.

Chaque pays reste souverain sur les décisions finales. Cependant, les États dans lesquels les rapports feraient apparaître des faiblesses pour un ou plusieurs réacteurs seront soumis à une **pression politique** pour leur mise à niveau rapide, voire leur

fermeture. Cette dernière solution pourrait s'imposer pour des raisons économiques si les travaux nécessaires se révélaient trop onéreux. On peut s'attendre au second trimestre 2012 à des déclarations opposées entre les pays pro-nucléaires et les pays hostiles sur la réalité des faiblesses qui auront été constatées, sur le caractère urgent ou non des travaux nécessaires et sur leur ampleur, voire sur la fermeture ou le maintien en activité de certains ouvrages. Des campagnes d'opinion pourront également voir le jour. La rédaction de la synthèse finale sur la sûreté, par la Commission Européenne, pèsera dans ces débats.

Le rapport publié en décembre 2011 par le Ministère Fédéral de l'Environnement à l'issue des stress tests montre que le **niveau de sûreté des centrales nucléaires allemandes est excellent**^w. Cette position vertueuse pourrait inciter divers leaders d'opinion à demander un alignement rapide de toutes les installations nucléaires d'Europe sur les plus hauts critères de sûreté, sans égard particulier pour le calendrier, puisque les centrales allemandes seront épargnées.

La Commission Européenne suscitera une autre discussion difficile, avec son projet de renforcer les bases communautaires de la sûreté nucléaire. Conformément au Traité Euratom, cette dernière incombe aux États. Cependant, en se fondant sur la jurisprudence communautaire, qui consolide les prérogatives européennes relatives à la radioprotection, la Commission a réussi à faire adopter en 2009 une directive établissant les règles minimales de sûreté nucléaires que tout État européen doit respecter (directive 2009/71 Euratom). Le 24 novembre 2011, la Commission Européenne a annoncé son intention de **proposer de nouvelles dispositions** pour renforcer ce texte et en étendre la portée.

Elle envisage trois séries de dispositions :

- Certains **critères techniques** seraient fixés au niveau européen, tels que ceux portant sur le choix du site d'une centrale (par exemple sa distance à la mer), le processus d'homologation des réacteurs, les contrôles à effectuer en cours de fonctionnement.
- Des plans d'action transfrontaliers seraient définis, afin de faire face à toute **situation d'urgence**, sanitaire ou technique (prévoyant par exemple la mise en commun de générateurs de secours).
- Un régime juridique unique clarifierait la **responsabilité des opérateurs** et des États en cas d'accident, notamment pour l'indemnisation des victimes. La Commission Européenne précise que ce dernier point est nécessaire pour éviter les distorsions de compétition au sein du marché intérieur de l'électricité.

Là encore, on peut s'attendre à des controverses. Les États non dotés d'installations nucléaires seront tentés de soutenir la démarche de la Commission Européenne et d'exiger les réglementations les plus strictes, tandis que les autres s'efforceront d'éviter des mesures ruinant leurs producteurs nucléaires.

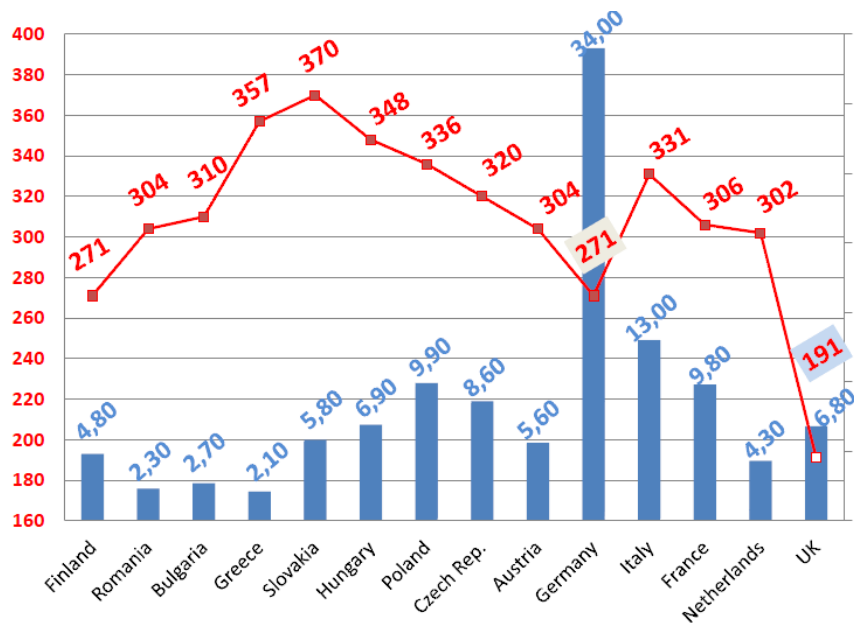
La politique gazière

Le gaz naturel est appelé à prendre une part croissante dans la production électrique allemande, à la fois pour pallier la fermeture des centrales nucléaires et pour servir en relèvements des sources renouvelables intermittentes. Pour ces deux fonctions, les centrales à gaz sont moins émettrices en CO₂ que celles alimentées en combustibles fossiles ou liquides et elles conservent un excellent rendement même en charge variable. L'Allemagne dispose encore de gisements de gaz dans son sous-sol, mais ils sont en voie d'épuisement. Elle va donc recourir de manière accrue aux *importations*.

Cette tendance ne devrait cependant pas entraîner une majoration forte des coûts, car selon une estimation récente, l'Allemagne paie une part élevée de ses approvisionnements *aux prix du marché spot* (environ 40 %) ⁹, lesquels semblent plutôt orientés à la baisse en raison, notamment, de la réduction des importations américaines. Cette estimation paraît contre-intuitive, puisque l'Allemagne ne possède pas de terminal de réception du gaz naturel liquéfié (GNL), qui joue un rôle déterminant sur les prix spot. Mais ses bonnes connexions gazières avec la Belgique et le Royaume Uni sont suffisantes pour lui permettre de bénéficier de cet avantage.

Cependant, la récente inauguration du gazoduc Nord Stream la reliant directement à la Russie en contournant, par la Mer Baltique, tous les autres pays de la région, laisse craindre que l'Allemagne fasse "cavalier seul" dans sa politique gazière. Le pays jouit déjà d'un prix moyen du gaz importé de Russie nettement inférieur à celui payé par les pays voisins.

Diagramme 9^z :
Importations de gaz russe - Prix et volumes



Les barres bleues représentent les volumes importés en Gm³/an.
La ligne rouge indique le prix du gaz en dollars par millier de m³.

L'Allemagne demeure certes dépendante de la Russie, qui lui livre 38 % du gaz consommé, mais elle constitue le premier client de Gazprom, absorbant 28 % des ventes russes à l'Union Européenne. Elle se trouve dans une situation diamétralement à celle de plusieurs pays de l'ancienne zone d'influence soviétique, qui sont très dépendants des livraisons de gaz russe (100 % des approvisionnements de la Bulgarie, l'Estonie et la Lettonie, 97 % de la Slovaquie, etc.), mais qui ne présentent qu'un enjeu mineur pour Gazprom (les quatre pays cités totalisent 9 % de ses ventes à l'Europe)^{aa}. En cas de **tension politique**, on peut redouter que la Russie s'efforce de glisser un coin entre les pays d'Europe orientale, qui verraient leurs livraisons interrompues, et l'Allemagne, qui serait ménagée.

Ce risque est bien perçu dans les capitales des nouveaux États membres de l'Union Européenne, déçus que les ouvrages permettant leur désenclavement soient retardés. Ces pays expriment parfois leur désenchantement à l'égard d'une Union qui leur impose des règles de marché pénalisantes mais qui autorise l'État le plus puissant à mener une politique énergétique solitaire.

Les autres dossiers en cours

Parmi les propositions déjà déposées par la Commission Européenne, deux textes devraient continuer à être étudiés sans que le tournant énergétique allemand entraîne une inflexion majeure des positions. Sur deux autres sujets, un accord des 27 États pourrait se

révéler plus difficile à obtenir, mais la Commission n'a pas encore avancé de proposition formelle.

Fin 2008, les 27 États de l'Union Européenne sont convenus de viser une baisse de 20 % de la consommation d'énergie au regard du niveau qui aurait été atteint en poursuivant les tendances antérieures, telles qu'elles se dessinaient en 2007. Des évaluations récentes montrent que la pente actuelle ne permettrait d'atteindre que 9 % si elle se prolongeait. En conséquence, la Commission Européenne a présenté le 22 juin 2011 une **proposition de directive sur l'efficacité énergétique**, préconisant des mesures contraignantes :

- Rendre le secteur public exemplaire, dans ses achats et par la rénovation de ses locaux, au rythme de 3 % de la surface au sol chaque année.
- Soumettre les opérateurs à une obligation de type "certificat d'économie d'énergie", les contraignant à obtenir chaque année des réductions de consommation à long terme correspondant à 1,5 %, en volume, de leurs ventes.
- Sensibiliser les consommateurs par un comptage précis et une facturation explicative.
- Promouvoir fortement la cogénération, en imposant que les nouvelles centrales thermiques soient dotées de récupérateurs de chaleur et situées dans des zones où la valorisation de cette chaleur est possible.

Avec son tournant énergétique, l'Allemagne a adopté un objectif national plus dur que celui de l'Union, puisqu'elle veut atteindre en 2020 une réduction de 20 % de la consommation effective de 2008, et non pas de la consommation théorique de 2020. Néanmoins, les débats sur ce dossier au Parlement européen et au Conseil des Ministres de l'Énergie ne font pas apparaître de cristallisation des positions en fonction de la décision allemande. Les discussions avancent lentement en raison des objections économiques que le dossier soulève.

