

L'impact de la décision post-Fukushima sur le tournant énergétique allemand

Andreas Rudinger (Iddri)

LA SORTIE DU NUCLÉAIRE : UNE DÉCISION PROGRAMMÉE MAIS ACCÉLÉRÉE PAR FUKUSHIMA

Les décisions post-Fukushima s'inscrivent dans un processus de sortie du nucléaire et de restructuration du système électrique engagé et préparé depuis dix ans. L'arrêt anticipé des huit centrales les plus anciennes a ainsi été compensé en 2011 par une augmentation de la production d'électricité renouvelable et une réduction du solde exportateur, sans engendrer un recours accru à la production d'origine fossile durant cette première phase d'adaptation.

LES DÉFIS À COURT TERME

À l'horizon de la sortie définitive en 2022, la restructuration du secteur électrique représente un double défi : des investissements considérables sont nécessaires pour compenser le nucléaire et remplacer une partie des centrales à charbon ; et le décalage croissant entre le rythme de déploiement des énergies renouvelables et l'insuffisante adaptation des infrastructures-réseau représente une contrainte croissante pour l'Allemagne, avec des effets déstabilisateurs sur le système électrique européen. L'impact marginal des décisions post-Fukushima sur la réalisation de l'objectif climat 2020 devrait néanmoins être limité en cas de maintien d'une politique climatique rigoureuse et considérant que cet objectif avait été fixé en fonction du calendrier initial de sortie du nucléaire.

UNE STRATÉGIE DE TRANSITION GLOBALE ET À LONG TERME

Tout en ayant une portée politique décisive, la sortie du nucléaire ne constitue pas une fin en soi, mais s'inscrit au contraire dans un projet de tournant énergétique à long terme. Celui-ci vise à atteindre une réduction des émissions de GES d'au moins 80 % à l'horizon 2050 à travers un effort important d'efficacité énergétique et une substitution des énergies fossiles par les énergies renouvelables dans tous les secteurs. Dans cette perspective, les décisions post-Fukushima pourraient jouer un rôle de déclencheur politique important par le consensus qu'elles ont suscité. *A contrario*, l'absence d'un signal politique fort dans la décennie actuelle augmenterait considérablement le risque d'un *lock-in* technologique et ralentirait la nécessaire sortie du charbon.

Copyright © 2011 IDDRI

En tant que fondation reconnue d'utilité publique, l'Iddri encourage, sous réserve de citation (référence bibliographique et/ou URL correspondante), la reproduction et la communication de ses contenus, à des fins personnelles, dans le cadre de recherches ou à des fins pédagogiques. Toute utilisation commerciale (en version imprimée ou électronique) est toutefois interdite.

Sauf mention contraire, les opinions, interprétations et conclusions exprimées sont celles de leurs auteurs, et n'engagent pas nécessairement l'Iddri en tant qu'institution.

Citation: Rudinger, A. (2012), *L'impact de la décision post-Fukushima sur le tournant énergétique allemand*, Working Papers N°05/12, Iddri, Paris, France, 20 p.



Pour toute question sur cette publication, merci de contacter l'auteur :

Andreas Rudinger – andreas.rudinger@iddri.org

ISSN : 2258-7071

L'impact de la décision post-Fukushima sur le tournant énergétique allemand

Andreas Rudinger (Iddri)

1. INTRODUCTION	5
2. LE TOURNANT ÉNERGÉTIQUE DES ANNÉES 2000	6
3. L'ACCÉLÉRATION DE LA SORTIE DU NUCLÉAIRE : QUEL IMPACT À COURT TERME SUR LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE ALLEMAND ?	7
3.1. L'évolution des échanges transfrontaliers d'électricité	7
3.2. L'adaptation du mix de production d'électricité à court terme	10
3.3. L'évolution des émissions de gaz à effet de serre	11
4. L'ÉVALUATION DE L'IMPACT MARGINAL DE LA SORTIE DU NUCLÉAIRE	12
4.1. Un différentiel considérable...	13
4.2. ... ou une question de méthode ?	13
5. L'IMPACT SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME	14
5.1. Au-delà de la sortie du nucléaire : la restructuration du système électrique	14
5.2. La « sortie du charbon » : le vrai défi du tournant énergétique allemand	15
CONCLUSION	16
ANNEXES	18

1. INTRODUCTION

Intervenue seulement trois jours après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi du 11 mars 2011, la décision du gouvernement allemand d'adopter un moratoire sur le nucléaire, puis d'abandonner son projet d'extension de durée de vie des centrales au profit d'une sortie anticipée du nucléaire a surpris ses voisins européens en raison de son caractère précipité et unilatéral. Dès lors, de nombreux observateurs ont fait remarquer qu'en mettant à l'arrêt huit réacteurs (sur un total de dix-sept), l'Allemagne aura davantage besoin des importations d'électricité, menaçant ainsi la stabilité du réseau national et, par extension, européen. De manière plus générale, cette décision suscite la crainte que l'Allemagne ne sera pas en mesure de tenir ses engagements en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), puisque la compensation des moyens de production nucléaires pourrait induire un recours accru aux énergies fossiles. Or, au-delà des implications à court terme, il faut resituer cette décision et les défis qu'elle suscite dans le contexte plus large du tournant énergétique allemand. Celui-ci dépasse en effet la seule question du nucléaire et vise à transformer le système en profondeur, tant du côté de l'approvisionnement que de la demande d'énergie. À l'horizon 2050, le tournant énergétique a pour ambition de réduire d'au moins 80 % les émissions de GES, de limiter fortement l'utilisation des énergies fossiles dans tous les secteurs et d'augmenter la part des énergies renouvelables à 60 % de l'énergie primaire et 80 % de la production d'électricité.

Tableau 1. Objectifs du *Energiekonzept* allemand (2010)

	Réduction GES (base 1990)	Développement des énergies renouvelables		Maîtrise de la demande (base 2008)		
		Part électricité*	Part énergie finale*	Énergie primaire	Électricité	Chaleur bâtiments
2020	- 40 %	35 %	18 %	- 20 %	- 10 %	
2030	- 55 %	50 %	30 %			
2050	- 80 %	80 %	60 %	- 50 %	- 25 %	- 80 %

* Définie en fonction de la consommation brute d'électricité et d'énergie finale.
Source : BMU/BMWi : Energiekonzept (version révisée d'octobre 2011)

Cet article cherche à apporter un nouvel éclairage sur la politique énergétique allemande à travers l'analyse des conséquences de la sortie du nucléaire. Dans un premier temps, l'étude porte sur l'évolution à court terme et les moyens mis en œuvre pour compenser la perte de capacités de production pendant la phase de sortie du nucléaire jusqu'en 2022. Ceci inclut les questions relatives aux échanges d'électricité transfrontaliers, à l'évolution du parc de production d'électricité et aux émissions associées de GES. Dans un deuxième temps, l'analyse se focalise sur l'impact marginal des décisions intervenues après Fukushima, afin d'évaluer le différentiel entre l'évolution actuelle et un scénario équivalent au projet politique antérieur de prolongation des centrales nucléaires. Afin de mettre en perspective ces enseignements, une troisième partie s'attache à évaluer les conséquences à plus long terme pour le tournant énergétique allemand.

2. LE TOURNANT ÉNERGÉTIQUE DES ANNÉES 2000

Afin de resituer les décisions de politique énergétique intervenues après Fukushima, il convient d'analyser rapidement l'évolution de la transition énergétique allemande, dont les débuts remontent aux années 2000. Ceci permet notamment d'observer deux aspects essentiels. D'une part, la décision de sortir du nucléaire apparaît comme une constante de la politique énergétique des dix dernières années. D'autre part, la sortie du nucléaire a toujours été prise en compte dans l'élaboration des politiques climatiques nationales. En ce sens, les décisions post-Fukushima ne constituent ni un renversement brutal de la politique nucléaire existante, ni un obstacle majeur à la réalisation des objectifs de réduction des émissions de GES.

Sur le plan politique, le projet de tournant énergétique remonte à la coalition entre le Parti social-démocrate (SPD) et Les Verts, au pouvoir entre 1998 et 2005. Ce projet comportait quatre volets principaux : la réduction des émissions de GES ; l'amélioration de l'efficacité énergétique ; la substitution des énergies fossiles par les renouvelables ; et une sortie du nucléaire échelonnée jusqu'en 2022. Dès 2002, la réforme de la loi allemande sur l'énergie atomique (*Deutsches Atomgesetz*) a défini les termes de la sortie du nucléaire en allouant à chaque réacteur un volume de production maximal avant sa mise à l'arrêt.¹ C'est également en 2002 que l'objectif d'une réduction des émissions de GES de 40 % à l'horizon 2020 est apparu pour la première fois, associé dans un premier temps à la condition que l'Union européenne revoie également son objectif de 2020 de moins 20 % à moins 30 %. À la suite de la présidence allemande du Conseil européen en 2007 et à l'élaboration du paquet Énergie-Climat européen, l'objectif national d'une réduction de 40 % a été inscrit dans la loi à travers le Programme intégré de politique énergétique et de protection du climat (IEKP), comportant vingt-neuf lois et mesures complémentaires dans les secteurs de l'efficacité

énergétique, du développement des renouvelables et de la substitution des combustibles fossiles.

