
La sortie du nucléaire en Allemagne : scénarios de politique énergétique

**Brigitte Knopf
Hendrik Kondziella
Michael Pahle
Mario Götz
Thomas Bruckner
Ottmar Edenhofer**

Février 2012

Comité d'études des relations franco-allemandes



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 des auteurs.*

Cette note est tirée d'une étude du Potsdam-Institute for Climate Impact Research (PIK) et de l'université de Leipzig (IIRM) par ordre de la Fondation Friedrich Ebert. Elle a été publiée initialement en allemand sous le titre *Der Einstieg in den Ausstieg. Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland*, WISO Diskurs, Abt. Wirtschafts- und Sozialpolitik, Friedrich-Ebert-Stiftung, Berlin, 2011, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/08340.pdf>.

Cette « Note du Cerfa » est publiée dans le cadre du « Dialogue d'avenir franco-allemand », un projet mené en coopération par le Comité d'études des relations franco-allemandes de l'Institut français des relations internationales, la Deutsche Gesellschaft für Auswärtige Politik et la

Robert Bosch Stiftung

Les activités de recherche, de secrétariat de rédaction et de publication du Cerfa bénéficient du soutien de la Direction de la prospective du ministère des Affaires étrangères et européennes et du Frankreich-Referat de l'Auswärtiges Amt.



Auswärtiges Amt

Directeurs de collection : Yann-Sven Rittelmeyer, Hans Stark

Traduction : Thomas Vitasse

ISBN : 978-2-86592-997-9

© 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

Auteurs

Brigitte Knopf dirige le groupe de travail sur les scénarios de lutte contre le réchauffement climatique au Potsdam-Institute for Climate Impact Research (PIK). Ses domaines de recherche portent sur l'Europe et sur l'Allemagne.

Hendrik Kondziella est chercheur à l'Institut pour la gestion des infrastructures et des ressources de l'université de Leipzig. Il est spécialisé dans la modélisation du marché de l'électricité.

Michael Pahle est chercheur au PIK. Il s'intéresse plus particulièrement aux investissements sur le marché de l'électricité.

Mario Götz est chercheur à l'Institut pour la gestion des infrastructures et des ressources de l'université de Leipzig. Il est spécialisé dans la modélisation du marché de l'électricité.

Thomas Bruckner est titulaire de la chaire Vattenfall Europe, professeur en gestion et durabilité de l'énergie au département des sciences économiques de l'université de Leipzig. Il est également directeur général de l'Institut pour la gestion des infrastructures et des ressources (IIRM) de l'université de Leipzig.

Ottmar Edenhofer est directeur adjoint du PIK, coprésident du groupe de travail III au Conseil mondial sur le climat GIEC et professeur en économie du changement climatique à la TU Berlin.

La Fondation Friedrich Ebert (Friedrich-Ebert-Stiftung, FES) est une fondation politique allemande à but non lucratif qui mène des activités en Allemagne et à l'étranger. Proche des idées et des valeurs sociaux-démocrates, elle est une institution indépendante qui publie des études en sciences historiques, politiques et sociales.

Résumé

Au-delà des enjeux politiques, la sortie du nucléaire décidée en 2011 par le gouvernement fédéral allemand a d'importantes conséquences sur l'économie et la politique énergétique. Cette étude analyse différents scénarios de transition énergétique et examine les conséquences en termes de besoin d'énergie, de prix de l'électricité ainsi que d'émissions de CO₂. Indépendamment du développement des énergies renouvelables, les différents effets des centrales au gaz et au charbon en remplacement de l'énergie nucléaire ont été calculés puis comparés et d'autres scénarios possibles ont été explorés.

L'étude montre que cette sortie du nucléaire n'a de conséquences sur le prix de l'électricité pour les ménages que dans une très faible mesure. De la même manière, la compétitivité économique ne court aucun danger majeur étant donné que les prix de l'électricité pour l'industrie et les clients du marché de gros n'augmenteraient que temporairement. Toutefois, il est possible que les émissions de CO₂ du secteur allemand de l'électricité connaissent une augmentation en fonction de la date de sortie. De plus, outre le développement des énergies renouvelables, il est également nécessaire de construire de nouvelles centrales à combustible fossile, voire de prolonger la durée de vie d'installations plus anciennes pour garantir la sécurité de l'approvisionnement.

Des propositions en termes de gouvernance sont également formulées. L'harmonisation au niveau européen de la politique de soutien aux énergies renouvelables et l'intégration de nouveaux secteurs dans le système européen d'échange de droits d'émissions sont préconisées. De même, la création en Allemagne d'un conseil permanent pour la politique énergétique et climatique s'avérerait utile aussi bien pour les décideurs politiques que pour l'information du public et donc la légitimation des décisions prises.

Table des matières

INTRODUCTION	5
RESULTATS DES MODELES	7
Besoin supplémentaire en centrales à combustible fossile	7
Prix de l'électricité	9
<i>Comparaison du gaz et du charbon pour la construction de centrales.....</i>	<i>11</i>
<i>Prix de l'électricité pour les particuliers</i>	<i>12</i>
<i>Prix de l'électricité pour les clients industriels à forte consommation d'énergie</i>	<i>13</i>
Émissions de CO₂	13
Sensibilité et robustesse des résultats	14
EXIGENCES EN MATIERE DE GOUVERNANCE	17
Développement du réseau	17
Nécessité d'une politique européenne de l'énergie et du climat coordonnée	18
Transparence et suivi scientifique	20

Avant-propos*

À la suite de l'accident de réacteur survenu à Fukushima, le gouvernement allemand a décidé au cours de l'été 2011 de fermer définitivement avant 2022 toutes les centrales nucléaires en Allemagne. Ce n'est pas la première fois qu'une telle décision est prise en Allemagne. Déjà en 2002, le gouvernement de l'époque, auquel participaient les sociaux-démocrates et les écologistes, avait fait voter la sortie du nucléaire dans le cadre de ce que l'on appelait le « Consensus de l'Atome », fruit de négociations avec les fournisseurs d'énergie. Sachant que les centrales nucléaires ont une durée de vie de 32 ans, il était prévu de sortir du nucléaire vers 2021. Le système européen d'échange des droits d'émission, qui est chargé de définir une limite des émissions de CO₂ générées par la production d'électricité à partir de combustible fossile, avait été créé en 2005 en connaissance du contexte de sortie du nucléaire en Allemagne.