La Commission Européenne a déposé le 13 avril 2011 une proposition de directive destinée à remodeler **la taxation des produits énergétiques**. La Commission constate en effet que le cadre actuel ne prévoit aucune incitation à améliorer l'efficacité énergétique et ne prend pas en compte le contenu en carbone des sources ; elle craint par ailleurs une multiplication d'initiatives nationales disparates, faussant la concurrence. La proposition prévoit un niveau minimal de taxation applicable dans tous les pays et basé sur un double barème : le contenu en énergie et le contenu en carbone de chaque produit énergétique. Les entreprises incluses dans le système ETS seraient exonérées de ce second terme. Comme pour le dossier précédent, les discussions progressent lentement, mais ne suscitent pas de clivage marqué par le choix allemand.

Plus polémique semble en revanche le sujet des **marchés de capacité**. Cette disposition vise à répondre à une faiblesse du marché actuel de l'électricité : il ne délivre pas une incitation suffisante à investir dans des moyens de production permettant de faire face à une pointe extrême de la demande. Comme indiqué en section 3.1, le mécanisme de formation des prix demeure basé sur le coût variable de la dernière unité dont la production est indispensable à l'équilibre du réseau.

Dans le diagramme 7, on a vu que l'ordre de mérite des centrales reflète ces coûts variables : les premières unités appelées comportent un coût fixe élevé (barrages au fil de l'eau, centrales nucléaires) mais un coût marginal faible ; cette proportion s'inverse pour les dernières. Cependant, même faible, le coût fixe d'une unité n'intervenant en pointe n'est pas nul ; il ne peut être recouvert qu'en majorant le prix marginal au-delà du coût variable. Pour des centrales qui ne seraient appelées que quelques heures par an, l'investissement initial ne pourrait être remboursé qu'en pratiquant un tarif exorbitant : le risque devient tel qu'aucun investisseur ne le prendra. Or, dans le cadre actuel du marché, la responsabilité individuelle des fournisseurs est limitée, ce qui ne les encourage pas à réduire la demande de pointe pour éviter un risque de défaillance. Afin d'inciter à la construction de moyens de pointe ou de promouvoir l'effacement de certaines consommations en cas de demande exceptionnellement élevée, on peut exiger de chaque fournisseur la preuve qu'il détient des moyens de production correspondant à la demande potentielle de ses clients. Cette preuve prend la forme d'un certificat attestant de la disponibilité d'une production ; il peut se négocier sur un marché où les producteurs émettent des titres ouvrant accès à leurs capacités. Symétriquement un marché des effacements verrait le jour. Plusieurs pays européens étudient ou testent déjà des mécanismes de ce type.

Les producteurs d'électricité à partir de sources renouvelables intermittentes (éolien ou photovoltaïque) en sont de fait exonérés, puisqu'ils bénéficient d'une priorité d'injection sur le réseau sans contrainte en contrepartie. Cependant, au moment où le contrat qui leur assure un tarif garanti arrivera à son terme, ils seront soumis aux règles du marché. L'obligation de détenir un certificat de capacité constituerait alors un coût supplémentaire élevé. Il équivaudrait à imputer progressivement à ces producteurs la charge des centrales en backup, charge qui est aujourd'hui répartie sur les autres acteurs du marché.

Cette perspective découragerait probablement les investisseurs dans des projets d'énergie renouvelable. Elle explique sans doute, au moins en partie, la réticence exprimée par le ministre fédéral de l'économie et de la technologie, Philip Rösler, à l'issue du Conseil informel des Ministres de l'énergie du 20 septembre 2011, sur l'éventualité d'un marché des capacités ^x. La Commission Européenne n'a formulé à ce jour aucune proposition.

Dans sa communication du 31 janvier 2011, elle a exprimé en revanche le souhait de hâter la convergence des mécanismes nationaux d'aide financière aux énergies renouvelables vers un **soutien harmonisé au plan européen**. La Commission préconise un système de prime au-dessus des cours du marché, sans toutefois fournir de détail sur son fonctionnement. L'Allemagne étudiera certainement avec une grande attention ce dossier. Elle s'est fixé des objectifs spécifiques très au-dessus des obligations communes et s'est donc engagée en pleine connaissance à faire face aux surcoûts qu'ils induisent. Elle espère par ailleurs que ces surcoûts diminueront progressivement, notamment si le prix de l'électricité d'origine conventionnelle augmente jusqu'au niveau des tarifs garantis, avant l'échéance des contrats relatifs à ces tarifs. Toutefois, une harmonisation des régimes de soutien favoriserait la commercialisation hors des frontières nationales de l'électricité d'origine renouvelable, indépendamment de l'évolution des prix de l'électricité d'origine conventionnelle. Cette harmonisation pourrait en conséquence présenter des aspects positifs pour la vente de l'électricité de source renouvelable lors des périodes où l'offre excèderait la demande allemande.

Enfin, on remarque que la croissance rapide d'une production à caractère intermittent va augmenter les volumes traités sur le **marché intraday**, jusqu'à atteindre un niveau comparable à celui de la production dispatchable. L'architecture des marchés spot en sera certainement affectée au plan européen.

Perspectives pour l'Allemagne

Les risques économiques

Le tournant énergétique place l'Allemagne face à un besoin considérable en investissements, dans une période de ressources financières réduites par la crise économique de la Zone Euro, et expose ses consommateurs domestiques à la perspective d'une augmentation des tarifs de l'électricité, dans une période marquée par l'aggravation de la précarité. Les consommateurs industriels se sentent également menacés.

En adoptant son tournant énergétique, l'Allemagne a décidé à la fois d'abandonner l'énergie nucléaire et d'atteindre les objectifs particulièrement ambitieux qui sont rappelés ci-dessous :

Tableau 3^a :
Objectifs entérinés en 2011

	Situation en 2010	Objectif	
		2020	2050
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	-23 %	-40 %	de -80 % à -95 %
Part des énergies renouvelables	11 %	18 %	60 %
Part de l'électricité d'origine renouvelable	17 %	35 %	80 %
Réduction des consommations d'énergie primaire		-20%	-50%
Réduction des consommations d'électricité		-10%	-40%

L'effort en direction de ces objectifs se traduira par un besoin considérable en **investissements**. Il ne s'agit pas de réorienter des consommations existantes vers de nouveaux produits, mais de bâtir de nouveaux outils. Contrairement à des évolutions récentes, telles que la numérisation des télécommunications et le développement des nouvelles technologies de l'information, le marché n'aurait pas spontanément engagé ces investissements, car leurs temps de retour

sont trop longs au regard d'autres placements possibles. Par ailleurs, de multiples incertitudes brouillent la vision des investisseurs. Par exemple, l'arrêt immédiat de la filière nucléaire impose la construction de centrales fossiles, seules unités capables d'être lancées en quelques années et fournir une puissance comparable à celle qui est perdue ; mais si le programme de réduction des consommations et de développement des sources renouvelables obtient des résultats rapides, alors la rentabilité de nouvelles centrales fossiles deviendra aléatoire.

Dans ce contexte, des *incitations publiques* et des mesures réglementaires seront nécessaires. Par ailleurs, certaines des orientations appellent également des efforts de recherche et développement dont l'ampleur dépendra aussi des soutiens publics. Le cas des technologies de captage et stockage du CO₂ illustre les difficultés à surmonter lorsque les conditions économiques ne sont pas réunies pour que les entreprises financent le passage du laboratoire au démonstrateur industriel : une partie de l'aide prévue au niveau communautaire sera versée sous forme de quotas, mais le prix du quota reste trop bas pour justifier cette dépense...

Le groupe bancaire allemand KfW a procédé à une évaluation des besoins en investissements d'ici 2020, à partir des données fournies par divers instituts allemands. Ils sont résumés ci-dessous :

Tableau 4^b :
Cumul des besoins en investissements entre 2011 et 2020

	Milliards d'euros
Électricité d'origine renouvelable	144,6
Amélioration de l'efficacité énergétique	17
Réseaux de transport à haute tension	9,7 à 29
Centrales classiques (jusqu'à 10 000 MW)	5,5 à 10
Chaleur d'origine renouvelable	62
Total	238,8 à 262,6

En chiffres arrondis, le besoin annuel se situe à hauteur de 25 milliards d'euros par an. Toujours selon KfW, ce montant représente le double de celui qui a été investi dans le secteur de l'énergie en 2008 et 15 % du total des investissements de l'ensemble des entreprises allemandes en 2010. L'estimation de KfW semble cohérente avec celle que le Ministère Fédéral de l'Environnement avait établie dès 2010 dans un scénario proche des choix effectués un an plus tard ; il aboutissait à un investissement de 18 milliards d'euros

par an, hors réseau et centrales classiques ^c. On notera que dans cette étude les besoins en investissements augmentent sensiblement après 2020.

Les sommes nécessaires proviendront de deux sources :

- Les réserves de trésorerie des acteurs et leurs capacités d'emprunt sur les marchés financiers. Les charges correspondantes seront répercutées sur le consommateur final. On note cependant que les quatre plus grandes entreprises du secteur, EnBW, E.ON, RWE et Vattenfall, verront leurs recettes amoindries par la fermeture de leurs unités nucléaires et leurs dépenses accrues par le début précoce des travaux de démantèlement.
- Les budgets publics, État fédéral et Länder. Leurs ressources proviennent des impôts et taxes sur les personnes physiques et morales.