Avec l'arrivée au pouvoir de la coalition entre conservateurs (CDU) et libéraux (FDP) en 2009, ces orientations ont été remises en question. Dans leur projet de coalition, les deux partis s'étaient en effet engagés pour une révision de la loi allemande sur l'énergie atomique. L'objectif revendiqué consistait à accorder une extension de la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires de huit à quatorze années (soit une sortie définitive vers 2036, au lieu de 2022), en contrepartie de l'établissement d'une taxe sur le combustible nucléaire et de contributions volontaires des opérateurs électriques pour financer la transition énergétique. La réforme a été adoptée par la Chambre basse (*Bundestag*) dès le 28 octobre 2010 et a constitué la base du concept énergétique (*Energiekonzept*)² publié le jour même. Or, en raison du contournement de la Chambre haute (*Bundesrat*) lors du vote de cette loi, la Cour constitutionnelle a été saisie à plusieurs reprises dès février 2011.³ Au moment où ce processus politique a été interrompu de manière brutale par les événements de Fukushima en mars 2011, la Cour constitutionnelle allemande n'avait pas encore rendu son verdict final sur la validité constitutionnelle de cette réforme, laissant en suspens son entrée en vigueur.

Dès lors, deux enseignements majeurs peuvent être tirés de ce processus politique, qui permettent de nuancer le constat d'un revirement spontané de la politique nucléaire allemande après Fukushima. Premièrement, sur le plan juridique, à la suite des vices procéduraux constatés, il n'est pas certain que la Cour constitutionnelle aurait approuvé le projet de réforme de la loi sur l'énergie atomique dans sa forme initiale. Il est par conséquent difficile de considérer la prolongation de la durée de vie des réacteurs comme le *statu quo* de la politique nucléaire allemande au moment des décisions post-Fukushima. À ce titre, il est à noter que le scénario de référence de l'étude phare⁴ de 2010

1. Plutôt que de définir une date précise, la réforme du *Atomgesetz* de 2002 fixait l'échéance de la sortie du nucléaire en fonction de l'allocation d'un volume de production maximal pour chaque centrale nucléaire, équivalent à une durée de fonctionnement totale de 32 ans. Le volume de production pouvait être transféré d'une centrale à une autre pour donner une plus grande flexibilité aux opérateurs. En ce sens, l'année 2022 correspondait à l'échéance théorique, au cas où toutes les centrales fonctionneraient avec un taux de charge similaire au passé et sans réallocation du volume de production. Mais la sortie aurait pu être repoussée jusqu'en 2025.

2. Le concept énergétique, adopté par le gouvernement allemand le 28 septembre 2010, définit les principales orientations stratégiques et objectifs de la transition énergétique. Ces objectifs sont ensuite transposés sous forme de lois spécifiques (nucléaire, infrastructures réseaux, loi sur les énergies renouvelables, programme climat, etc.).

3. Une première saisine a été motivée par des acteurs de la société civile (Greenpeace) le 3 février 2011. Une seconde requête a été formulée par six *Länder* allemands le 28 février 2011. Une troisième requête de contrôle de constitutionnalité a été initiée par les partis de l'opposition (SPD et Verts) le 4 mars 2011.

4. BMU 2010 : « Leitstudie 2010 ». *Scénarios et stratégies de long terme pour le développement des énergies renouvelables en Allemagne, tenant compte des évolutions en Europe et dans le monde.*

sur lequel se base le concept énergétique est fondé sur le calendrier de sortie défini en 2002. Les objectifs sectoriels relatifs au développement des énergies renouvelables et à la diminution des émissions de CO₂ ont également été définis en fonction du calendrier initial de sortie du nucléaire.

Deuxièmement, la réforme engagée par la coalition CDU/FDP ne remettait pas en cause le principe même d'une sortie du nucléaire, ou encore sa perception comme solution transitoire vers un mix énergétique renouvelable. À aucun moment il n'a été question de construire de nouveaux réacteurs ou de réserver au nucléaire une place prépondérante dans le tournant énergétique, ce qui, là aussi, nuance quelque peu l'ampleur du changement observé après Fukushima.

Tenant compte de ces deux observations, on peut conclure que le retour à un calendrier de sortie à l'horizon 2022 correspond plutôt à un revirement politique des deux partis conservateurs et libéraux, jusque-là pro-nucléaires, sans pour autant apporter un tournant majeur par rapport aux objectifs de la politique en vigueur depuis 2002.

L'élément le plus surprenant reste par conséquent la rapidité de la réaction politique et la décision de fermer définitivement huit réacteurs (40% des capacités nucléaires) dès juin 2011. Il faut néanmoins tenir compte du fait qu'ils auraient dû être fermés à la fin 2012 selon le calendrier initial. Le délai d'anticipation introduit par cette décision est donc relativement réduit.

Au-delà de sa rapidité, la réaction politique allemande a également été surprenante par son ampleur. Avec 83 % des voix, l'approbation de la réforme du *Atomgesetz* du 30 juin 2011 a ainsi rassemblé les quatre grands partis (CDU, SPD, FDP, Verts)⁵ autour de la sortie du nucléaire, marquant de fait la fin de ce que le sociologue Jochen Roose (2010) désigne comme le plus important conflit technico-politique de ces quarante dernières années en Allemagne. En ce sens, l'apparition d'une contrainte systémique forte pesant sur le système énergétique et le nouveau consensus politique autour de cette décision peuvent être considérés comme des éléments déclencheurs importants, nécessaires à la transition énergétique.

5. Le Parti de gauche (Die Linke) s'est opposé à cette réforme en affirmant que la sortie du nucléaire devrait être beaucoup plus rapide.

3. L'ACCÉLÉRATION DE LA SORTIE DU NUCLÉAIRE : QUEL IMPACT À COURT TERME SUR LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE ALLEMAND ?

La présente partie vise à analyser la mise en œuvre des capacités d'adaptation du système énergétique allemand à travers trois aspects directement impactés par la réduction des capacités nucléaires : les échanges d'électricité ; l'évolution du parc de centrales à combustibles fossiles ; et les émissions de CO₂ associées à la production d'électricité. L'analyse des données 2011 permet d'observer que la compensation du nucléaire à court terme s'est opérée à travers trois facteurs complémentaires : une baisse considérable du solde exportateur d'électricité au profit de la consommation domestique ; une augmentation de 20 % de la production d'électricité renouvelable ; et une baisse de la consommation intérieure d'électricité. Contrairement aux prévisions antérieures, la production d'électricité d'origine fossile n'a pas augmenté par rapport à l'année 2010, démontrant que la sortie du nucléaire ne se fera pas obligatoirement aux dépens des objectifs allemands de réduction des émissions de GES.

3. 1. L'évolution des échanges transfrontaliers d'électricité

Dans un premier temps, la décision allemande d'anticiper la fermeture des centrales nucléaires les plus vieilles représente un facteur d'instabilité pour le réseau européen, puisqu'il conduit à une réduction de l'excédent des échanges d'électricité de l'Allemagne. En fonction de l'évolution de son parc de production, il n'est pas à exclure que l'Allemagne passe du statut d'exportateur net à celui d'importateur, menaçant les pays qui, jusque-là, dépendaient en partie de ses exportations d'électricité. Or l'analyse des échanges permet de constater qu'à court terme, l'Allemagne a considérablement réduit sa marge d'exportation, sans pour autant devenir importatrice nette d'électricité sur l'ensemble des échanges avec les pays transfrontaliers. L'évolution est plus contrastée pour les échanges avec la France, où l'Allemagne affiche pour la première fois un bilan importateur. En observant de plus près la structure saisonnière de ces échanges, on s'aperçoit cependant que cette évolution s'explique en premier lieu par un ensemble de facteurs favorables au système électrique français, parmi lesquels la décision allemande ne joue qu'un rôle de second plan.

Il est généralement difficile d'évaluer les échanges d'électricité dans un réseau interconnecté tel qu'il

existe en Europe. Deux manières de mesurer ces échanges peuvent être distinguées : les échanges physiques transfrontaliers et les échanges contractuels. Les échanges physiques rendent compte de la quantité d'électricité qui a effectivement transité par les lignes d'interconnexion entre deux pays, sans que soit précisé l'usage final de l'électricité, pouvant être consommée sur place ou transiter vers d'autres pays.⁶ En analysant sur une période donnée le volume global des échanges physiques d'un pays avec tous les pays interconnectés, on peut toutefois avoir une idée du solde net des échanges qui permet de qualifier la situation du pays sur le marché (importateur ou exportateur net).