En 2009, les chrétiens-démocrates et les libéraux sont arrivés au pouvoir avec un programme électoral prévoyant de revenir sur ce compromis de l'atome et avec la volonté de prolonger l'utilisation des centrales nucléaires. Cette volonté s'est concrétisée en octobre 2010 avec une modification de la loi de sortie qui prolongeait la durée de vie des centrales nucléaires et repoussait donc la date de sortie définitive jusqu'en 2038. Les événements de Fukushima ont cependant amené la chancelière allemande Angela Merkel à réagir rapidement par la décision en mars 2011 d'un moratoire de trois mois pour huit centrales nucléaires, dans un premier temps. Entre mars et juin 2011, de nombreux débats sur la date de sortie du nucléaire ont animé la politique allemande : les discussions portaient sur des sorties en 2015, 2017 ou 2022. Une Commission d'éthique a été créée par le gouvernement pour examiner en détail les bases de décision et leurs conséquences dans la perspective du maintien de la sécurité de l'approvisionnement. La présente étude est survenue à cette période. Commandée par la Fondation Friedrich Ebert afin d'explorer plusieurs scénarios de sortie, elle a été achevée en juin 2011. Fin juin 2011, le sort de l'atome en Allemagne est définitivement scellé et la sortie de l'énergie nucléaire fixée pour l'année 2022. Le gouvernement est ainsi revenu à la décision qui avait déjà été prise en 2002.

* Nous tenons à remercier Eva Schmid et Christian Flachsland pour la valeur de leurs nombreuses indications et Dorothe IIskens pour le développement administratif du projet.

Introduction

L'accident de réacteur survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima à la suite du tremblement de terre du 11 mars 2011 a déclenché en Allemagne un débat sur l'avenir de l'énergie nucléaire qui, par sa pertinence et sa portée, a largement dépassé les discussions des dernières années. La Commission d'éthique a considéré dans son rapport final de mai 2011 qu'une sortie du nucléaire était possible avant dix ans. En juin 2011, le projet de loi envisageait un arrêt définitif de la dernière centrale pour 2022.

La date exacte de sortie du nucléaire constitue un important devoir politique et sociétal portant sur le long terme, car elle implique des décisions sur l'orientation que prendra l'approvisionnement en énergie de l'Allemagne. Dans cette optique, la discussion ne doit en aucun cas se concentrer exclusivement sur la sortie du nucléaire. Tous les aspects systémiques de l'approvisionnement en énergie doivent être pris en considération. Plusieurs chemins s'offrent à l'Allemagne pour préserver à l'avenir la sécurité de son approvisionnement en énergie. Le débat sur la transition énergétique à venir peut donc profiter de la comparaison et de l'évaluation des différentes voies possibles dans le cadre d'une étude ouverte.

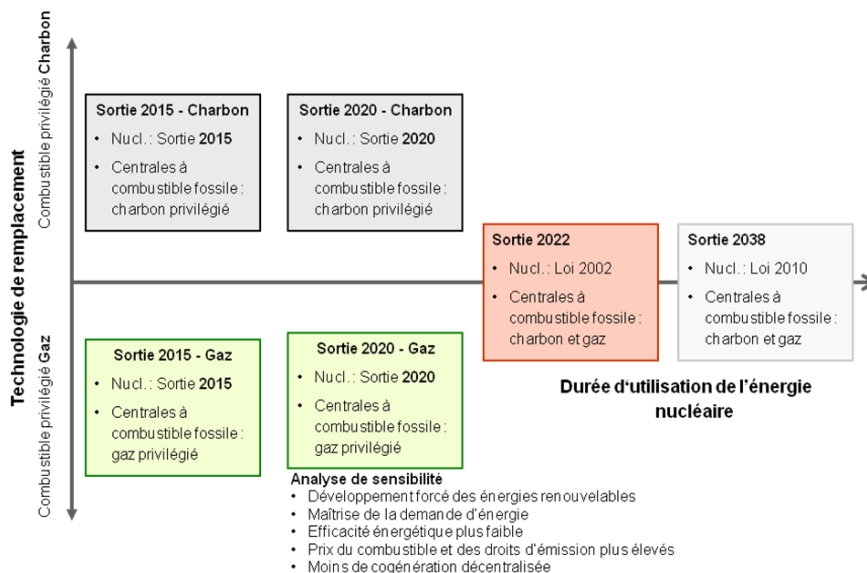
Dans le contexte des débats publics actuels et de l'exploration des différents chemins menant à la transition énergétique, la présente étude aborde les questions suivantes :

- Comment les prix de l'électricité évoluent-ils en cas de sortie du nucléaire ? Quels effets les prix de l'électricité ont-ils sur les différents groupes de consommateurs et quelles sont les implications pour l'acceptation sociale de la transition énergétique ?
- Quelles solutions sont disponibles pour remplacer l'énergie nucléaire et comment peuvent-elles être évaluées économiquement et écologiquement ?
- Quels conflits d'objectifs de politique énergétique et climatique peuvent apparaître dans chacun des scénarios ?
- Quand peut être achevée au plus vite la sortie du nucléaire en Allemagne ? Quelles en sont les conditions implicites ? Comment garantir la sécurité de l'approvisionnement ?
- Indépendamment du choix de la date de sortie, quels défis doivent être relevés en matière de transition énergétique ? Comment préserver la pérennité des objectifs de lutte contre le

réchauffement climatique ? Quelles sont les perspectives dans le contexte européen ?