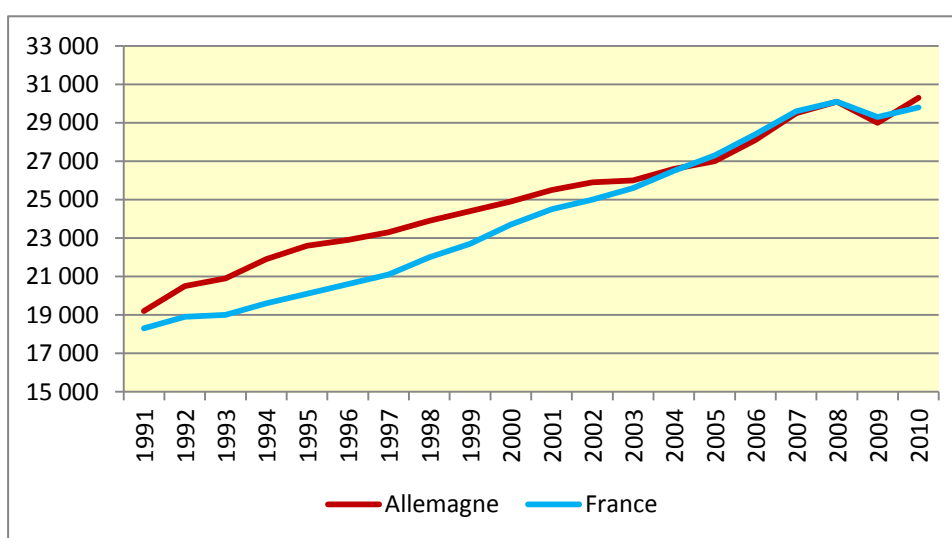
La période actuelle est marquée par de fortes ***inquiétudes sur l'économie de la Zone Euro***, qui pourraient aboutir d'une part à un accès restreint ou coûteux aux marchés financiers, d'autre part à une réduction des ventes, notamment des exportations de biens allemands en Europe, donc des baisses de revenus pour les particuliers et les entreprises, réduisant les recettes fiscales.

Le remplacement rapide des capacités nucléaires mises à l'arrêt par de nouvelles unités de production constitue une priorité pour renforcer la sécurité d'alimentation électrique du pays, amoindrie depuis mars 2011. En revanche, les autres actions peuvent être étalées dans le temps : un retard dans le déploiement des énergies renouvelables ou dans les réductions de consommations ne comporterait que des conséquences politiques internes à l'Allemagne. Si le contexte économique européen reste morose au-delà de 2012, le gouvernement fédéral devra arbitrer entre un ralentissement du programme arrêté en 2011 et la poursuite du rythme prévu, cette seconde voie engendrant un risque d'assèchement du marché financier pour les autres secteurs d'activité et une perte de pouvoir d'achat pour les particuliers. Un retard dans la progression pourrait toutefois survenir sans désaveu politique, par exemple s'il se produit en raison de l'opposition des riverains à de nouvelles infrastructures.

Le large consensus qui a prévalu autour du tournant énergétique laisse penser que l'opinion publique serait prête à privilégier le respect des objectifs reproduits ci-dessus. La situation économique qui en résulterait durant la décennie 2011-2020 pourrait alors être comparée à l'effort qui a été accepté par la population pour moderniser les infrastructures de l'ancienne République Démocratique Allemande sans engendrer d'inflation au cours de la décennie 1991-2000.

Durant cette période, les mécanismes de convergence des monnaies inclus dans le traité de Maastricht en février 1992 ont évité que l'économie allemande soit pénalisée : les taux de croissance du PIB sont restés proches au sein des pays de la future Zone Euro. Une comparaison montre ainsi qu'entre 1991 et 2007, le PIB a connu une croissance annuelle moyenne en volume de 1,7 % en Allemagne contre 1,9 % pour la France. Compte tenu d'une croissance démographique plus vigoureuse en France, les PIB par habitant des deux pays sont restés voisins, comme l'illustre le graphique ci-dessous. La crise économique et financière survenue en 2008 a ensuite distordu les courbes.

Graphique 12^d :
Évolution comparée du PIB par habitant en valeur (€/habitant)

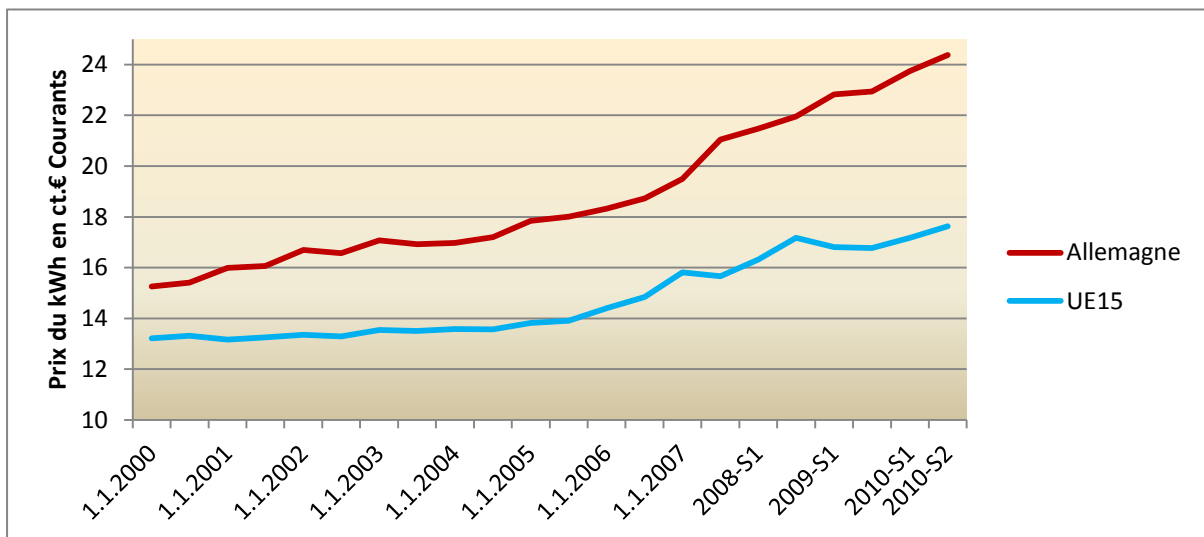


Cependant, la richesse nationale est répartie différemment selon les pays. Dans le groupe des 12 pays fondateurs de la Zone Euro, l'Allemagne se distingue par une **dépense publique inférieure à la moyenne**. Si l'on considère l'année 2008, donc avant la dérive des charges d'intérêt liées à la crise financière, les dépenses publiques représentaient 44 % du PIB allemand face à une moyenne de 47,2 % dans la Zone Euro à 12 (et 53,3 % en France). En 2003, le taux des dépenses publiques allemandes atteignait encore 48,8 %, dépassant la moyenne qui se situait alors à 48 %^e. Pour l'Allemagne, l'année 2003 marque l'adoption de "l'Agenda 2010", visant à comprimer les dépenses publiques grâce à plusieurs lois (dont les fameuses lois Hartz) destinées à réduire les prestations sociales, favoriser le travail à temps partiel, restreindre l'indemnisation du chômage, reculer l'âge de départ à la retraite et augmenter la TVA. Le gouvernement Schröder, qui a lancé ces mesures, et les deux gouvernements Merkel, qui ont poursuivi leur application, visaient à doper la compétitivité de l'industrie allemande et stimuler la création d'emplois.

Le pari a été gagné, le taux de chômage chutant de 11,3 % en 2005 à 7,1 % en 2010. Mais cette évolution s'est accompagnée d'une **augmentation de la précarité** : en 2008, l'Allemagne comptait 15 % de sa population vivant en dessous du seuil de pauvreté, selon la définition européenne : revenu par membre du foyer inférieur à 60 % du revenu médian dans le pays ^f. Ce taux se situait à 13 % en France. Parmi les conséquences de cette précarisation, on voit apparaître le phénomène de la "pauvreté énergétique" (*fuel poverty*), et plus spécifiquement celui de la "pauvreté électrique", caractérisant la croissance du nombre des foyers éprouvant des difficultés à acquitter leur facture d'électricité. Selon une étude privée, on dénombrait 10,1 millions de foyers allemands dans cette situation en 2009, soit près de 25 % des ménages, ce qui ferait de l'Allemagne le pays d'Europe de l'Ouest le plus touché par ce phénomène, à égalité avec le Portugal ^g.

Cette situation résulte de deux mouvements : la baisse des revenus, qui reflète en Allemagne l'érosion des transferts sociaux, et l'augmentation du prix du courant. En Allemagne, le prix du kWh vendu aux ménages a régulièrement augmenté depuis l'année 2000, qui a vu l'adoption de la loi sur les énergies renouvelables. Fin 2010, le prix du kWh allemand était devenu le **deuxième plus élevé en Europe de l'Ouest** à 24,28 ct.€, et le premier si l'on exprime le prix en Parité de Pouvoir d'Achat, unité fictive permettant de tenir compte du niveau de vie de chaque pays. À titre de comparaison, pour la même dépense annuelle, un consommateur français dispose de deux fois plus d'électricité qu'un consommateur allemand.