Pour mesurer plus précisément les transactions entre deux pays, il convient de recourir aux statistiques sur les échanges contractuels d'électricité. Ils représentent les volumes qu'échangent les opérateurs des différents pays (directement ou en transitant par des pays tiers) pour assurer l'approvisionnement de leurs clients, reflétant ainsi la part de la demande intérieure couverte par les importations. En outre, consécutivement à l'intégration et l'interdépendance croissante des marchés européens de l'électricité, ces importations ne sont pas forcément générées par une insuffisance des capacités de production nationales, mais peuvent être un moyen d'optimisation économique dans le cas où l'électricité importée coûterait moins cher que la mise en route d'une centrale nationale supplémentaire. Dans un cas comme dans l'autre, ces statistiques globales ont le défaut de ne donner qu'une moyenne des échanges, sans rendre compte des fluctuations horo-saisonnnières.

Dans le graphique 1, on s'aperçoit que l'Allemagne est exportatrice nette sur toute la période, avec des variations importantes. L'effet de la mise à l'arrêt de huit réacteurs depuis mars 2011 peut également être observé. Toutefois, l'Allemagne n'est pas devenue importatrice nette d'électricité depuis mars 2011 et conserve en 2011 une marge d'exportation (6,3 TWh), réduite en fonction des capacités de production disponibles et des choix d'optimisation économique.

L'évolution des courbes d'importation et d'exportation d'électricité révèle la nature du changement intervenu à court terme. Celui-ci concerne en premier lieu l'augmentation des importations d'électricité de près de 18 % entre 2010 et 2011. En valeur absolue, le volume des importations reste néanmoins inférieur à celui atteint en 2005, ce qui

suppose que la réduction des capacités nucléaires n'est pas le seul facteur d'explication de ce changement. Par ailleurs, les exportations ont baissé de seulement 6,5 % entre 2010 et 2011.⁷ Le fait que l'Allemagne n'ait pas réduit davantage ses exportations au profit de la consommation intérieure suppose que la contrainte des capacités a été moins importante que prévue et que l'Allemagne souhaite maintenir des capacités à l'export pour profiter des variations des prix de marché dans une logique d'optimisation économique. Cette hypothèse se confirme au vu du profil mensuel des échanges d'électricité : l'Allemagne a été importatrice nette pendant les mois les plus chauds (mai à septembre), quand le surplus de production (de la France en particulier) fait chuter les prix du marché, pour redevenir fortement exportatrice sur les mois les plus froids, quand la hausse de la demande se traduit par un prix plus élevé.

La décision allemande est susceptible d'avoir un impact majeur sur les pays qui étaient jusqu'à importateurs de son électricité et, par extension, sur la stabilité du réseau européen. Sans être directement à l'origine de ces risques d'instabilité, la décision allemande de réduire les exportations d'électricité au profit de la consommation intérieure remet en lumière des déséquilibres nationaux préexistants et jusque-là absorbés par les échanges internationaux. Dans le cas de la France, celui-ci concerne principalement l'inadéquation entre un parc nucléaire peu flexible et une pointe d'électricité qui varie de 40 % entre l'été et l'hiver pour atteindre un maximum de 97 GW en 2010, avec une tendance à la hausse et une dépendance forte aux variations climatiques (RTE, 2011).

L'analyse des échanges contractuels d'électricité entre la France et l'Allemagne (graphique 2) fait état d'un solde d'exportation net important en faveur de l'Allemagne, compris entre 5,4 et 12,5 TWh selon les années jusqu'en 2010. En 2011, ce bilan a connu un renversement du solde net en faveur des exportations françaises.⁸

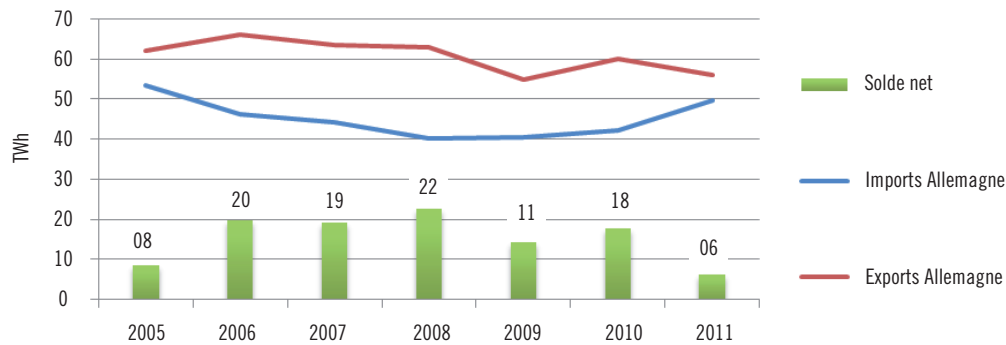
En analysant de plus près la structure des échanges contractuels mensuels entre les deux pays pour les années 2010 et 2011, on s'aperçoit que l'évolution n'est pas identique à celle des autres échanges de l'Allemagne. Comme l'illustre le

6. C'est le cas pour une grande partie de l'électricité française exportée vers l'Allemagne avant d'être acheminée vers la Suisse, et de l'électricité provenant de la République tchèque qui transite par l'Allemagne vers l'Autriche.

7. Selon les données de l'Association européenne des gestionnaires de transport d'électricité (ENTSO-E), les importations physiques d'électricité de l'Allemagne ont été de 42,2 TWh en 2010 et de 49,7 TWh en 2011, ce qui représente une hausse de 18 %. Du côté des exportations d'électricité, le solde cumulé est de 59,9 TWh en 2010, contre 56 TWh en 2011, soit une diminution de 6,5 %.

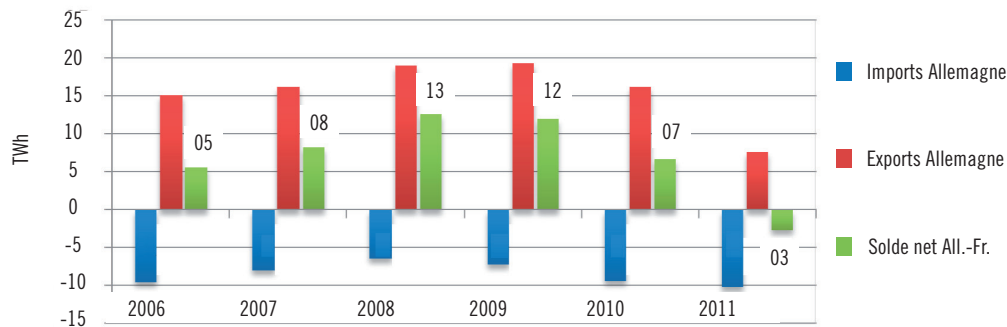
8. En 2011, le solde net des échanges contractuels entre la France et l'Allemagne a été de 2,4 TWh en faveur de la France (RTE : Bilan électrique 2011).

Graphique 1. Échanges physiques d'électricité de l'Allemagne



Source : IDDRI à partir de données de l'Association européenne des gestionnaires de transport d'électricité (ENTSO-E), 2012.

Graphique 2. Échanges contractuels d'électricité entre l'Allemagne et la France



Source : IDDRI à partir de données RTE (2012)

graphique 3, les importations allemandes en provenance de la France sont assez similaires sur les deux années, avec une légère augmentation pour 2011 (15 %). *A contrario*, les exportations d'électricité vers la France ont fortement baissé en 2011 (- 47 %) sur toute la période considérée.⁹ Mais l'évolution des échanges entre ces deux pays s'explique davantage par la variable climatique que par la décision relative au nucléaire allemand.¹⁰

Il est ainsi intéressant de noter que la baisse des exportations vers la France a été la plus forte pendant les mois les plus froids, quand les importations françaises atteignent habituellement leurs

sommets en raison de la demande croissante du parc de logements chauffés à l'électricité. La forte corrélation entre conditions climatiques et importations françaises d'électricité est confirmée par le fait que la baisse des exportations vers la France a commencé dès le mois de janvier 2011, bien avant les décisions relatives à l'arrêt des huit réacteurs nucléaires. De plus, l'Allemagne est redevenue exportatrice nette vis-à-vis de la France pendant l'hiver 2011, ce qui souligne l'importance du facteur saisonnier dans la structuration des échanges entre ces deux pays.¹¹