Les quatre premières questions trouvent leurs réponses dans un modèle, alors que le contexte européen ainsi que les défis et possibilités d'une politique stable et durable font l'objet de discussions complémentaires. L'étude constitue ainsi un premier pas vers une exploration systématique des différentes voies pouvant être suivies par le secteur de l'électricité. À l'aide du modèle du marché de l'électricité MICOES¹, l'évolution du prix de l'électricité et des émissions de CO₂ sont analysées pour une série de scénarios de sortie du nucléaire (sorties en 2015, 2020, 2022 et 2038) dans le contexte de diverses options de substitutions (par exemple une préférence pour les centrales au charbon ou au gaz). La robustesse de ces solutions est testée à l'aide d'analyses de sensibilité dans lesquelles les hypothèses individuelles sont modifiées. De nombreux scénarios possibles sont ainsi examinés : par exemple, l'influence de la maîtrise de la demande d'énergie et l'échec de mesures d'efficacité sont analysés afin d'apprécier la pertinence des mesures d'efficacité énergétique. Par ailleurs sont également considérées diverses voies de développement de la cogénération décentralisée ainsi que de plus fortes hausses des prix du combustible et des droits d'émission de CO₂. De plus, un modèle envisage un développement plus soutenu des énergies renouvelables. La figure 1 donne une vue d'ensemble des différents scénarios. L'étude offre ensuite une description explicite des conditions essentielles associées à chacune des voies, puis présente les possibles conflits d'objectifs et identifie les champs d'action.

Figure 1 : Définition des scénarios



¹ Mixed Integer Cost Optimization Energy System.

Résultats des modèles

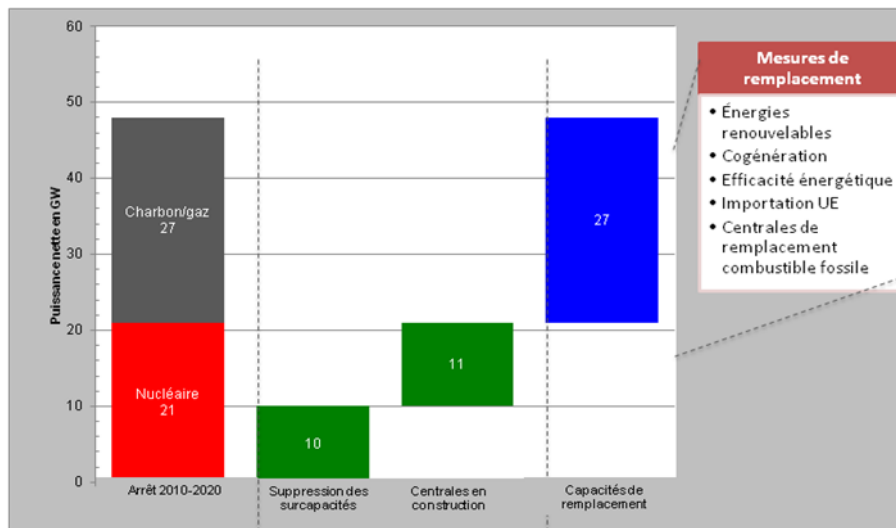
Besoin supplémentaire en centrales à combustible fossile

En cas de sortie complète du nucléaire, il faudra remplacer une puissance nette de 21 gigawatts (GW). Actuellement, environ 10 GW de puissance se trouvent hors service en raison du moratoire et de révisions en attente dans les centrales. L'arrêt à court terme d'un nombre considérable de centrales nucléaires a été compensé sur le marché de l'électricité par la suppression de surcapacités ainsi que par la baisse des exportations nettes d'électricité. De plus, il existe, selon l'Association fédérale allemande des secteurs de l'énergie et de l'eau (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW, 2011), toute une série de centrales à combustible fossile en construction qui délivreront une capacité d'environ 11 GW (dont environ 10 GW par la filière charbon²) à l'échéance 2015 et qui ont pu être prises en considération dans le cadre de l'analyse modélisée. La capacité des centrales nucléaires peut ainsi déjà être entièrement remplacée avant 2015. Par ailleurs, il est également prévu d'arrêter avant 2015 la production d'anciennes centrales à combustible fossile pour une puissance de 14 GW. Avant 2020, une capacité supplémentaire de 13 GW doit être mise hors service dans le secteur de l'énergie fossile. Ainsi, en plus de la sortie du nucléaire, une capacité totale de 27 GW de centrales à combustible fossile doit être remplacée (voir figure 2).

Parmi les options permettant de combler les déficits de production figurent – comme décrit plus loin – l'extension des énergies renouvelables ainsi que de la cogénération (centralisée et décentralisée), la réduction de la demande d'électricité par la hausse de l'efficacité énergétique, l'importation (actuellement très limitée) d'électricité d'autres pays européens, mais aussi la construction de nouvelles centrales à combustible fossile ou la rénovation d'anciennes installations à combustible fossile.

² La centrale au charbon Datteln 4 n'a pas été incluse dans les calculs car sa mise en service est très incertaine en l'état actuel des choses.