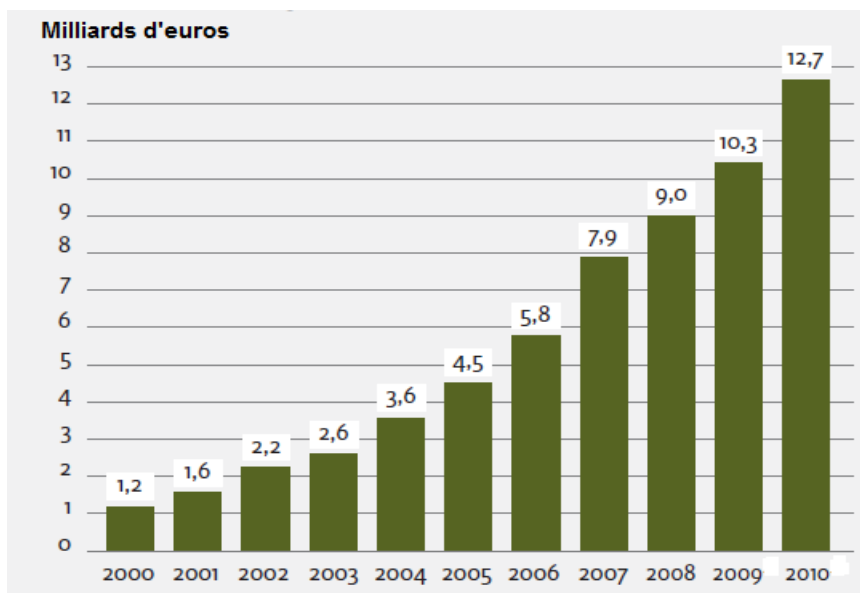
Graphique 13 ^h :
Prix du kWh TTC aux clients domestiques



Plusieurs facteurs expliquent cette hausse, notamment l'augmentation du prix des combustibles fossiles (gaz et charbons importés) ainsi que l'introduction du système ETS, frappant d'un coût

supplémentaire les émissions de CO₂. Cependant, le **surcoût de l'électricité de source renouvelable** ou "surcharge EEG" (voir chapitre 1) a joué un rôle croissant, en majorant les factures en proportion du tarif d'achat garanti aux producteurs. Le montant total de la rémunération qui leur a été versée figure ci-dessous.

Tableau 5¹ :
Rémunération de l'électricité d'origine renouvelable au titre des tarifs d'achat garantis



L'électricité ainsi produite a été commercialisée aux prix du marché. La surcharge EEG (*EEG Umlage*) représente la différence entre le tarif acquitté aux producteurs et le prix du marché. Pour 2010, après avoir déduit les revenus encaissés lors de la vente, elle s'est élevée à 8,2 milliards d'euros. Ce solde a été réparti sur tous les consommateurs (avec une exonération partielle pour l'industrie). Pour un consommateur domestique type, son montant s'est établi à 2,06 ct.€/kWh, soit 8,8 % de la facture annuelle d'électricité. En 2011, ce montant est passé à 3,53 ct.€/kWh. Selon les prévisions actuelles, il devrait rester quasiment stable à 3,592 ct.€/kWh en 2012, mais pourrait atteindre jusqu'à 4,7 ct.€/kWh en 2013¹.

Le passage de 17 % d'électricité de sources renouvelables en 2010 à 35 % en 2020 majorera fortement les sommes versées au titre des tarifs d'achat garanti. **La surcharge EEG est appelée à augmenter** pour au moins deux raisons :

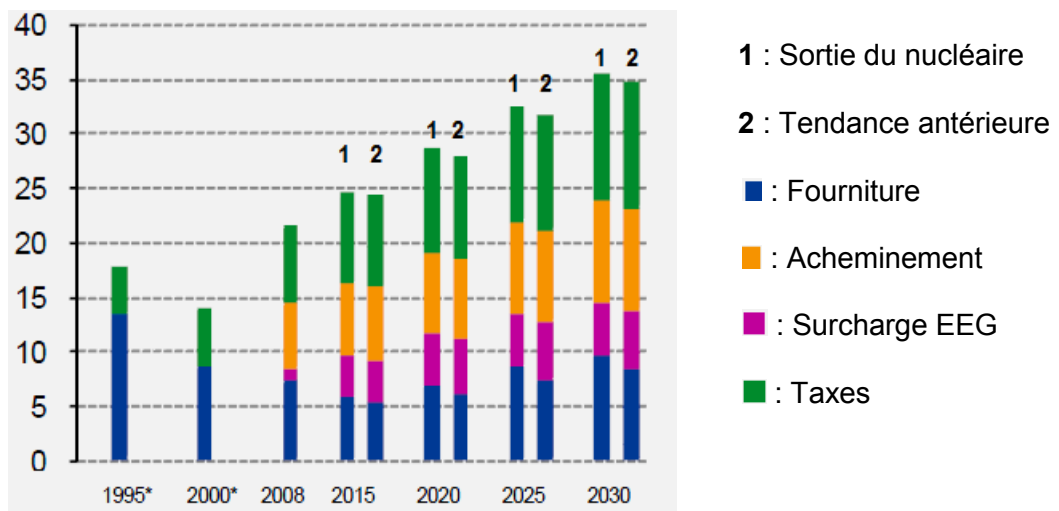
- Une fraction croissante de l'électricité proviendra de parcs éoliens offshore, pour lesquels les tarifs garantis sont plus élevés que pour l'éolien terrestre, dominant jusqu'ici.
- Les contrats signés depuis l'origine de la loi EEG, en 2000, seront toujours en vigueur, leur durée

étant de 20 ans ; ils offraient une rémunération très avantageuse. Après l'adoption d'amendements au cours de l'été 2011, réduisant cette rémunération à partir du 1er janvier 2012 pour l'électricité solaire, un véritable rush s'est produit sur les panneaux photovoltaïques afin de bénéficier des anciens tarifs. Au total, selon les premières estimations, une puissance de 7 500 MW_c aurait été mise en service en 2011, dont 3 000 MW_c pour le seul mois de Décembre (à comparer par exemple aux 1 500 MW_c raccordés en France sur l'ensemble de l'année 2011).

Dans la facture annuelle, cette hausse de la surcharge EEG s'ajoutera aux charges nouvelles qui résulteront des extensions du réseau de transport à haute tension.

L'évaluation conduite en juillet 2011 pour le Ministère Fédéral de l'Économie et de la Technologie relativise cependant la hausse pour les particuliers, en considérant que le niveau probable du prix du kWh en 2020 ne se situera qu'à 27,5 ct.€/kWh, soit une augmentation de 26,4 % par rapport à 2008. Cette étude estime que l'augmentation n'aurait été qu'à peine inférieure si le parc nucléaire était resté en activité.

Diagramme 10^k :
Prévisions d'évolution du prix du courant aux clients domestiques (ct.€/kWh)



Les **consommateurs industriels** ne partagent pas l'optimisme officiel. Lors de sa conférence de presse annuelle tenue à Berlin le 19 octobre 2011, la fédération des industries électro-intensives, la VIK (*Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft*) évalue l'augmentation probable des factures à 9 % entre 2011 et 2012. Elle affirme par ailleurs que le moratoire sur huit réacteurs nucléaires a conduit à une instabilité des réseaux engendrant des

microcoupures préjudiciables à la qualité des fabrications. La fédération demande aux pouvoirs publics de pallier aux difficultés de ce secteur, agitant la menace d'une délocalisation des installations ¹. L'un de ses membres, Norsk Hydro, estime que les chutes de tension et les microcoupures subies depuis juillet 2011 ont entraîné des pertes de production chiffrées à 500 000 euros.

Le soutien gouvernemental aux mécanismes de la loi EEG a également été contesté dans les milieux universitaires. On s'en tiendra ici à un article critique paru en avril 2010 dans la revue *Energy Policy*, qui a été validé par un comité de lecture composé d'économistes ⁴. Il chiffrait à 65,5 milliards d'euros la dépense cumulée entre 2000 et 2030 pour le soutien à la seule production d'électricité photovoltaïque par le tarif garanti (exprimée en euros de 2007, soit 79,3 milliards en euros courants). Si l'on rapporte cette dépense aux émissions de gaz à effet de serre évitées par ces panneaux, on obtient un coût de 716 euros par tonne de CO₂. Rapportée aux 48 000 emplois revendiqués par le Ministère de l'Environnement, la dépense équivaut à une subvention de 175 000 euros par emploi. L'étude doute par ailleurs de la réalité de ces emplois, car le Ministère ne déduit pas les emplois perdus par effet d'éviction sur d'autres activités, notamment les énergies conventionnelles déplacées. Les auteurs de l'article considèrent que seuls les emplois créés grâce aux débouchés internationaux de cette industrie devraient être comptabilisés.

Les percées industrielles possibles

La nouvelle politique énergétique donnera un avantage certain à l'industrie allemande pour conquérir des positions fortes sur les marchés de l'équipement énergétique. L'industrie vise la fourniture de produits de haute technologie, aussi bien dans les énergies fossiles que renouvelables. Le champ expérimental ouvert dans tout le pays favorisera aussi l'acquisition, par les entreprises allemandes, de compétences nouvelles dans le stockage et la gestion de la demande d'énergie.

Le gouvernement fédéral ne méconnaît pas les risques économiques et sociaux, mais il se déclare convaincu que le tournant énergétique offre à l'industrie allemande l'opportunité de conquérir des positions fortes sur un marché international en rapide expansion. Les avantages en termes d'emplois créés justifieraient les efforts à consentir au cours de la décennie. ***Le marché mondial est immense*** : dans le scénario central de son édition 2011 sur les perspectives énergétiques mondiales, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) évalue à 1,6 % par an le taux de croissance annuel moyen de la production d'électricité d'origine fossile jusqu'en 2035. La consommation d'énergie primaire d'origine renouvelable progresserait au rythme de 2,5 % ; ce taux atteindrait 4,1 % pour l'électricité de source renouvelable. Selon l'AIE, deux filières connaîtront des

progressions spectaculaires entre 2009 et 2035 au plan mondial : la production éolienne offshore (de 1 TWh à 670 TWh) et solaire photovoltaïque (de 20 TWh à 740 TWh)^m. L'Allemagne a décidé de privilégier ces deux filières dans ses objectifs à 2020.