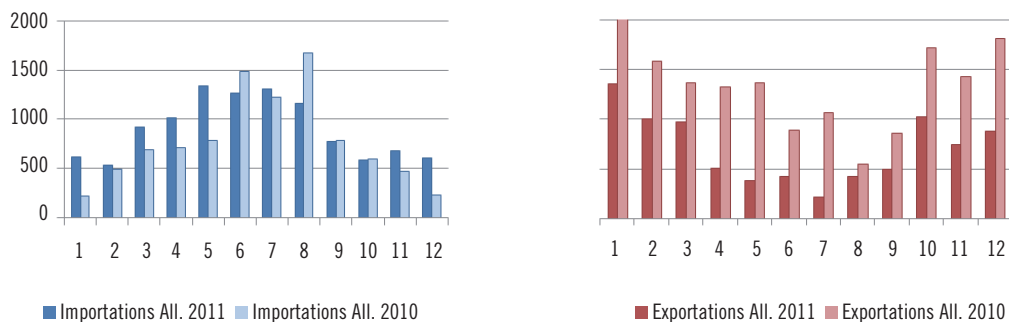
Il semble par conséquent que l'évolution du solde net des échanges avec la France dépend davantage d'un ensemble de facteurs favorables pour le système électrique français, parmi lesquels la diminution des capacités nucléaires allemandes n'occupe

9. Sur l'année 2011, les exportations allemandes d'électricité vers la France ont baissé de 47 % (7636 GWh) par rapport à l'année précédente, alors que les importations en provenance de la France n'ont augmenté que de 15 % (1463 GWh) (chiffres RTE 2011).

10. Selon les données de Météo France, l'année 2011 a été la plus chaude depuis le début des relevés météorologiques réguliers au début du XX^e siècle. Au contraire, l'année 2010 a été la plus froide depuis deux décennies, ce qui explique en grande partie la baisse importante des besoins d'électricité entre ces deux années.

11. La France a de nouveau été importatrice nette vis-à-vis de l'Allemagne pour la période d'octobre à décembre 2011. En raison d'une meilleure disponibilité du parc français et de conditions climatiques clémentes (avant la vague de froid de février 2012), le solde des échanges (- 0,8 TWh) s'est situé nettement en dessous de celui de l'hiver 2010 (- 3,7 TWh).

Graphique 3. Structure mensuelle des échanges contractuels franco-allemands 2010/2011



Source : IDDRI à partir de données RTE (2011).

qu'un rôle de second rang. Les centrales nucléaires françaises ont ainsi affiché une meilleure disponibilité par rapport à 2010, avec une production en hausse de 13 TWh. De plus, les conditions climatiques exceptionnelles de l'année 2011 ont conduit à une baisse significative des besoins de chauffage, réduisant davantage les importations d'électricité en provenance de l'Allemagne qui assurent généralement les besoins supplémentaires de puissance de pointe en hiver. La consommation intérieure brute d'électricité française a ainsi chuté de 35 TWh (- 6,8 %), libérant un surplus d'électricité à l'exportation, avec un solde exportateur global en hausse de 26 TWh (88 %) par rapport à l'année précédente (RTE, 2012). La France est ainsi passée du statut d'importateur à celui d'exportateur net vis-à-vis de l'Allemagne, mais aussi vis-à-vis de la Belgique et de l'Espagne.

3. 2. L'adaptation du mix de production d'électricité à court terme

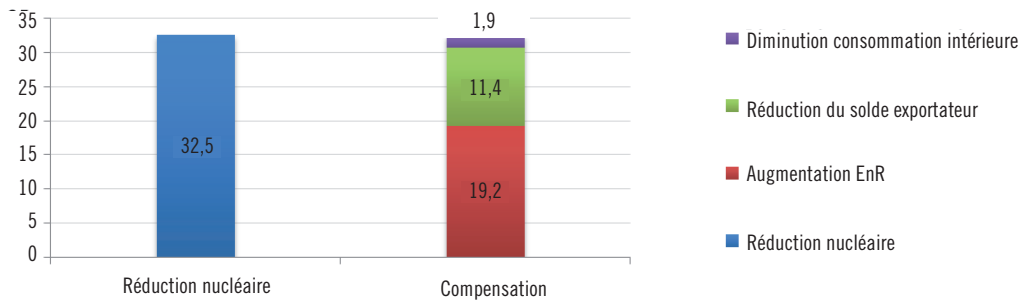
Dans un deuxième temps, la perte des capacités de production nucléaire présente un défi pour l'adaptation du mix de production d'électricité, avec principalement trois options complémentaires pour compenser la diminution des capacités à très court terme : la réduction du solde exportateur au profit de la consommation domestique ; la mobilisation de capacités de production supplémentaires (d'origine fossile ou renouvelable) ; et la réduction de la demande d'électricité.

Selon les premières données disponibles pour l'année 2011, la baisse de la production d'électricité d'origine nucléaire (moins 23 %, soit 32,5 TWh) entre 2010 et 2011 a été principalement absorbée par la réduction du solde exportateur (- 11,4 TWh) évoquée précédemment, complétée par une hausse significative de la production d'origine renouvelable de 19% (19,2 TWh) sur la même période.

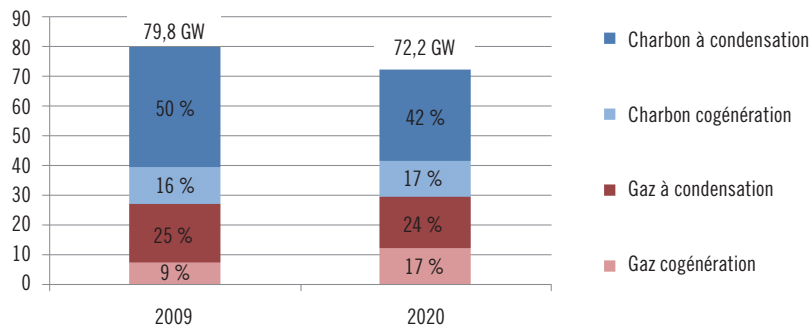
Enfin, la consommation intérieure brute a diminué de 2 TWh. Contrairement aux prévisions antérieures, la production d'électricité d'origine fossile n'a pas augmenté en 2011.¹² L'hypothèse d'une poursuite des mesures de maîtrise de la demande d'électricité et d'un rythme de développement des énergies renouvelables similaire aux années précédentes rend par conséquent envisageable que l'Allemagne compense la sortie du nucléaire sans recourir davantage aux centrales à charbon et à gaz et sans remettre en cause la réalisation des objectifs nationaux de réduction des émissions de GES.

Concernant l'évolution du parc de production d'électricité jusqu'à la sortie définitive du nucléaire en 2022, les scénarios officiels démontrent également l'ambition de ne pas compenser la perte des capacités nucléaires par un recours accru aux centrales à combustible fossile. En regardant de plus près les scénarios énergétiques sur lesquels est fondé l'*Energiekonzept*, on s'aperçoit ainsi que les centrales fossiles actuellement en construction (pour une puissance cumulée de 10 GW) visent en premier lieu à remplacer des centrales vétustes et polluantes par des centrales plus efficaces pour se conformer à la directive européenne sur les émissions de polluants atmosphériques (2001/80/CE) et à réduire la part des centrales thermiques à charbon au profit de centrales à gaz et à cogénération (graphique 6). En raison de leur flexibilité, les centrales à gaz joueront un rôle prépondérant dans la compensation des fluctuations de

12. Selon les chiffres de la *ArbeitsgemeinschaftEnergiebilanzen*, l'augmentation de la production d'électricité à partir de lignite (7,1 TWh) a été compensée par des baisses pour la houille (- 2,5 TWh), le gaz (- 2,8 TWh) et les produits pétroliers (- 1,6 TWh). En raison de la diminution de la production d'électricité globale (- 14 TWh), la part relative des énergies fossiles est en augmentation (57 % en 2010 contre 58,3 % en 2011), malgré un maintien de la production en valeur absolue.

Graphique 4. Adaptation du mix électrique allemand en 2011 (en TWh)*

Les chiffres sont basés sur les premières estimations pour la production électrique de 2011 (AG Energiebilanzen, 2011) ainsi que les valeurs de la production d'électricité d'origine nucléaire de 2010.
Source : IDDRI à partir de AGEB (2012)

Graphique 5. Évolution du parc de centrales fossiles jusqu'en 2020 (GW)

Source : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2010.

la production croissante d'électricité renouvelable. L'augmentation de la production d'électricité renouvelable implique en outre une réduction du taux de charge des centrales thermiques, qui devrait diminuer de 30 % entre 2009 et 2030 selon les prévisions du scénario de référence. Ceci reflète la transformation progressive de la fonction des centrales thermiques dans le mix électrique, passant d'une production majoritairement en base¹³ à une production plus flexible. Le fait que le parc de centrales thermiques ne diminue pas davantage jusqu'en 2020 traduit donc avant tout une contrainte liée à la mise à disposition de capacités de réserve suffisantes, la production réelle de ces centrales pouvant diminuer plus rapidement.