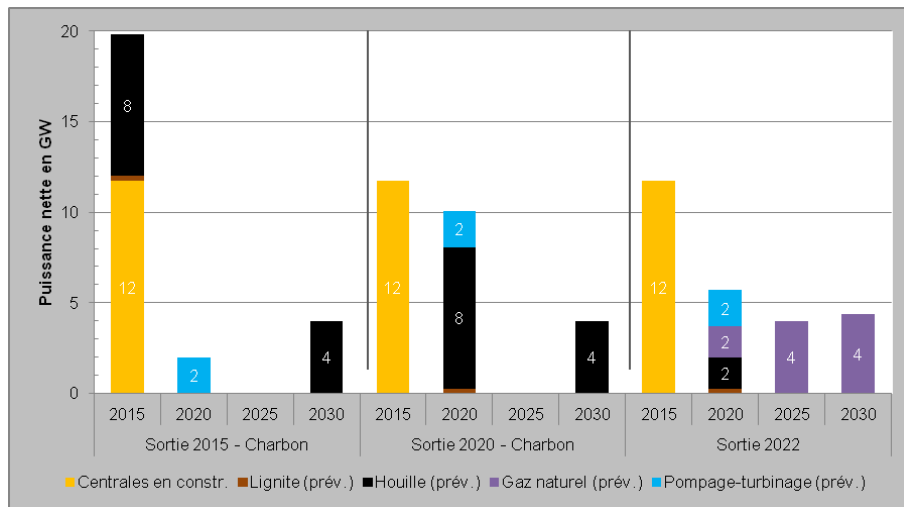
Figure 2 : Besoins de remplacement à la suite de l'arrêt de capacités conventionnelles avant 2020



Selon les prévisions de l'étude pilote du ministère fédéral allemand de l'Environnement (Bundesministerium für Umwelt, BMU), une capacité de 52 GW d'énergie éolienne et photovoltaïque doit être mise en service pour la période 2010-2020. Selon les hypothèses, la capacité en centrales conventionnelles devrait être étendue de 5 GW supplémentaires avant 2020 sous la forme de centrales de cogénération décentralisées. Une nouvelle augmentation de l'efficacité énergétique et la baisse de la demande d'électricité qui en résulte réduisent la charge de pointe de 4 GW en 2020. Dans le modèle, la différence entre les 27 GW requis et les mesures de substitution adoptées (accroissement des énergies renouvelables, développement de la cogénération, meilleure efficacité) est compensée par le recours à des centrales conventionnelles à combustible fossile.

Pour des considérations économiques, le modèle inclut la construction de 8 GW de plus pour couvrir la demande lors de charges de pointe. Le déroulement des constructions supplémentaires peut être décalé dans le temps en fonction de la date de sortie (voir figure 3). Cela signifie qu'en cas de sortie en 2020, non seulement toutes les capacités de production des centrales encore en construction devront être achevées, mais aussi que d'autres centrales à combustible fossile en cours de conception ou à concevoir devront être mises en service. La prolongation du fonctionnement de centrales au charbon plus anciennes pourrait être également envisagée en tant que solution alternative. Une sortie survenant encore plus tôt, en 2015, compliquerait la question. De plus, un tel scénario comprend de nombreuses questions et hypothèses non éclaircies qui requièrent un examen plus approfondi.

Figure 3 : Capacités de remplacement à mettre en place dans les centrales conventionnelles (jusqu'en 2030 ; comparaisons entre les scénarios sortie 2015-charbon, sortie 2020-charbon et sortie 2022)



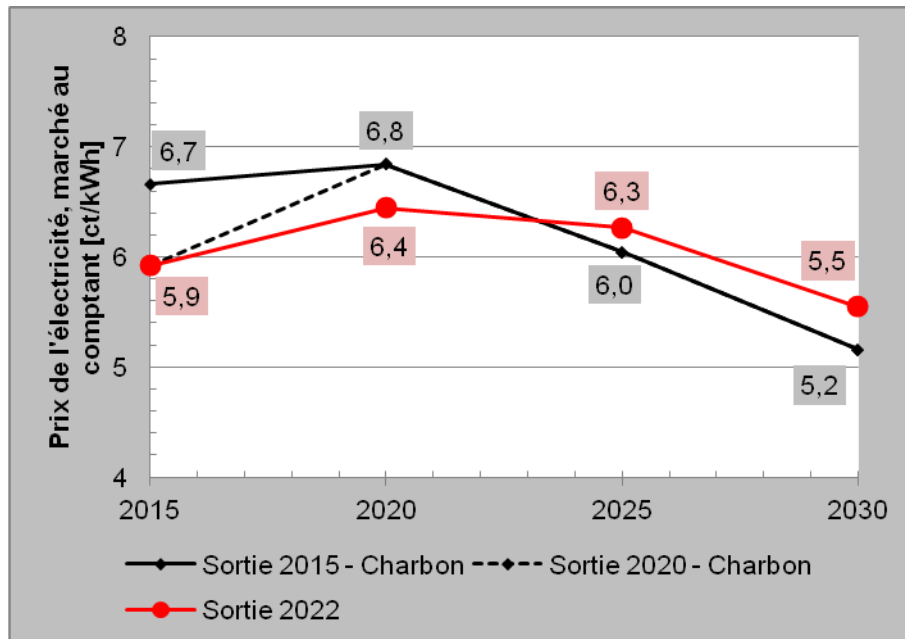
En considération de la sécurité de l’approvisionnement et de surcroît le refus de possibles importations d’électricité par le réseau interconnecté européen, la construction de turbines à gaz supplémentaires se poserait rapidement comme solution économique. Selon les calculs, ces installations ne pourraient cependant pas se refinancer par l’intermédiaire du marché au comptant en raison d’un faible taux d’utilisation. En outre, le prix de la charge de pointe à la mi-journée est atténué sur le plan tarifaire par l’alimentation du réseau en photovoltaïque, de telle sorte que la contribution des turbines à gaz pour couvrir les besoins se trouve encore réduite. Dans ce contexte, la rentabilité généralement incertaine de ces turbines à gaz pourrait être soutenue par l’introduction de marchés de capacité en complément du marché au comptant dans sa forme actuelle.