De façon générale, la politique poursuivie par le Ministère Fédéral de l'Économie et de la Technologie consiste à faire de l'Allemagne la vitrine des produits d'excellence que l'industrie nationale sera prête à exporter. À l'exception de l'énergie nucléaire, et dans une certaine mesure de l'hydroélectricité, le pays vise à offrir **des produits de haute qualité dans toutes les technologies liées à l'énergie**. La transformation profonde de l'équipement national servira de laboratoire pour la mise au point de procédés innovants à toutes les étapes, production, acheminement, stockage, et gestion de la consommation, avec pour fil conducteur la préservation des ressources et un faible impact climatique. L'industrie allemande semble bien placée pour relever ce défi, grâce aux points d'appui dont elle bénéficie déjà. Dans le secteur des combustibles fossiles, elle a modernisé son parc de centrales à charbon, gaz et lignite depuis la réunification en 1991. Dans le secteur des énergies renouvelables, elle a profité du développement constant, depuis la loi EEG en 2000, des moyens de production dans la plupart des domaines : éolien, solaire, bioénergies et géothermie, ainsi que d'un effort important en matière de recherche scientifique et technique.

Dans le secteur des combustibles fossiles, les techniques mises en œuvre figurent parmi les meilleures existantes au plan mondial. Trois exemples permettent d'illustrer les voies actuellesⁿ :

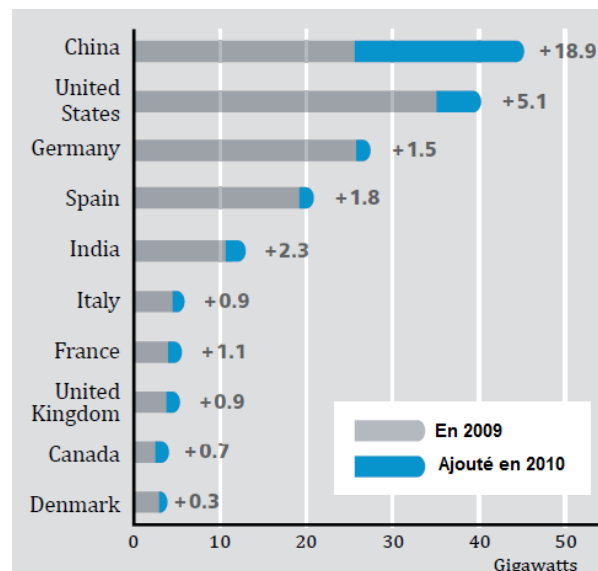
- **Gaz naturel** : la société Siemens déclare avoir investi jusqu'à 500 millions d'euros pour la mise au point d'une génération de centrales à cycle combiné au gaz dont le rendement se situe à 60,4 % (ratio entre l'énergie électrique fournie et le contenu énergétique du gaz). Ce modèle se caractérise par une montée en charge très rapide : un premier palier de 370 MW est atteint en 10 minutes et la puissance nominale de 569 MW en 30 minutes. Les émissions de CO₂ sont contenues à 330 g/kWh. Ces performances reposent sur l'emploi de matériaux nouveaux, alliages et céramiques, et sur des dispositifs innovants de refroidissement interne. La souplesse d'emploi de ces unités en fait un complément idéal des sources intermittentes, telles que l'éolien ou le solaire. La première unité mettant en œuvre ce modèle a été inaugurée à Irsching (Bavière) durant l'été 2011. Cette centrale, appelée Ulrich Hartmann, est exploitée par le groupe E.ON, qui la présente comme la centrale la plus moderne du monde.
- **Charbon** : le groupe EnBW achève à Karlsruhe Rheinhafen (Bade Wurtemberg) une centrale au

charbon capable de fournir une puissance électrique de 912 MW et d'alimenter un réseau de chaleur avec une puissance thermique de 220 MW. Son rendement atteindra 46 % en livraison d'électricité seule et 58 % en fonctionnement à pleine charge en production mixte électricité et chaleur.

- **Lignite** : Le groupe RWE procède actuellement aux tests de mise en route à pleine puissance des nouvelles tranches de la centrale de Neurath, équipée en turbines Alstom dont le rendement avoisine 43 %. Ses qualités résident dans sa puissance en palier (1 100 MW), qui la destine à une production en base, et son équipement en systèmes filtrant les rejets soufrés et les particules. Les derniers modèles de centrale de ce type sont conçus pour recevoir ultérieurement des dispositifs de captage du CO₂.

Dans la **filière éolienne**^P, six entreprises allemandes figurent parmi les douze premiers fournisseurs européens : Enercon, Siemens Wind Power, Nordex, RePower, DeWind et Fuhrländer, dont deux comptent parmi les dix premiers constructeurs mondiaux (Enercon, avec 7 % du marché et Siemens Wind Power avec 5,7 %). Ces entreprises peuvent prendre en charge la totalité d'un projet ou livrer des composants isolés : mâts, pales, turbines, convertisseurs, etc. Les entreprises allemandes bénéficient de l'essentiel des commandes sur le marché national, qui restait le troisième pays le mieux équipé du monde en fermes éoliennes en 2010.

Diagramme 11 ° :
Puissance éolienne installée dans le monde en 2010



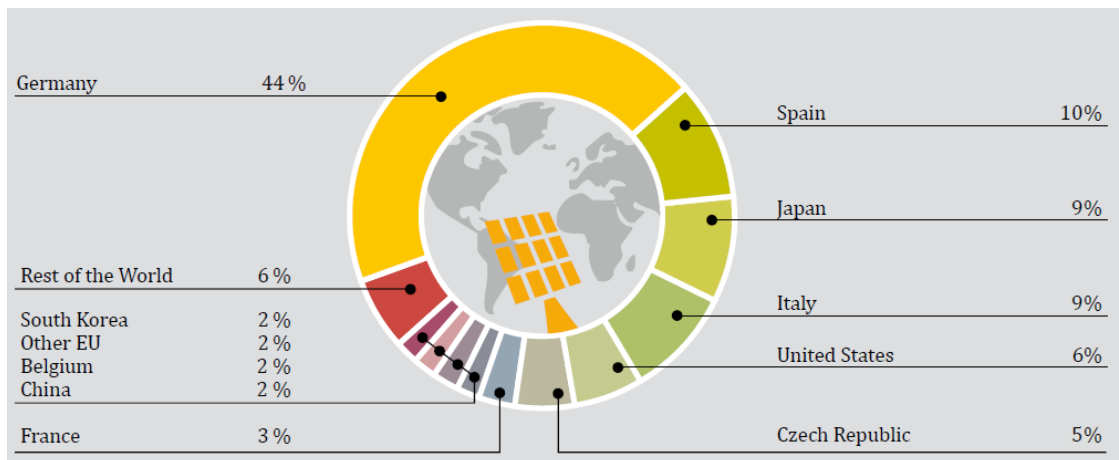
Le savoir-faire acquis localement a permis aux fabricants allemands d'obtenir de multiples commandes sur un marché mondial très dynamique : en 2009, elles ont réalisé 75 % de leur chiffre d'affaires à l'exportation. Cependant, la concurrence dans les installations terrestres devient de plus en plus âpre, notamment avec l'arrivée de fournisseurs chinois, ayant appliqué la même stratégie d'acquisition de compétences sur le marché national, qui occupent aujourd'hui la première place mondiale. Les constructeurs chinois ont comblé l'écart technologique qui pouvait les séparer des précurseurs occidentaux et proposent des composants à des prix très inférieurs grâce au faible coût de la main-d'œuvre locale.

Les entreprises allemandes se tournent en conséquence vers de **nouveaux marchés**, tels que le renforcement de puissance (*repowering*) des installations éoliennes existantes ou les fermes offshore, et vers de **nouveaux produits**, turbines aux performances améliorées ou équipements complémentaires. S'agissant des nouveaux marchés, l'encadrement légal encourage leur pénétration, avec un nouveau tarif d'achat garanti, à partir du 1er janvier 2012, accordant une prime aux éoliennes antérieures à 2002 dont la puissance aura été renforcée et se montrant très incitatif pour toutes les **fermes éoliennes en mer** qui seront mises en service entre 2012 et 2017. S'agissant des nouveaux produits, la firme allemande Repower a établi le record du monde de puissance avec son éolienne offshore de 6 MW inaugurée en 2009 sur le site d'Ellhöft, (Schleswig-Holstein), dont une série est en cours de montage à Thornton Bank (Belgique), mais ses concurrents allemands annoncent déjà des projets encore plus ambitieux. Les nouveaux produits bénéficieront aussi de performances environnementales améliorées (moindre impact sonore et visuel). Les équipements complémentaires comprendront les dispositifs de pilotage de la puissance à distance, afin de créer des "centrales virtuelles" dispatchables en fonction de la demande, et des dispositifs de stockage de l'énergie sur le site. Ces derniers outils demeurent au stade de la recherche.

Le *repowering* a fait naître par ailleurs une compétence nouvelle : le savoir-faire en matière de démantèlement des anciennes éoliennes et le recyclage de leurs composants. Le renforcement de puissance s'obtient en effet en démontant les petites machines mises en services depuis les années 1970 et en les remplaçant par des turbines beaucoup plus puissantes. Deux entreprises allemandes, Zajons et Holcim, ont mis au point des procédés de recyclage des pales permettant de réutiliser leurs matériaux comme adjuvants dans la fabrication de ciment.

Dans la filière de **l'électricité photovoltaïque**, l'Allemagne occupait fin 2010 le premier rang mondial, avec 44 % de toute la capacité installée sur la planète.