13. La production d'électricité en base couvre la part de la consommation qui n'est pas affectée par les variations du niveau de consommation. Les moyens de production en base ont une durée d'utilisation annuelle généralement supérieure à 5 000 heures par an.

3. 3. L'évolution des émissions de gaz à effet de serre

Afin de répondre à l'urgence du réchauffement climatique, le tournant énergétique inclut l'objectif ambitieux de réduire de 40 % les émissions de GES de l'Allemagne d'ici à 2020, et d'au moins 80 % à l'horizon 2050. Le secteur électrique joue un rôle clé dans la politique allemande de réduction des émissions de GES puisqu'il représente de loin le secteur le plus émetteur du pays (37 % du total), avec 309 millions de tonnes de CO₂ en 2010, dont la grande majorité est générée par les centrales à charbon. Le défi est donc de taille, mais les décisions de 2011 relatives à l'accélération de la sortie du nucléaire ne devraient pas radicalement modifier la donne par rapport à la situation préexistante, tout en imposant une difficulté supplémentaire à travers la réduction du délai de cette transition. Le fait que la production d'électricité d'origine fossile a pu être stabilisée en 2011 malgré la mise à l'arrêt de huit centrales nucléaires témoigne en ce sens

du faible impact de la sortie du nucléaire sur l'évolution des émissions du secteur électrique allemand. Cette dernière dépend en effet avant tout du rythme de développement des énergies renouvelables, de la substitution des centrales à charbon par le gaz et de la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique.

Bien que partant d'un niveau d'émissions supérieur à celui de la France¹⁴, l'Allemagne fait preuve depuis deux décennies d'un volontarisme politique pour atteindre ses objectifs climatiques. Les dernières analyses montrent ainsi que l'Allemagne est en bonne voie pour atteindre l'objectif d'une réduction de 40 % en 2020. Par rapport à l'année de référence 1990, la diminution des émissions de GES atteint ainsi 26,3 % jusqu'en 2009, contre 7,7 % pour la France.¹⁵

Selon une étude récente sur la politique climatique allemande (Matthes, 2011), en tenant compte des évolutions politiques récentes et des mesures actuellement mises en place, la diminution de GES devrait atteindre 35 % à l'horizon 2020, et 41 % si les mesures supplémentaires actuellement en discussion étaient appliquées. Celles-ci concernent en premier lieu le renforcement des politiques de soutien à la rénovation thermique des bâtiments ; le maintien du rythme actuel de développement des énergies renouvelables et le renforcement des mécanismes de marché visant à réduire les émissions de CO₂ à travers le système européen d'échange de certificats d'émissions (ETS).

À l'horizon 2020, le secteur électrique allemand devrait réduire ses émissions de 27 %, correspondant à 50 % du total des réductions d'émissions sur cette période. Cette diminution doit essentiellement provenir :

- du remplacement d'une partie du parc de centrales à charbon par des solutions plus efficaces, comme la cogénération¹⁶ et les centrales à gaz à cycle combiné ;
- du développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité et de chaleur, l'objectif étant de les porter à 40% de la

production d'électricité et à 18 % de la demande en énergie finale d'ici 2020 ;

- d'un effort important sur l'efficacité énergétique, avec une réduction de 18 % de la demande en énergie primaire et une réduction de 10 % de la consommation d'électricité par rapport à 2008. L'efficacité énergétique est une condition majeure pour la réussite de l'objectif climatique allemand. Dans le cas contraire, tout effort de réduction du contenu moyen en CO₂ du kWh électrique risquerait d'être absorbé par une hausse équivalente de la demande.
- Cependant, le véritable défi climatique du tournant énergétique interviendra probablement après 2020, puisque le potentiel de gains supplémentaires d'efficacité dans le parc des centrales fossiles (remplacement du charbon par le gaz et la cogénération) sera réduit et que les réductions d'émissions devront provenir essentiellement d'une diminution de la production d'électricité d'origine fossile (voir partie 4).

4. L'ÉVALUATION DE L'IMPACT MARGINAL DE LA SORTIE DU NUCLÉAIRE

Les observations précédentes présentent l'évolution du système énergétique à court terme en référence aux décisions intervenues après l'accident de Fukushima. Il convient néanmoins de compléter cette analyse par une comparaison entre le scénario d'une sortie du nucléaire jusqu'en 2022 et un scénario alternatif qui prendrait en compte la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires, tel que prévu initialement par le gouvernement allemand en 2010. Cette comparaison permet notamment de définir l'impact marginal entre la décision courante et un scénario de sortie différée et donc de chiffrer de manière abstraite le coût d'opportunité inhérent à la réduction du risque nucléaire.

Plutôt que d'aborder la question de l'impact marginal sous l'aspect économique, la présente partie vise à chiffrer le différentiel entre scénarios en termes d'émissions de CO₂ et d'évolution du parc de centrales fossiles. Une première évaluation théorique de ce différentiel a été réalisée par les auteurs du scénario phare 2010 dans une étude révisée¹⁷ publiée en juillet 2011. Les résultats de cette étude font apparaître des différences considérables entre les deux scénarios étudiés, illustrant le défi supplémentaire qu'apporte l'accélération de la

14. Les émissions totales de GES par habitant (2009) sont de 11 tonnes équivalent CO₂ en Allemagne, contre 8,3 tonnes équivalent CO₂ en France. La comptabilité internationale des émissions de GES ne tient cependant pas compte de la teneur en GES des importations et des exportations de chaque pays, qui conduirait à un rapprochement des deux pays.

15. Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique 2011 : *National Greenhouse Gas Inventory data for the period 1990-2009*.

16 La volonté de développement des centrales à cogénération électricité-chaleur a été réaffirmée récemment par la réforme de la loi cogénération-chaleur, qui définit l'objectif de 25 % de la production d'électricité provenant de centrales à cogénération en 2020.

17. EWI/GWS/Prognos AG (2011) : *Energieszenarien 2011*. Étude commandée par le ministère fédéral de l'Économie et des Technologies. 44 p.

Tableau 2. Différentiel entre le scénario de sortie du nucléaire en 2022 et le scénario de prolongation jusqu'en 2036

	2015	2020	2025	2030
Différentiel production gaz et charbon (TWh)	- 35,1	- 60,4	- 75,1	- 57,7
Différence émissions GES du secteur énergétique (Mt éq CO ₂)	- 28	- 37	- 46	- 33
Réduction des émissions totales liées à la combustion d'énergie (base 1990) – Sortie en 2022	- 30,8 %	- 40,1%	- 50,2 %	- 61,9 %
Réduction des émissions totales liées à la combustion d'énergie (base 1990) – Prolongation	- 33,7 %	- 43,9 %	- 54,9 %	- 65,3 %

Source : EWI/GWS/Prognos, 2011.

sortie du nucléaire dans un *worst case scenario*. Or l'analyse des hypothèses sous-jacentes démontre que l'étude ne prend pas suffisamment en compte la transformation du contexte politique, qui représente pourtant un facteur clé.

4. 1. Un différentiel considérable...

Selon les résultats de cette étude, la production d'électricité d'origine fossile diminuerait fortement dans les deux scénarios. Elle serait néanmoins inférieure de 35 à 75 TWh par an sur la période 2015 à 2030 dans le cas d'une prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires de huit à quatorze années, conduisant également à une augmentation des exportations d'électricité. Les émissions de GES du secteur énergétique (principalement liées à la production d'électricité avec des centrales à charbon et à gaz) seraient réduites de 28 à 46 millions de tonnes équivalent CO₂, ce qui représente entre 3 et 4,6 % des émissions totales de l'Allemagne en 2009 (920 millions de tonnes équivalent CO₂).

Or, dans les deux scénarios, les objectifs nationaux de réduction des émissions de GES devraient être atteints, à condition que des mesures supplémentaires soient mises en place pour favoriser le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (Matthes, 2011). Au niveau politique, il faut tenir compte du fait que l'objectif national de réduction des GES a été défini dès 2007, avant le débat autour d'un possible retardement de la sortie du nucléaire, et qu'il tient donc compte du calendrier de sortie défini en 2002. Le différentiel observé dans l'étude précitée correspond par conséquent à l'hypothèse d'un dépassement supplémentaire des objectifs fixés pour 2020 et 2030 (- 40 % et - 60 % respectivement).

4. 2. ...ou une question de méthode ?