Prix de l’électricité

L’évolution des prix du marché au comptant pour l’électricité est définie sur la base de l’ordre de mérite par la centrale marginale. Cela signifie que toutes les heures, le prix sur le marché au comptant est déterminé par la centrale qui affiche les coûts de production les plus élevés, mais qui est justement nécessaire pour répondre tout à fait à la demande. Si maintenant les centrales nucléaires sont fermées, le prix du marché au comptant monte au moins temporairement étant donné que des centrales plus coûteuses entrent désormais en action pour couvrir les besoins. Par contre, la part toujours croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique (40 % en 2020, 65 % en 2030) agit sur les prix du marché de gros de manière décroissante à long terme, étant donné que, selon la loi EEG, elles doivent être

proposées à des « coûts » négatifs afin d'en garantir la vente dans le système de priorité d'alimentation. Il en résulte une hausse du prix du marché au comptant jusqu'en 2020, puis une baisse jusqu'au niveau de départ atteint en 2030 grâce à la part toujours croissante de l'utilisation des énergies renouvelables (voir figure 4).

Figure 4 : Évolution des prix du marché de gros (base) sur la période 2015-2030 selon les scénarios choisis



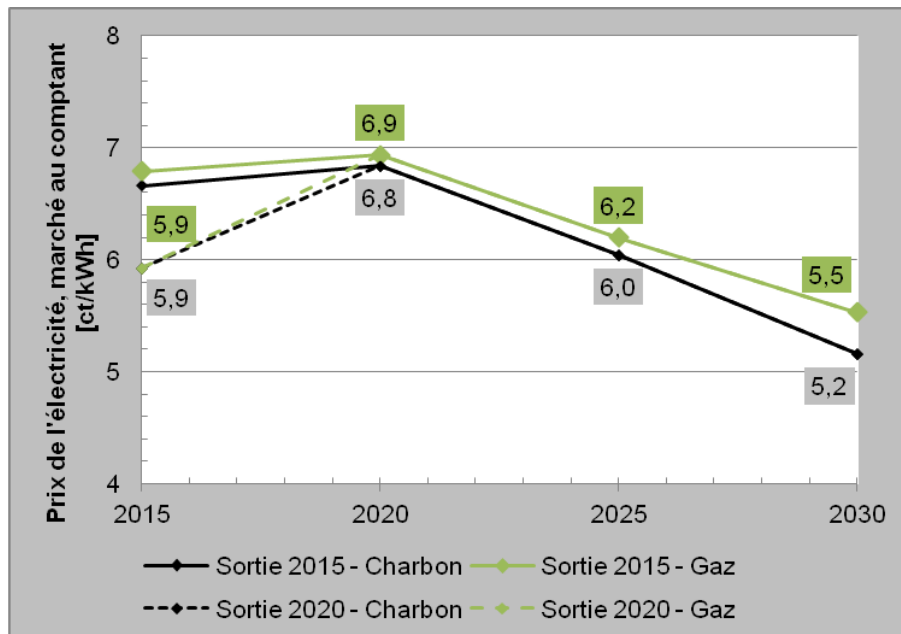
En cas de sortie précoce en 2015, le prix du marché au comptant se situe en 2015 autour de 6,7 ct/kWh et donc 0,8 ct/kWh au-dessus du prix la même année en cas de sortie en 2020 ou 2022. Cette différence est due à la nécessité d'utiliser prématurément les capacités de remplacement plus coûteuses. En comparaison avec un scénario de sortie en 2020, les prix se rejoignent malgré tout en 2020 étant donné que l'utilisation de ces centrales de remplacement reste indépendante de la date de sortie et ne fait que se décaler cinq années plus tard. Une sortie en 2022 permet de reporter quelque temps encore l'utilisation des capacités de remplacement et d'obtenir en 2020 des prix inférieurs de 0,4 ct/kWh. Toutefois dans un scénario de sortie précoce avec le charbon comme solution de remplacement, les prix du marché au comptant restent à long terme inférieurs à ceux du scénario de sortie en 2022. Cette observation est imputable au recours soutenu à la construction de centrales au gaz dans le scénario de sortie en 2022 (voir figure 3), lesquelles présentent des coûts plus élevés.

Comparaison du gaz et du charbon pour la construction de centrales

Le choix du gaz ou du charbon pour les centrales en remplacement des centrales nucléaires n'a guère de conséquences sur les prix de l'électricité. Ce constat réside dans le fait qu'avec les prix estimés des combustibles et des droits d'émission de CO₂, les coûts de production des deux technologies sont presque identiques. Si les projets de construction en cours se tournaient exclusivement vers des centrales au gaz plutôt que des centrales au charbon, les prix du marché au comptant en 2020 ne dépasseraient ceux du scénario privilégiant le développement des centrales au charbon (cas d'une sortie en 2020) que d'environ 0,1 ct/kWh.

En raison de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires décidée en 2010, les investissements dans la construction de nouvelles centrales thermiques au gaz n'étaient plus rentables. Toutefois, puisque l'annulation de cette extension replace le marché dans sa situation initiale, la construction de nouvelles centrales au gaz redevient désormais rentable. Les résultats des modèles le confirment. En raison des évolutions sur le marché international du gaz³, le recours aux centrales à gaz restera intéressant à moyen terme également.