**Diagramme 12 ° :
Capacité photovoltaïque installée dans le monde en 2010
(puissance de crête)**



À partir de cette position exceptionnelle, l'Allemagne s'est efforcée de conquérir des parts de marché dans la fabrication des composants. Dans la fabrication des cellules, la concurrence s'est révélée impitoyable : la première entreprise allemande (Q-Cell) ne détenait plus que 4 % du marché mondial en 2010. En revanche, l'Allemagne équipe en machines-outils, à travers le monde, les usines où sont fabriqués les composants de base, cellules, films fins et modules ; elle garde une place notable sur le marché des convertisseurs. De ce fait, la filière réalise encore 50 % de son chiffre d'affaires à l'exportation. L'Allemagne investit par ailleurs dans la recherche sur des matériaux de substitution au silicium et aux matières premières rares entrant actuellement dans la composition des cellules photovoltaïques. Des avancées importantes ont été obtenues dans plusieurs laboratoires universitaires où s'effectue la recherche sur la photosynthèse artificielle ^P.

Dans la filière des **bioénergies**, l'Allemagne tenait en 2009 la place de leader européen pour la production d'électricité à partir des déchets municipaux, de la biomasse solide (30 % de la production européenne en 2010) et du biogaz (50,5 % du marché européen en 2010) ; elle arrivait également en tête pour la production de biodiesel et bioéthanol ^Q. Les techniques concernant la biomasse sont maintenant développées dans de nombreux pays ; l'Allemagne mise néanmoins sur des procédés innovants, tels que la production de "biocharbon" par carbonisation vapo-thermale de tous les résidus organiques. S'agissant des biocarburants, les chercheurs allemands travaillent sur la "seconde génération", qui valorisera le contenu énergétique de la plante entière alors que les techniques actuelles n'en exploitent que la partie la plus noble.

La production d'électricité à partir de **biogaz** connaît une croissance rapide partout dans le monde, et particulièrement en Europe (+ 18 % entre 2009 et 2010), mais dans ce secteur, les

spécificités locales comptent beaucoup ; aussi, malgré l'expérience acquise localement, les entreprises allemandes n'ont pu réaliser que 16 % de leur chiffre d'affaires à l'exportation. Par ailleurs, l'Allemagne a développé la production de biogaz à partir de cultures dédiées (principalement du maïs), une voie que peu d'autres pays ont suivie jusqu'à présent. Les installations de biogaz à proximité des fermes totalisaient 85 % des 4 985 unités allemandes de méthanisation en fonctionnement en 2009, une situation qui s'explique par le tarif d'achat particulièrement avantageux accordé à l'électricité ainsi produite⁹. Depuis 2006, le biogaz peut également être injecté dans le réseau de gaz naturel, après avoir été épuré ; le tarif d'achat est également très rémunérateur. Ces revenus ont permis aux agriculteurs allemands de s'affranchir quelque peu des versements effectués au titre de la Politique Agricole Commune, dont le budget est menacé de sérieuses amputations à partir de 2014.

Le secteur du biogaz connaîtra des changements significatifs à partir de 2012, car le nouveau régime des tarifs d'achat garantis va favoriser l'utilisation des résidus agricoles (notamment le lisier), contingenter la part du maïs et imposer un rendement minimal aux unités de production d'électricité, qui donnera un net avantage aux unités fonctionnant en cogénération. La contrainte à venir sur le maïs a incité les semenciers allemand KWS et français Vilmorin à lancer une plateforme commune de recherche sur des variétés à très haut rendement, obtenues par modification génétique. Par ailleurs, le nouveau cadre légal rendra obligatoire une capacité de stockage sur le site du biogaz produit. Ce dernier aspect nécessitera des innovations techniques qui pourraient conférer un atout remarquable aux industriels allemands dans la filière du biogaz.

Les solutions apportées au **stockage de l'énergie** permettront en effet de faire sauter un verrou majeur au développement des énergies renouvelables, les plus prometteuses d'entre elles, éolienne et photovoltaïque, étant handicapées par leur intermittence. En instaurant dès 2011 un dispositif légal très incitatif en faveur des diverses formes de stockage, l'Allemagne donne toutes les chances à son industrie de mettre au point des technologies dont le marché mondial sera très gourmand. Le gouvernement fédéral a annoncé le 17 mai 2011 qu'un financement de 200 millions d'euros était dégagé pour la recherche relative au stockage¹.

L'Allemagne ne dispose guère de site approprié aux Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), qui mettent en œuvre à ce jour la seule technique permettant de stocker des grandes quantités d'énergie rapidement convertible en électricité. Les STEP utilisent l'électricité produite en période de faible demande pour remonter l'eau d'un lac inférieur derrière un barrage ; elles produisent le courant en turbinant l'eau de ce réservoir en période de pointe. Des réservoirs artificiels sous-marins ont été envisagés, mais il s'agit pour l'heure d'un concept théorique. L'Allemagne s'efforce plutôt de négocier des accords avec les pays mieux dotés en sites adaptés

(Autriche, Norvège, Suède, Suisse), et de renforcer les interconnexions nécessaires.

Toutes les autres technologies font l'objet de recherches sur le sol allemand : stockage d'énergie mécanique par volants d'inertie, réservoirs d'air comprimé, supercondensateurs, stockage de chaleur... Trois voies font l'objet d'une attention particulière :

- Le stockage indirect sous forme d'**hydrogène**. L'hydrogène est produit par hydrolyse de l'eau au moment où la demande en électricité est faible. Malgré les difficultés techniques, il est possible de stocker durablement l'hydrogène sous forme gazeuse ou liquide. Si l'on réussit à abaisser les coûts de la chaîne de production et distribution, l'hydrogène pourra jouer un rôle significatif comme vecteur aval pour l'électricité d'origine renouvelable. L'hydrogène peut remplacer un carburant conventionnel dans un moteur à combustion interne classique. Son utilisation en remplacement de l'essence n'implique que des modifications mineures du moteur. La combustion ne dégage quasiment aucun rejet toxique : elle ne produit pratiquement que de la vapeur d'eau, et donc pas de CO₂. Pour l'usage carburant, le véhicule et les points de vente doivent cependant être équipés d'un réservoir et de circuits d'alimentation sécurisés, en raison du pouvoir hautement inflammable de ce fluide. La forme liquide est généralement préférée. Quelques véhicules fonctionnant en "bicarburant" (hydrogène ou carburant fossile) roulent déjà à Berlin et Munich. Plusieurs constructeurs allemands (Audi, Mercedes, Opel...) ont mis au point des voitures fonctionnant avec un moteur électrique alimenté par une **pile à combustible**. La pile à combustible réalise l'opération inverse de l'hydrolyse : en combinant l'hydrogène et l'oxygène pour former de l'eau, elle produit un courant électrique. Le rechargement de la pile en hydrogène nécessite une installation spécifique qui n'existe à ce jour que dans quelques villes (Berlin, Munich, Stuttgart).
- Le stockage indirect sous forme de **méthane**. Ce procédé reste encore expérimental ; il consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau et à le transformer immédiatement en méthane par réaction avec du gaz carbonique. Pour être neutre du point de vue environnemental, l'électricité ainsi que le gaz carbonique doivent venir de sources renouvelables (par exemple éolienne et bioénergie). Le méthane obtenu est injecté dans le réseau de gaz naturel, ou brûlé pour produire de l'électricité. Les rendements de cette filière demeurent pour l'instant médiocres.

- Le stockage diffus par **batterie**, notamment les batteries utilisées dans les véhicules électriques. Les progrès techniques réalisés dans les batteries ont amené les constructeurs d'automobiles allemands à étudier des voitures individuelles mues à l'électricité. À l'achat, le véhicule électrique demeure plus coûteux que la voiture classique, en raison notamment du prix de la batterie. Les efforts visent à faire baisser ce prix afin de développer le marché et constituer ainsi un parc de batteries que l'on chargera en période d'offre électrique excédentaire.

Ce dernier exemple illustre un autre savoir-faire dont l'acquisition sera accélérée en Allemagne par le tournant énergétique : la gestion d'un système complexe permettant d'**optimiser la demande face à une offre variable**. En effet, pour les véhicules électriques, la recharge de la batterie peut s'effectuer dans un espace privé (parking, garage) ou sur la voie publique. L'infrastructure de recharge pourra offrir un mode rapide, voire ultrarapide (durée inférieure à 30 minutes) et un mode lent (durée voisine de 8 heures pour une charge pleine). La charge rapide s'effectuera en cas d'urgence, en général dans une station-service alimentée par un câble de forte puissance, relayé éventuellement par un dispositif de stockage industriel (volant d'inertie, supercondensateurs, etc.). La charge lente s'effectuera à domicile ou sur une borne en voie publique recevant un signal-prix en temps réel, afin que le consommateur programme la charge au moment où les tarifs sont les plus avantageux en fonction des conditions de production (vent, soleil...) et de consommation (heures creuses, heures pleines). L'arrivée des compteurs intelligents devrait faciliter la différenciation tarifaire.

L'Allemagne constitue déjà un laboratoire pour tester les potentialités des **réseaux intelligents**, optimisant l'injection de courant électrique venant de sources très diverses en taille et régime de fonctionnement (continu ou intermittent) et délivrant les signaux appropriés aux compteurs intelligents, qui vont guider les modes de consommation.