Bien que donnant une première indication utile, ces résultats sont néanmoins à prendre avec

précaution en raison des hypothèses sous-jacentes à la modélisation. Les auteurs considèrent en effet que le développement des énergies renouvelables et l'application des mesures de maîtrise de la demande énergétique suivent des trajectoires identiques dans les deux scénarios de sortie du nucléaire en 2022 et de prolongation jusqu'en 2036. Or une telle modélisation *ceterisparibus* risque de ne pas suffisamment intégrer la dimension politique et l'évolution des contraintes systémiques. Il paraît en effet incertain que l'Allemagne poursuive un effort de développement des énergies renouvelables et de renforcement de l'efficacité énergétique aussi rigoureux en l'absence de contraintes fortes telles qu'elles se présentent actuellement avec l'arrêt de huit réacteurs et la perspective d'une sortie définitive du nucléaire en dix ans. À l'inverse, il est fort probable que les décisions intervenues après l'accident de Fukushima et le consensus politique qu'elles ont fait émerger autour du projet de transition énergétique jouent un rôle de déclencheur politique important, favorisant la mise en œuvre rapide de solutions alternatives pour atteindre les objectifs fixés.

À ce titre, l'hypothèse d'un effet de substitution exclusif entre combustibles fossiles et nucléaire telle que formulée dans l'étude peut être remise en question, puisqu'elle ne tient pas compte de la modification des contraintes extérieures, notamment de l'ETS. Le plan national d'allocation de certificats pour la deuxième phase de l'ETS (2008-2012) est fondé sur le scénario de sortie du nucléaire de 2002, qui n'intègre ni l'hypothèse d'une prolongation, ni la décision de fermer immédiatement huit réacteurs en 2011. Or la contrainte extérieure pesant sur le système électrique diverge considérablement entre ces deux scénarios.

La prolongation des centrales nucléaires produirait un desserrement de la contrainte carbone en libérant une marge d'action supplémentaire pour les opérateurs de centrales à charbon. En modifiant le signal prix du marché carbone, l'effet d'une prolongation du nucléaire pourrait être doublement pénalisant. D'une part, il risque de diminuer l'incitation à développer les énergies renouvelables

et, d'autre part, il pourrait favoriser de nouveaux investissements dans les centrales fossiles, ce qui produirait un effet de *lock-in* technologique important pour l'après-nucléaire.

Le même constat s'applique à la politique de maîtrise de la demande énergétique. La contrainte que l'Allemagne s'est imposée vis-à-vis de sa sécurité d'approvisionnement produit une incitation forte à poursuivre une politique vigoureuse d'efficacité énergétique, que ce soit pour l'électricité ou pour la chaleur. Si les émissions du secteur électrique diminuaient moins rapidement en raison de la compensation du nucléaire à court terme, l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES dépendrait encore davantage de la réduction des émissions dans d'autres secteurs, notamment les secteurs résidentiel et tertiaire, comme en témoigne le renforcement des politiques de soutien à la rénovation thermique actuellement mises en œuvre.

Enfin, l'étude en question traite également de la question du surcoût de la sortie « accélérée » du nucléaire. Évalué à 16,4 milliards d'euros sur la période 2010-2030, celui-ci reste au final peu élevé, malgré des hypothèses discutables. En actualisant le coût sur cette période et en le rapportant à la production d'électricité, ce surcoût (0,18 cents d'euro par kWh) serait de l'ordre de 0,7 % pour un prix moyen du kWh de 25 centimes.¹⁸

5. L'IMPACT SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME

Au-delà de l'urgence suscitée par la nécessité de compenser la fermeture de 40 % des capacités nucléaires allemandes à court terme, les décisions intervenues après Fukushima sont susceptibles de modifier sensiblement la mise en œuvre du tournant énergétique à plus long terme. En admettant que les choix de politique énergétique suivent une logique de long terme, et que les décisions d'aujourd'hui auront un effet structurant à l'horizon de trois à quatre décennies, on s'aperçoit que la dynamique politique des prochaines années sera décisive pour la réussite du tournant énergétique jusqu'en 2050. Au-delà de la question du nucléaire, il faudrait par conséquent que la fenêtre d'opportunité qui s'est ouverte depuis Fukushima, et le consensus transpartisan qui a suivi, servent à émettre un signal politique fort pour s'attaquer au

plus grand défi du tournant énergétique : la décarbonisation du secteur énergétique allemand.

5. 1. Au-delà de la sortie du nucléaire : la restructuration du système électrique

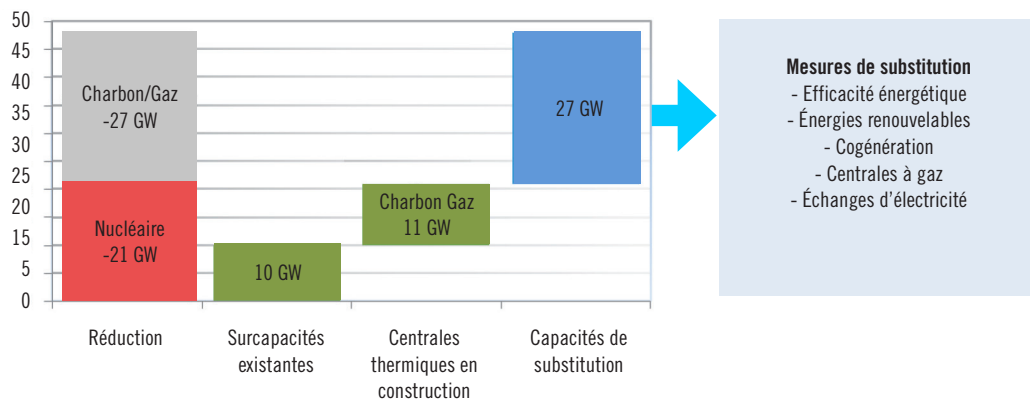
Malgré son effet considérable à court terme, la sortie du nucléaire reste finalement un élément de second rang dans le projet de transition énergétique, le défi principal étant de toute évidence de réduire considérablement l'apport des énergies fossiles dans tous les secteurs. Considérant la part actuelle des énergies fossiles dans la production d'électricité (57 % en 2010), on se rend compte de l'ampleur de la transformation nécessaire pour aboutir à la décarbonisation du secteur électrique. Au total, la production des centrales thermiques (nucléaire et fossiles) atteint même 77 % (2010), représentant un effort équivalent à une sortie du nucléaire en France.

Le graphique 6 illustre le double défi entre sortie du nucléaire et réduction des énergies fossiles : jusqu'en 2025, l'ensemble des centrales nucléaires (dix-sept réacteurs, dont neuf actuellement en fonctionnement) ainsi que 27 GW de centrales thermiques anciennes seront mis à l'arrêt (FES, 2011). Au total, ce sont donc jusqu'à 48 GW de puissance qu'il faudra remplacer à moyen terme, en agissant à la fois sur l'offre par le biais de nouvelles centrales (énergies renouvelables, centrales à gaz et cogénération) et sur la demande à travers l'efficacité énergétique et la gestion de la demande. À l'horizon 2050, l'objectif de décarbonisation du secteur électrique implique en outre une réduction de la production ex-charbon de 43 GW (- 80 %) en puissance et de 280 TWh (- 95 %) en production, alors que celle-ci fournit actuellement l'essentiel de la production d'électricité en base (graphique 7). Le défi est de taille, mais permet aussi d'observer que la politique énergétique allemande se situe bien au point que les politologues désignent comme une *critical juncture*, une situation critique qui ouvre le champ à un changement majeur de paradigme.¹⁹

Dans le domaine de l'efficacité énergétique, une meilleure gestion de la demande devrait notamment permettre de réduire la puissance de pointe de 4 à 5 GW d'ici 2025 (BMU, 2010). Les énergies renouvelables devront doubler d'ici 2020 pour atteindre une puissance installée de 112 GW en 2020

18. En appliquant un taux d'actualisation de 3 %, et en les rapportant à une production d'électricité annuelle de 620 TWh, les 16,4 milliards d'euros correspondent à un surcoût de 0,18 centimes d'euros par kWh sur les vingt prochaines années.

19. Sur la notion des situations critiques et de l'analyse du changement politique voir : Palier B. / Surel Y. et al. , 2010 : *Quand les politiques changent : temporalités et niveaux d'action publique*. Sur l'étude des changements de paradigme dans la politique énergétique, voir le chapitre d'Aurélien Evrard dans l'ouvrage précité.