Figure 5 : Évolution des prix du marché de gros – Comparaison des solutions de remplacement charbon vs gaz



³ Voir à ce sujet le *World Energy Outlook* de 2010.

Prix de l'électricité pour les particuliers

Les différentes dates de sortie n'ont une influence que très limitée pour les particuliers (voir figures 6 et 7). Dans les calculs de prix, les redevances de réseau restent inchangées et les prélèvements EEG sont adaptés en fonction des prix du marché de gros. Le prélèvement EEG payé par les clients résulte de la différence entre la rémunération fixée dans le cadre de la loi EEG et les coûts moyens d'approvisionnement en électricité à la bourse de l'électricité. Il tend donc à contrer une hausse des prix sur le marché au comptant.

Figure 6 : Prix de l'électricité pour les ménages en 2015 (en valeurs réelles de 2007)

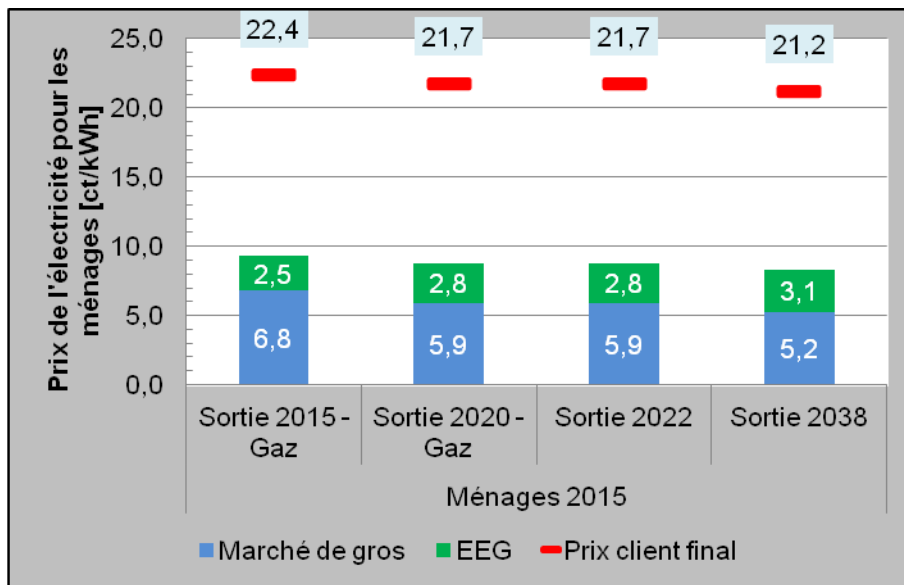
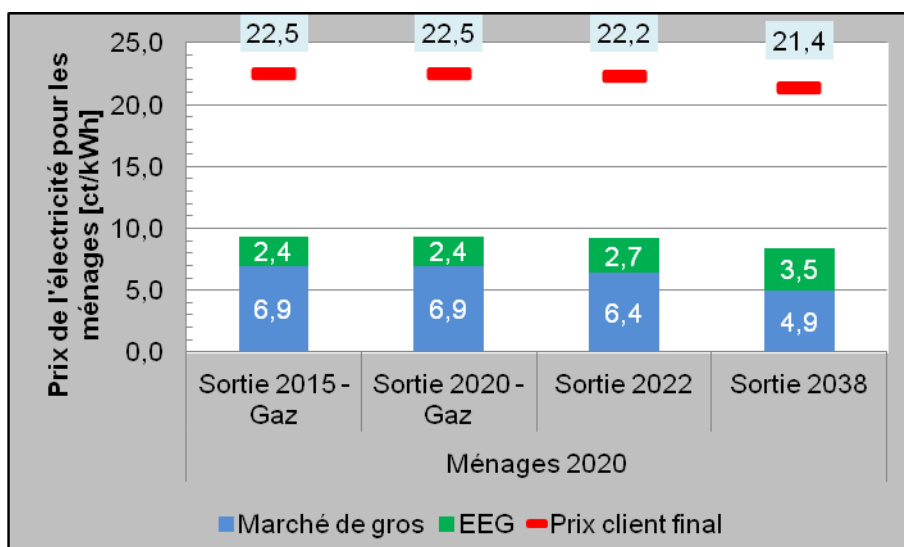


Figure 7 : Prix de l'électricité pour les ménages en 2020 (en valeurs réelles de 2007)



La différence maximale s'élève en 2015 à 1,2 ct/kWh (entre une sortie en 2015 et une sortie en 2038). Avec une consommation moyenne pour un ménage de 3 500 kWh, cela signifie un surcoût mensuel de 3,50 €. La différence de prix entre une sortie en 2020 et une sortie en 2015 est de 0,7 ct/kWh, soit environ 2 € mensuels. Le rapprochement progressif des prix du marché de gros entre les scénarios de sortie en 2015 et en 2020 élimine les surcoûts existants entre les deux scénarios de sortie jusqu'à 2020. Pour les ménages, la différence de prix par rapport à une sortie en 2022 s'élève encore à 0,3 ct/kWh, soit 0,88 € mensuel pour un ménage moyen.