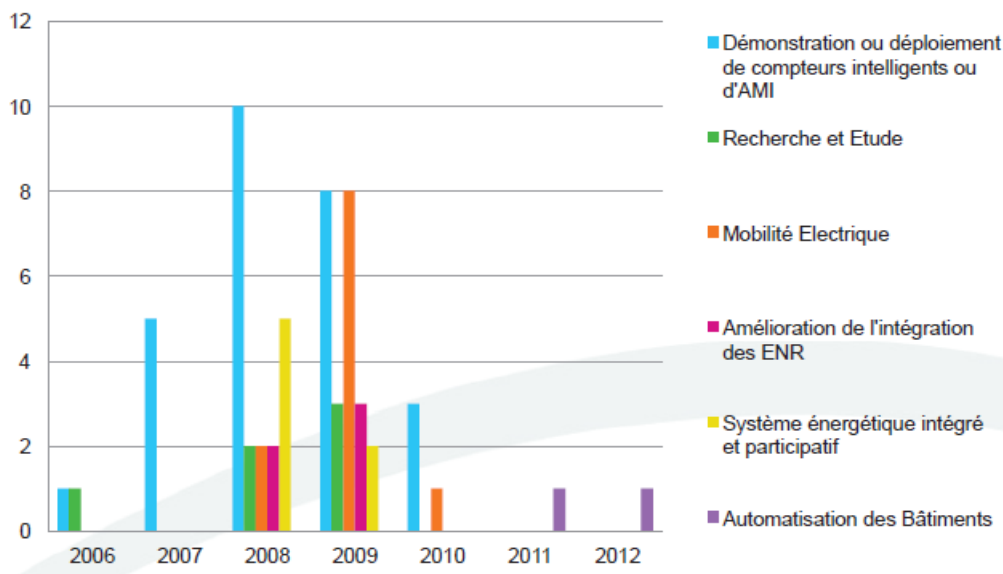
Les expériences ont débuté dès 2006 ; de ce fait, on peut considérer que le tournant énergétique pris en 2011 marque une accélération, mais pas une révolution. Ainsi, le programme E-Energy a été lancé en juin 2009 avec une dotation fédérale de 140 millions d'euros ; il implique six zones géographiques¹³. Fin 2011, on dénombrait une centaine de projets impliquant les producteurs, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, les fournisseurs

¹³ Ces zones, de taille variable, sont : Aix la Chapelle (projet Smart Watts), Bade-Wurtemberg (projet MEREGIO), Cuxhaven (projet eTelligence), Harz (projet RedModHarz), Rhin-Neckar (projet Mannheim Ville modèle) et Rhin-Ruhr (projet E-DeMa).

industriels et les autorités locales, prévoyant d'installer au total 1,6 million de compteurs intelligents sur la base du volontariat.

Au total, 295 participants industriels et institutionnels ont été recensés. Une analyse fine portant sur 64 de ces projets montre l'étendue des champs explorés.

Diagramme 13^s :
Classement de 64 projets lancés depuis 2006



La conduite de ces projets est facilitée en Allemagne par la proximité entre les collectivités publiques et les compagnies locales d'électricité, par le biais de sociétés d'économie mixte. On en comptait 862 en 2009 assurant le service de la distribution du courant, assorti souvent d'une production municipale, notamment par le traitement des ordures ménagères. **L'implication des pouvoirs publics locaux** constitue un atout pour la réussite des expériences, chaque projet nécessitant la prise en compte de spécificités territoriales pour aboutir à une solution particulière au site.

L'objectif commun à tous les projets évoqués ci-dessus consiste à greffer les **technologies digitales** sur les réseaux d'électricité. Cette opération introduit dans le secteur de l'énergie de nouveaux acteurs, tels que les développeurs de logiciels informatiques, fournisseurs d'équipement électronique, constructeurs automobiles, gestionnaires de systèmes, etc., afin de parvenir à un modèle économique aujourd'hui encore inconnu. Les acteurs allemands qui vont investir dans ces projets peuvent espérer acquérir en retour un savoir-faire original, qui trouvera certainement des applications dans de nombreuses régions d'Europe et du monde.

Enfin, les opérateurs allemands vont aussi tirer de nombreux enseignements des programmes de réduction des consommations. Peu d'innovations techniques majeures sont attendues dans ce



domaine ; en revanche des procédures opératoires très performantes et des modèles économiques nouveaux devront être mis au point pour tenir les objectifs élevés visés dès 2020. Cette expertise pourra également obtenir des débouchés hors d'Allemagne.

Conclusion

L'orientation arrêtée par l'Allemagne après l'accident de Fukushima constitue un choix majeur de politique énergétique. En raison de l'importance des équipements induits, pour la production de l'électricité, son acheminement, son stockage et sa consommation, il est permis d'écrire que le tournant allemand atteint une ampleur comparable au choix fait par la France en mars 1974, avec l'engagement d'un programme électronucléaire massif. Comme en France quelques mois après cette décision, des interrogations ne manquent pas de surgir aujourd'hui sur la probabilité de réussite de l'Allemagne ; elles portent dans son cas sur trois éléments essentiels du dispositif d'ici 2020 : la réduction de 20 % des consommations d'énergie primaire, la construction de milliers de kilomètres de lignes à haute tension et la réalisation d'un parc de production renouvelable d'une capacité équivalente à cinq fois celle du parc nucléaire qui aura été fermé.

Dans sa récente note¹⁴, M. Jacques Lesourne souligne que selon les réponses à ces interrogations, le secteur électrique allemand suivra des chemins qui diffèrent par le volume des importations, la part de la production d'origine fossile subsistante, voire le calendrier effectif de fermeture définitive des dernières tranches nucléaires. Le principal clignotant qui guidera l'action du gouvernement sera constitué par le prix du courant à l'industrie, aucun responsable politique n'étant prêt à assumer une perte de la compétitivité des entreprises allemandes. Cette note exprime bien le sentiment que le tournant énergétique allemand, pour substantiel qu'il soit, ménage des points d'inflexion dans l'application ou d'étalement dans le temps.

Ajoutons que le gouvernement fédéral dispose de peu de leviers d'action pour atteindre ses objectifs, dans un pays où l'on ne procède guère à une programmation des investissements, mais où l'on incite les opérateurs à les effectuer, par un jeu de taxes, subventions et normes, ajustées à intervalles réguliers. Ainsi, le cadre tracé en 2011 laisse une souplesse qui évite une pression excessive sur les acteurs, tout en les guidant vers des positions très favorables pour conquérir des marchés dont la croissance semble garantie au plan mondial. La marche vers les objectifs 2020 entraînera cependant

¹⁴ Actuelles de l'IFRI - 18 Janvier 2012 : "L'énergie en Allemagne : trois trajectoires possibles de 2012 à 2022"

des sacrifices pour les consommateurs domestiques allemands, leur pouvoir d'achat étant amputé par des hausses tarifaires.

La principale inquiétude que la décision allemande soulève concerne ses conséquences sur la politique énergétique européenne. En fermant immédiatement et sans concertation une fraction significative du parc de production européen, l'Allemagne condamnait les autres pays détenant des centrales nucléaires à les conserver, sauf à déséquilibrer dangereusement les réseaux. Elle se donnait ainsi un avantage compétitif pour conforter l'avance qu'elle a prise dans les autres sources d'énergie, notamment renouvelables. Elle pourra être tentée de peser sur les dossiers européens de manière à renforcer encore son avantage. Mais, comme on le voit avec la crise de la Zone Euro, un décalage trop important entre membres d'une même communauté fragilise tout l'édifice commun. L'Allemagne, en position de force dans l'économie européenne, occupe aujourd'hui également une place centrale sur l'échiquier énergétique. Il lui appartient maintenant de conduire avec ses partenaires la négociation qu'elle n'a pas menée au moment de sa décision, afin de gérer ensemble ses répercussions.

Sources d'information

Chapitre 1 :

Historique :

Texte de Céline Marcy, IDDRI, dans "Les cahiers de Global Chance", septembre 2011

Jacobsson, S. & Lauber, V. 2006. The politics and policy of energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable energy technology, Energy Policy, Vol. 34, issue. 3

Supports légaux : Bundesministerium für Umwelt et Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Autres sources :

Bulletins électroniques de l'Ambassade de France en Allemagne

Presse internationale (Financial Times, Dow Jones International News, Spiegel Online International News)

Section 1.4 :

Les données historiques, jusqu'en 2010 inclus, sont tirées de la publication :

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - Zahlen und Fakten - Energiedaten

Les projections pour 2020 proviennent :

de l'étude Leitstudie 2010 (Bundesministerium für Umwelt)

et du National Renewable Energy Action Plan transmis à la Commission Européenne

Chapitre 2 :

a : European Nuclear Society et World Nuclear Association

b : ENTSO-E Transparency

c : Power Exchange Germany

d : EUA Day Ahead Market

e : DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH - Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), pages 5 et 7.

f : ENTSO-E: Summer Outlook Report 2011

g : Bundesnetzagentur - Report on the impact of the nuclear power exit, 31 August 2011

h : ENTSO-E: Winter Outlook Report 2011-2012

i : RTE - Analyse de l'équilibre entre l'offre et la demande pour l'hiver 2011-2012 - 9 Novembre 2011

i : DIW Economic Bulletin 1.2011 - The moratorium on nuclear energy

j : DENA - Kurzanalyse Kraftwerksplanung DE 2020 - février 2010

k : Umwelt Bundes Amt - Restructuring Energy Supply in Germany - Mai 2011

l : Chiffre indiqué dans Kepler Capital Market, German Utilities, Avril 2011, page 7

Chapitre 3 :

a : RTE - Le bilan électrique français 2010 - page 19

b : Calculs effectués à partir des données de la publication Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - Zahlen und Fakten - Energiedaten - Tabelle 22

c : European Energy Exchange (EEX) - Market Data - Calendar 2011

d : European Environment Agency - GHG Emission Trends in Germany

e : Tendances Carbone, Bulletin mensuel édité par CDC Climat, n° 58, Mai 2011, article de Nicolas Berghmans

f : Blue Next - Statistics - Closing Price EUA 2008-2012

g : Point Climat, Bulletin mensuel édité par CDC Climat, n° 7, juillet 2011, page 4

h : 2 €/tCO₂ : Estimation IHS-CERA citée à Bruxelles le 30 juin 2011 lors de la conférence Eurelectric "Power Outlook and Capacity Changes after Fukushima"