Graphique 6. Évolution du parc de production en base en Allemagne à l'horizon 2025

Source : EES 2011

(185 GW en 2050). Les objectifs de réduction des GES impliquent que la construction de nouvelles centrales thermiques se limite aux solutions les plus efficaces, à savoir des centrales à gaz en cycle combiné et à cogénération. Au-delà des centrales à charbon actuellement en construction, aucune nouvelle centrale ne devrait être construite. Enfin, les échanges d'électricité intra-européens joueront un rôle de plus en plus important pour équilibrer les flux d'électricité renouvelable, sans toutefois altérer le solde net des échanges.²⁰

5. 2. La « sortie du charbon » : le vrai défi du tournant énergétique allemand

Concernant la question des centrales à charbon, on peut se demander si la politique énergétique actuelle fournit une impulsion assez forte pour engager la restructuration du parc de production à moyen terme. Tout en réaffirmant leur soutien aux objectifs nationaux de réduction des émissions de CO₂, les acteurs de la politique énergétique allemande ont ainsi de plus en plus recours à l'argument selon lequel l'ETS représente dans tous les cas un garde-fou suffisant pour endiguer une éventuelle hausse des émissions du secteur électrique allemand. Or, face à un prix des certificats d'émissions relativement bas (et au final peu influencé par les décisions post-Fukushima), le gouvernement allemand tarde à envoyer les signaux politiques qui pourraient effectivement

réduire la part du charbon dans le mix électrique. Compte tenu de la durée de vie de ces centrales (quarante ans) et des objectifs de diminution du parc thermique, les 10 GW de centrales à charbon actuellement en construction ou à un stade avancé de planification risquent de produire un effet de *lock-in* technologique important et un obstacle supplémentaire vis-à-vis des objectifs de réduction des émissions après 2020.

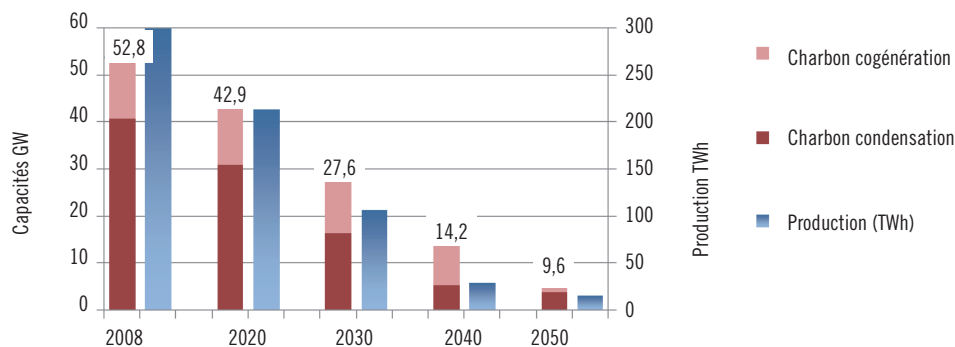
Après cette échéance, il sera effectivement difficile de réduire les émissions du secteur électrique à travers des gains d'efficacité (remplacement des centrales vétustes, substitution du charbon par le gaz, cogénération), et la réalisation des objectifs fixés pour 2030 et 2050 impliquera une forte diminution de la production d'électricité ex-charbon. Or, en tenant compte des 10 GW de centrales à charbon actuellement prévues ou en construction, il sera difficile d'atteindre une baisse en puissance de - 25 GW jusqu'en 2030, si seulement 27 GW d'anciennes centrales sont mises à l'arrêt. Le risque de *lock-in* est également renforcé par le fait que la baisse devra être encore plus rapide au niveau de la production d'électricité à partir du charbon, ce qui susciterait une forte opposition de la part des opérateurs de nouvelles centrales, qui ne pourront être amorties qu'avec un fonctionnement en base et un taux de charge élevé.

Ce constat est renforcé par l'incertitude sur la faisabilité des technologies de captage et de séquestration du carbone (CCS), faiblement soutenues politiquement, comme en témoigne le rejet par le *Bundesrat* d'une loi sur les projets d'expérimentation de technologies CCS.

Sur ce point, le concept énergétique allemand gagnerait à opérer une différenciation plus marquée en faveur des centrales à gaz, ces dernières étant de toute évidence plus compatibles avec les

20. En attendant la mise en œuvre des solutions de stockage de l'électricité excédentaire sous forme d'hydrogène ou de gaz de synthèse, les réservoirs de pompage dans les pays scandinaves pourront offrir une solution transitoire, dans la limite des capacités d'interconnexion.

Graphique 7. Objectifs de réduction de la part du charbon dans le mix électrique allemand



Source : IDDRI à partir de données BMU (2010)

objectifs du tournant énergétique. Vis-à-vis des centrales à charbon, elles disposent d'avantages en termes de niveau d'émissions, de structure des coûts (investissement initial faible) et de flexibilité vis-à-vis d'une production renouvelable intermittente. À moyen terme, ces centrales bénéficieront en outre d'un combustible local et décarboné, produit par la méthanisation (biogaz) ou les solutions de stockage du surplus d'électricité renouvelable sous forme d'hydrogène (mélangé au gaz naturel) et de gaz de synthèse (méthanation). Enfin, les centrales à gaz de taille réduite s'inscrivent davantage dans une logique territoriale et contribuent à la décentralisation des systèmes énergétiques et au renforcement des régions communales. Ces dernières étant, avec les citoyens, l'un des acteurs majeurs du développement des énergies renouvelables en Allemagne.

CONCLUSION

Cet article s'est attaché à resituer l'évolution de la politique allemande de sortie du nucléaire au sein de la dynamique plus large du tournant énergétique, en opérant une différenciation entre les impacts à court et long terme. Ce faisant, on s'aperçoit que plutôt que d'opérer un renversement total, les décisions de 2011 s'inscrivent dans le contexte du basculement observé depuis 1998, marquant de fait la fin du conflit autour de la politique nucléaire allemande. Tout en représentant une contrainte systémique forte à court terme, la décision de sortie du nucléaire joue ainsi un rôle clé en tant que catalyseur des orientations politiques qui s'avèreront structurantes sur les prochaines décennies.

Dans un premier temps, l'analyse a permis d'observer qu'à très court terme, la baisse de la production d'électricité d'origine nucléaire a été

compensée par une augmentation significative de la production renouvelable, une réduction des exportations d'électricité et une baisse de la consommation d'électricité. Ces résultats ne permettent pas d'assurer que l'Allemagne réussira sa sortie du nucléaire sans recourir davantage aux énergies fossiles et sans augmenter ses importations d'électricité. Ils permettent toutefois d'apprécier la faisabilité d'une telle trajectoire, qui dépend avant tout de la volonté politique mise en œuvre. La décision de fermer près de la moitié de ses capacités nucléaires en quelques jours a permis de mettre à l'épreuve la politique d'expansion des renouvelables poursuivie depuis 2000 et de confirmer les orientations politiques du *Energiekonzept*.²¹

La question de l'impact marginal de la sortie du nucléaire dite « accélérée » a fait l'objet d'une deuxième partie à travers la comparaison avec un scénario de prolongation tel qu'il avait été proposé en 2010. Loin de représenter une donnée intangible, il apparaît que l'estimation du coût d'opportunité de la réduction du risque nucléaire dépend fortement des hypothèses prises pour la modélisation. La prolongation des actifs nucléaires permettrait ainsi de réduire la production d'origine fossile et de limiter la hausse des coûts. Or une telle modélisation statique néglige la dynamique politique générée après l'accident de Fukushima. Les décisions de juin 2011 marquent ainsi la fin de plus de quarante ans de conflits politiques autour de l'énergie nucléaire et ouvrent sur les objectifs à long terme de la transition énergétique. Bien qu'il soit impossible d'évaluer la valeur réelle du consensus existant depuis les événements de

21. On peut noter à ce titre que la production d'électricité d'origine renouvelable (20 %, 122 TWh) a dépassé en 2011 pour la première fois la production d'origine nucléaire (17,7 %, 108,5 TWh) pour devenir la deuxième source du mix électrique allemand.

Fukushima, on peut estimer que ses retombées en matière d'efficacité politique dépasseront le coût marginal des décisions de court terme. Ce constat est renforcé par le fait que les décisions actuelles auront un effet structurant sur les prochaines décennies et que le délai qu'aurait pu apporter la prolongation du nucléaire restreint considérablement la fenêtre d'opportunité pour la réalisation des objectifs à l'horizon 2050.

À plus long terme, la sortie du nucléaire apparaît comme une étape intermédiaire clé de la transformation du paradigme énergétique allemand. Or le véritable défi du tournant énergétique interviendra après 2020, quand il s'agira de remplacer la production d'énergie à partir de combustibles fossiles et de prouver la faisabilité d'un mix énergétique comportant une part prépondérante d'énergies renouvelables. Au-delà de la nécessité du développement quantitatif des énergies renouvelables et d'une position plus ferme vis-à-vis de la diminution des énergies fossiles, l'incertitude porte sur le développement qualitatif, à savoir les innovations nécessaires en matière d'adéquation entre l'offre et la demande d'énergie. Ceci inclut les infrastructures réseaux, les solutions de stockage de l'énergie, l'efficacité et la gestion de la demande énergétique.