Prix de l'électricité pour les clients industriels à forte consommation d'énergie

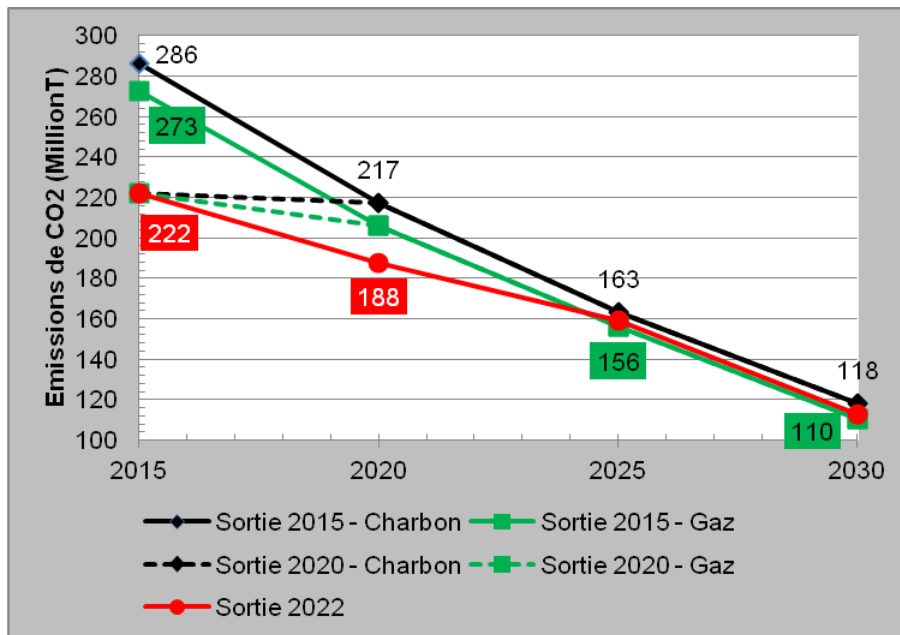
Les industriels à forte consommation d'énergie n'affichent pas la même homogénéité que les ménages, loin s'en faut, dans la mesure où un grand nombre de réglementations particulières s'appliquent à eux dans le cadre de contrats spéciaux conclus avec leurs fournisseurs respectifs. Cela complique la réalisation d'une analyse précise des effets d'une sortie accélérée du nucléaire sur les différents éléments du prix de l'électricité payée par les clients industriels.

Toutefois, avec les mêmes hypothèses, il est possible d'isoler la composante du prix de l'électricité correspondant à la production. Il s'élève à 5,9 ct/kWh en 2015 (sorties en 2020 et 2022). En cas de sortie accélérée du nucléaire pour 2015 par rapport à un scénario de sortie en 2020 ou 2022, il faut s'attendre à une hausse de prix de 0,9 ct/kWh, entraînant une hausse de prix de 8 à 10 % appliquée sur le prix final. Cette charge supplémentaire est estimée à 216 000 € pour un client industriel type (24 GWh de consommation annuelle). En cas de sortie en 2038 plutôt qu'en 2020 ou 2022, la charge est allégée d'environ 168 000 €.

Émissions de CO₂

En cas de sortie de l'énergie nucléaire et d'un remplacement par des centrales à charbon ou gaz, les émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité vont être plus élevées dans le cas d'une sortie en 2020 ou 2015 que dans le cas d'une sortie en 2022. À long terme pourtant, les chiffres de ces scénarios convergent vers le même volume. Une sortie en 2022 signifierait simplement un retour à l'ancien statu quo qui avait précédé la prolongation à l'automne 2010 du fonctionnement des centrales nucléaires. Une sortie en 2020 au lieu de 2022 provoque une légère hausse des émissions à court terme (voir figure 8).

Figure 8 : Émissions de CO₂ dans le parc de centrales électriques conventionnelles 2015-2030



Une sortie totale en 2015 provoquerait par contre une élévation des émissions de CO₂ et un surcroît de 64 millions de tonnes par rapport à une sortie en 2020 ou 2022. Les émissions supplémentaires sont abaissées de 20 % si le gaz est préféré au charbon pour le développement de centrales thermiques.

Une hausse de 64 millions de tonnes élèverait les émissions allemandes de CO₂ pour la production d'électricité de près d'un quart en 2015. Elle ne menacerait cependant pas la lutte contre le changement climatique, dans la mesure où les volumes globaux d'émissions dans le secteur européen de l'électricité sont limités par le système d'échange des droits d'émission de l'UE. Mais elle provoquerait en revanche une hausse du prix des droits d'émission. Cela entraînerait le recours à l'échelle européenne de centrales électriques émettant moins de CO₂. Étant donné que les centrales nucléaires ont des coûts marginaux plus bas, dans le contexte actuel, leurs capacités sont en général déjà pleinement exploitées. Une hausse des prix des droits d'émissions se traduirait donc en premier lieu par l'utilisation de centrales à combustible fossile plus efficaces sur l'ensemble du territoire européen.