5 €/tCO₂ : Estimation Thomson Reuters Point Carbon du 22 juin 2011

i : Raphael Trotignon & Pierre-André Juvet – Chaire Économie du Climat EU ETS : Le prix du carbone sur la période 2005-2020 - décembre 2011

j : Chiffre communiqué par les auteurs du document ci-dessus, à paraître dans la prochaine mise à jour

k : Tendances Carbone, Bulletin mensuel édité par CDC Climat, n° 47, mai 2010, article d'Olivier Sartor

l : COM(2011)885 - Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050

m : Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - Communiqué de presse du 15 Décembre 2011

n : BDEW - Communiqué de presse du 15 Décembre 2011 "*Branche unterstützt europäischen Energierahmen*"

o : ENTSO-E - 100630_TYNDP_Executive_Summary, page 9

p : COM(2010) 677 du 17 novembre 2010 - Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà — Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré

q : COM(2011)658 du 19 octobre 2011 - Orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

r : DENA Grid Study II – Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020

s : KfW Research - Akzente - N° 48, August 2011, page 6

t : Conseil Consultatif Allemand pour l'Environnement (SRU - *Sachverständigenrat für Umweltfragen*) - Pathways towards a 100 % renewable electricity system - Chapter 10

u : ENTSO-E : Offshore grid development in the North Seas - page 4

v : Bundesministerium für Umwelt Leitstudie 2010, page 48

w : Bundesministerium für Umwelt - Stress Tests National Report Germany

x : Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - Communiqué de presse du 20 septembre 2011

y : Estimation donnée par le professeur Pierre Noel - Conférence de l'Association des Economistes de l'Énergie du 12 Janvier 2012

z : Diagramme présenté par M. Maciej Wozniak - Conférence de l'Institut Français des Relations Internationales du 13 Décembre 2011

aa : Eurogas Statistical Report 2011

ab : RTE - Bilan électrique 2011 - page 23

Chapitre 4

a : Bundesministerium für Umwelt et Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

b : KfW Research - Akzente - N° 48, August 2011, page 6

c : Bundesministerium für Umwelt Leitstudie 2010, page 53

d : Eurostat - GDP and main components - Current prices [nama_gdp_c]

e : Commission Européenne - DG ECOFIN - Fichier Ameco : Statistical Annex of European Economy - Autumn 2011 - page 178

f : La pauvreté en Europe - Observatoire des inégalités - 26 janvier 2010

g : IHS CERA - Electricity Poverty - page 7 (chiffre cité avec l'aimable autorisation du CERA)

h : IFRI - Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale - page 29

i : BDEW - Énergie Markt Deutschland 2010 - page 46

j : Bundesnetzagentur - Annual Report 2010 - pages 163 et 164

Bundesministerium für Umwelt - Communiqué de presse du 14 octobre 2011 et Agence ADP News Germany - Communiqué du 16 novembre 2011

k : Energieszenarien 2011 - Etude conduite par les cabinets EWI, GWS et PROGNOSE pour le Ministère Fédéral de l'Économie et de la Technologie - juillet 2011 - page 20

l : Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft - Conférence de presse du 19 octobre 2011 à Berlin

m : Agence Internationale de l'Énergie - World Energy Outlook 2011 - pages 74, 184 et 185

n : Christian Bataille - Politiques de l'énergie en Europe : regards croisés - Mission de l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques sur la sécurité nucléaire et l'avenir de la filière nucléaire - Audition du 27 octobre 2011 - Données complémentaires recueillies sur les descriptions des installations citées

o : Renewables 2011 Global Status Report (REN21), pages 17, 20, 39 et 41

p : Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - Renewables made in Germany, décembre 2011 ; Bulletins électroniques de l'Ambassade de France en Allemagne ; Wind energy - Industry & Markets, Wind Turbine Manufacturing Trends, 2011



q : État des énergies renouvelables en Europe, Edition 2010, pages 52 à 79

r : Initiative zur Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Energiespeichertechnologien, annonce du gouvernement fédéral (Bundesanzeiger) publiée le 17 mai 2011

s : Morwenna Guichoux et Patrice Geoffron - Économie des Smart Grids : Focus sur l'expérience allemande

Chaire Économie du Climat - FLM - 9 décembre 2012

t : Manuel Frondel, Nolan Ritter, Christoph M. Schmidt et Colin Vance - Economic impacts of the promotion of renewable energy technologies: the German experience - Energy Policy n° 38 (April 2010) - pages 4 048 à 4 056.

Ces chercheurs ont également publié d'autres études sur ce thème par l'intermédiaire de l'institut RWI (*Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung*).

Glossaire

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

BDEW : *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* - Syndicat professionnel du secteur de l'électricité et de l'eau en Allemagne.

BNA : *Bundesnetzagentur* - Agence Fédérale allemande des Réseaux

BWR : Boiling Water Reactor - Réacteur à Eau Bouillante

CDU : *Christlich Demokratische Union Deutschlands* - Parti chrétien-démocrate Allemand

ct.€ : centime d'euro

CWE : *Centre West Europe* - Région Centre Ouest Europe, incluant Allemagne, Belgique, France Luxembourg et Pays-Bas

DENA : *Deutsche Energie-Agentur* - Agence Fédérale Allemande de l'Énergie

EEG : *Erneuerbare Energien Gesetz* du 29 mars 2000 - Loi sur les énergies renouvelables

EK : *Energiekonzept* - "Trame énergétique", ou loi d'orientation du secteur électrique d'Octobre 2010

EnLAG : *Energieleitungsausbaugesetz* - Loi sur la construction des réseaux

ENTSO-E : *European Network of Transmission System Operators -Electricity* - Association européenne des gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité

EnWG : *Energiewirtschaftsgesetz* - Loi sur la fourniture de l'électricité et du gaz - Introduite en 1935, elle a été remaniée à diverses reprises, notamment en 1998 pour généraliser la libéralisation du secteur

ETS : *Emissions Trading Scheme* - SCEQE : Système Européen d'Echange des Quotas d'Emission

EUA : *European Union Allowance* - Permis d'émission du système européen, ou quota de CO₂. Un EUA équivaut à une tonne de CO₂.

FDP : *Freie Demokratische Partei* - Parti Libéral Démocrate Allemand

FiT : *Feed-in Tariff* - Tarif d'achat garanti

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GW : Giga Watt (1 GW = 1 000 MW)

GWh : Giga Wattheure (1 GWh = 1 000 MWh)

Mt : Million de tonnes

MW : Mega Watt (1 MW = 1000 kW)

MW_c : MW crête (puissance maximale délivrée par une installation photovoltaïque)

MWh : Mega Wattheure (1 MW = 1000 kWh)

NABEG : *Netzausbaubeschleunigungsgesetz* - Loi d'Accélération des Extensions de Réseau

PNAQ : Plan National d'Allocation des Quotas

PWR : Pressurised Water Reactor - Réacteur à Eau sous Pression

RSK : *Reaktor-Sicherheitskommission* - Commission de Sûreté des Réacteurs

RTE - Réseau de Transport d'Electricité - Gestionnaire du Réseau de Transport à Haute Tension en France

SPD : *Sozialdemokratische Partei Deutschlands* - Parti Social-démocrate Allemand

SRU : *Sachverständigenrat für Umweltfragen* - Conseil Consultatif Allemand d'experts sur l'Environnement

STEP : Stations de Transfert d'Énergie par Pompage

TYNDP - *Ten Year Network Development Plan* - Plan Décennal de Développement des Réseaux d'électricité à haute tension en Europe

TWh : Tera Wattheure (1 TWh = 1 000 GWh)

VIK : *Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft* - Fédération des industries consommatrices d'énergie

Remerciements

Je remercie l'équipe du programme « Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie » de l'Institut français des relations internationales, pour sa confiance renouvelée à l'égard du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP, université Paris Dauphine) ; je remercie plus spécialement M. Jacques Lesourne, président du comité scientifique et Mme Maïté Jauréguy-Naudin, directrice du Centre Énergie, pour leur aide dans la confection de la présente étude, aussi bien sur le fond que sur la forme. J'ai été très sensible à l'intérêt qu'ils ont pris à sa réalisation.

J'exprime ma vive reconnaissance à toute l'équipe du CGEMP (université Paris Dauphine) et plus particulièrement aux professeurs Jean-Marie Chevalier et Patrice Geoffron pour le temps qu'ils m'ont consacré et les conseils qu'ils m'ont prodigués, et à l'assistante de recherche du CGEMP, Mlle Thao Pham, pour la recherche et la mise en forme des données économiques.

Plusieurs spécialistes ont bien voulu m'apporter des informations, souvent irremplaçables, sur le sujet traité, ou relire, corriger et compléter les parties de l'étude en cours de rédaction. J'adresse un grand merci à Mlle Morwenna Guichoux (doctorante - Université Paris Dauphine) et à MM. Michel Benard (Consultant), Christophe Bonnery (AREVA), Fabien Roques (IHS CERA), Jean-Claude Perraudin (Ambassade de France à Berlin), Nicolas Stephan (CDC Climat), et Raphaël Trotignon (Chaire Économie du Climat, Université Paris Dauphine).

Ma profonde gratitude s'adresse à MM. Christian Bataille et Claude Birraux, députés, pour m'avoir permis d'assister à l'audition de l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques du 27 octobre 2011, ainsi qu'au secrétaire général du Comité d'Études des Relations Franco-Allemandes (CERFA), M. Hans Stark, pour avoir accepté ma présence au 13e forum stratégique franco-allemand du 3 novembre 2011.

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 "Énergie", MM. Hervé Fischer et André Ferron, pour leur écoute constante et leurs apports féconds.

Michel Cruciani