S'agissant d'un processus d'apprentissage et d'un pari sur l'avenir, il n'est donc pas à exclure que le modèle allemand connaisse des difficultés qui n'ont pas été prises en compte jusque-là. La meilleure manière de les surmonter réside sans doute dans les complémentarités à l'échelle européenne, ce qui suppose une coopération renforcée dans le domaine de l'énergie. Cela implique une meilleure coordination des politiques nationales, le renforcement des infrastructures réseaux, et une réflexion commune sur la cohésion des mécanismes d'ajustement et d'équilibre offre-demande à l'échelle européenne. Il est certain que l'Allemagne ne pourra pas mettre en œuvre son projet énergétique sans l'appui des pays voisins, qui

compensent d'ores et déjà la fragilité des infrastructures allemandes.²²

De la même manière, l'Allemagne ne fait pas figure de cavalier solitaire dans le paysage énergétique européen, et les orientations de son projet énergétique suivent en grande partie le projet de la feuille de route 2050 de l'Union européenne²³, en ce qui concerne l'effort d'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et la décarbonisation du secteur énergétique. Le retour d'expérience du tournant allemand permettra donc à d'autres pays d'éviter certaines erreurs et de mettre en lumière les facteurs clés de la réussite d'une transition énergétique européenne.

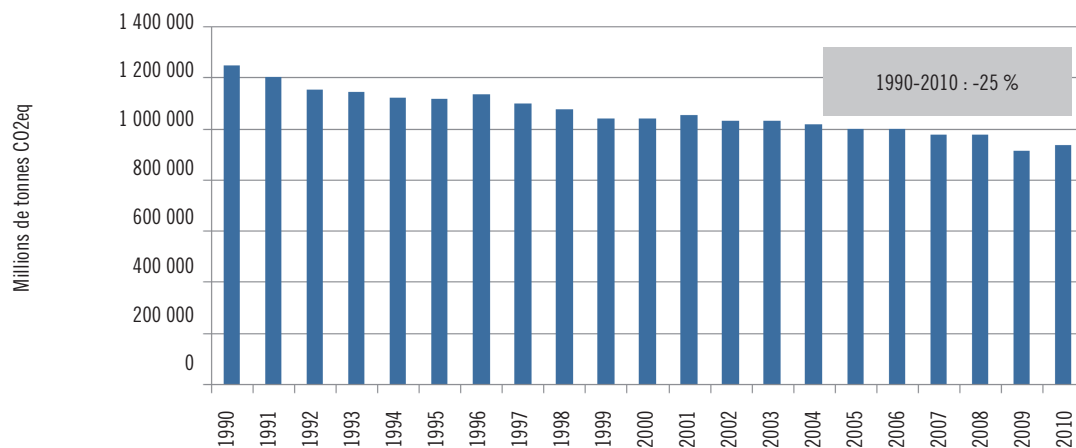
Enfin, le choix opéré par l'Allemagne représente un pari d'avenir sur le plan économique. En faisant abstraction du coût du risque, la sortie du nucléaire comporte un coût financier certain, tout aussi bien que les mesures d'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables, comme en témoignent les prix de l'électricité parmi les plus chers d'Europe. Or le tournant énergétique s'appuie sur les bénéfices à long terme, qui peuvent être d'ordre économique (réduction de la facture énergétique, amélioration de l'indépendance énergétique, création de chaînes de valeur locales), d'ordre environnemental (réduction des risques), mais aussi d'ordre politique, avec l'ambition d'une décentralisation et de la réappropriation citoyenne du système énergétique. Face à ces bénéfices incertains, le coût d'une politique du laisser-faire reste quant à lui une certitude. ■

22. Les échanges d'électricité avec la France, la Pologne, l'Autriche et les pays scandinaves suivent de plus en plus une trajectoire définie par les fluctuations de la production renouvelable, absorbant ainsi une partie des tensions sur le réseau qu'elle génère.

23 Commission européenne, COM(2011)885/2 : *EnergyRoadmap 2050*.

ANNEXES

Graphique 8. Émissions de gaz à effet de serre en Allemagne, 1990-2010



Source : Umweltbundesamt, 2011.

Tableau 3. Production d'électricité en Allemagne par sources

	2010		2011		Variation
	TWh	Part	TWh	Part	
Lignite	145,9	23,2%	153	24,9%	4,9%
Houille	117	18,6%	114,5	18,6%	-2,1%
Gaz	86,8	13,8%	84	13,7%	-3,2%
Fioul	8,4	1,3%	7	1,1%	-16,7%
Nucléaire	140,5	22,4%	108	17,6%	-23,1%
Renouvelables	104,4	16,4%	122	19,9%	18,7%
Autres	26,7	4,3%	26	4,2%	-2,6%
Total	628,1	100%	614,5	100%	-2,2%

Source : Données AGEB 2012

Tableau 4. Évolution de la production d'électricité et des capacités renouvelables en Allemagne

	Production (TWh)		Puissance installée (MW)	
	2010	2011	en 2011	Total
Eolien	37,8	46,5	1 866	29 075
Photovoltaïque	11,7	19	7 500	24 820
Hydro	21	19,5	6	4 401
Biomasse	29,1	32	465	5 479
Part renouvelable déchets	4,8	5	50	1 700
Total	104,4	122	9 887	65 475

Source : Données AGEB et BMU 2012

L'impact de la décision post-Fukushima sur le tournant énergétique allemand

Andreas Rudinger (Iddri)

IDDRI'S PUBLICATIONS

- "L'énergie en Allemagne et en France - Une comparaison instructive", *Les Cahiers de Global Chance* N°30/2011, Global Chance/Iddri.
- T. Spencer, C. Marcy, M. Colombier, E. Guérin (2011), "Decarbonizing the EU Power Sector Policy Approaches in the Light of Current Trends and Long-term Trajectories", Iddri, *Working Papers* N°13/11.
- E. Guérin, T. Spencer (2011), "Strengthening the European Union Climate and Energy Package - To build a low carbon, competitive and energy secure European Union", Iddri, *Studies* N°04/11.
- E. Guérin, W. Wang (2012), "Mitigation targets and actions in China up to 2020", Iddri, *Working Papers* N°01/12.
- E. Bellevrat (2011), "Climate policies in China and India: planning, implementation and linkages with international negotiations", Iddri, *Working Papers* N°20/11.
- M. Chepurina (2012), "What's behind Russia's climate policy? Small steps towards an intrinsic interest", Iddri, *Working Papers* N°03/12.
- E. Guérin, C. Serre, A. Ochs (2011), "United States climate policy: What's next? EPA regulations as an alternative pathway to comprehensive federal action?", Iddri, *Working Papers* N°15/11.

Publications disponibles en ligne sur : www.iddri.org

Institut de recherche sur les politiques, l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) a pour objectif d'élaborer et de partager des clés d'analyse et de compréhension des enjeux stratégiques du développement durable dans une perspective mondiale. Basé à Paris et Bruxelles, l'Iddri accompagne les différents acteurs dans la réflexion sur la gouvernance mondiale des grands problèmes collectifs que sont la lutte contre le changement climatique, la protection de la biodiversité, la sécurité alimentaire ou l'urbanisation et participe aux travaux sur la redéfinition des trajectoires de développement.

L'Iddri porte une attention toute particulière au développement de réseaux et de partenariats avec les pays émergents et les pays les plus exposés aux risques, de façon à mieux appréhender et partager différentes visions du développement durable et de la gouvernance. Afin de mener à bien son action, l'Iddri s'insère dans un réseau de partenaires issus des secteurs privé, académique, associatif ou public, en France, en Europe et dans le monde.

Institut indépendant, l'Iddri mobilise les moyens et les compétences pour diffuser les idées et les recherches scientifiques les plus pertinentes en amont des négociations et des décisions.

Ses travaux sont structurés transversalement autour de cinq programmes thématiques : gouvernance, climat, biodiversité, fabrique urbaine et agriculture. L'Iddri publie trois collections propres : les *Working papers* permettent de diffuser dans des délais brefs des textes sous la responsabilité de leurs auteurs ; les *Policy briefs* font le point sur des questions scientifiques ou en discussion dans les forums internationaux et dressent un état des controverses ; enfin, les *Studies* s'attachent à approfondir une problématique. L'Iddri développe en outre des partenariats scientifiques et éditoriaux, notamment dans le cadre de la publication de *Regards sur la Terre*, fruit d'une collaboration avec l'Agence française de développement, The Energy and Resources Institute et Armand Colin.

Pour en savoir plus sur les publications et les activités de l'Iddri, visitez www.iddri.org