Sensibilité et robustesse des résultats

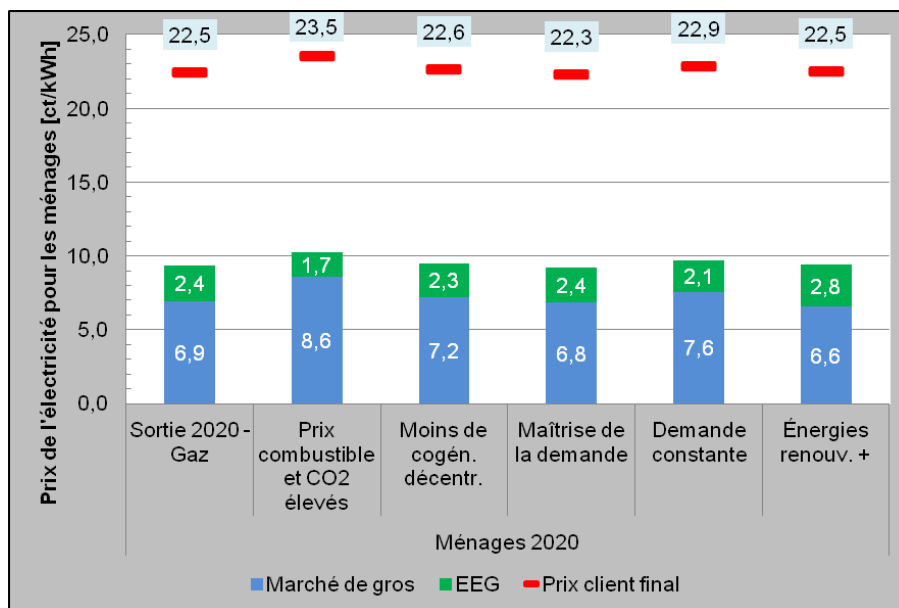
Les résultats du modèle sont déterminés, dans des mesures différentes, par les hypothèses définies auparavant. Dans le cadre d'une analyse de sensibilité, plusieurs variables ont été examinées : prix du

combustible et des droits d'émission de CO₂ en nette hausse, objectifs d'efficacité manqués (et ainsi une consommation constante au niveau actuel), plus de flexibilité du côté de la demande grâce à des mesures de maîtrise de la demande d'énergie, expansion plus modeste de la cogénération décentralisée et un développement plus rapide des énergies renouvelables (voir figure 9).

La plus grande influence sur les prix du marché au comptant est exercée par l'hypothèse de l'évolution future des prix du combustible et des droits d'émissions, qui, comparés au scénario *Sortie 2020 – gaz*, entraînent une hausse de 20 % du prix sur le marché de gros de 6,9 à 8,6 ct/kWh. Cela est lié à un abaissement des prélèvements EEG dû à la réduction des coûts marginaux. Le prix de l'électricité pour les ménages s'élève ainsi de 4 % à 23,5 ct/kWh, soit un surcoût mensuel de 3,14 € pour une consommation annuelle de 3 500 kWh.

Par ailleurs, l'hypothèse de la hausse de l'efficacité énergétique a une grande influence. Si la consommation électrique se maintient au niveau actuel au lieu de baisser en dépit des objectifs politiques, les prix augmentent sur le marché de gros de 10 % alors que la baisse des prélèvements EEG limite la montée des prix pour les clients finaux à 2 % (surcoût mensuel de 1,20 €).

Figure 9 : Analyse de sensibilité concernant les prix du marché au comptant, les prélèvements EEG et les prix de l'électricité pour les ménages en 2020 par rapport au scénario *Sortie 2020 – gaz*



L'influence de ces hypothèses sur le prix de l'électricité est ainsi similaire, voire plus importante, que celle de la date de sortie proprement dite. Au contraire, les mesures de répartition de charge (maîtrise de la demande d'énergie) ne peuvent entraîner qu'une baisse minimale des prix, de même qu'un moindre recours à la

cogénération a une influence relativement faible sur les prix. La mise en œuvre de mesures destinées à augmenter l'efficacité constitue ainsi une tâche importante lors de la restructuration du système d'approvisionnement en énergie.

Exigences en matière de gouvernance

Développement du réseau

Le développement adéquat du réseau électrique constitue une condition essentielle pour toutes les voies de production électrique examinées. La transition énergétique place le réseau électrique allemand devant deux défis. D'un côté, une part importante des énergies renouvelables – l'éolien principalement – qui alimentent le réseau de manière fluctuante se trouve dans le nord-est du pays. D'un autre côté, pour des raisons historiques, la capacité de transfert est comparativement très faible entre les régions de l'ouest et de l'est de l'Allemagne. Cette situation est compliquée par le fait que les centrales conventionnelles dans les régions d'ex-Allemagne de l'Est « surproduisent » par rapport à la demande régionale et exportent donc également de l'électricité vers le reste du pays. Ce déséquilibre géographique a pour conséquence des congestions régulières dans la direction nord-est/sud-ouest.

L'extension des capacités du réseau existant est donc nécessaire à moyen et long terme avant tout parce qu'il s'agit de l'unique moyen de garantir durablement le développement des énergies renouvelables – notamment dans leur rôle de substitution à l'énergie nucléaire mentionné auparavant. La réalisation de la transition énergétique nécessite des adaptations fondamentales, mais aussi des extensions tant au niveau des infrastructures du réseau que de leur exploitation. Toutefois, les sommes investies dans cette optique ne jouent en comparaison qu'un rôle secondaire. Il en résulte trois champs d'action centraux pour l'infrastructure du réseau et son exploitation dans la perspective de la transition énergétique : 1) réduction du déséquilibre géographique de la production et de la demande, 2) garantie de la stabilité du réseau en cas d'alimentation fortement fluctuante, 3) transparence et disponibilité des données, et 4) construction et extension des capacités de réseau existantes.

Possibilités d'action en matière d'extension du réseau :

- Organisation de la construction de centrales et de capacités de production en fonction des exigences de la structure du réseau (par exemple en encourageant les investissements dans les régions à forte demande et à l'offre limitée).
- Optimisation de l'exploitation du réseau au regard de sa stabilité (par exemple par la certification des centrales et capacités de production existantes conformément à une série de critères de sauvegarde du système).
- Collecte et publication des données nécessaires à l'évaluation et la modélisation de la situation et de l'extension du réseau.
- Accélération de l'extension du réseau conformément aux plans existants et aux initiatives législatives comme le « Plan-N » et la Loi d'accélération de l'extension du réseau (NABEG).

Nécessité d'une politique européenne de l'énergie et du climat coordonnée

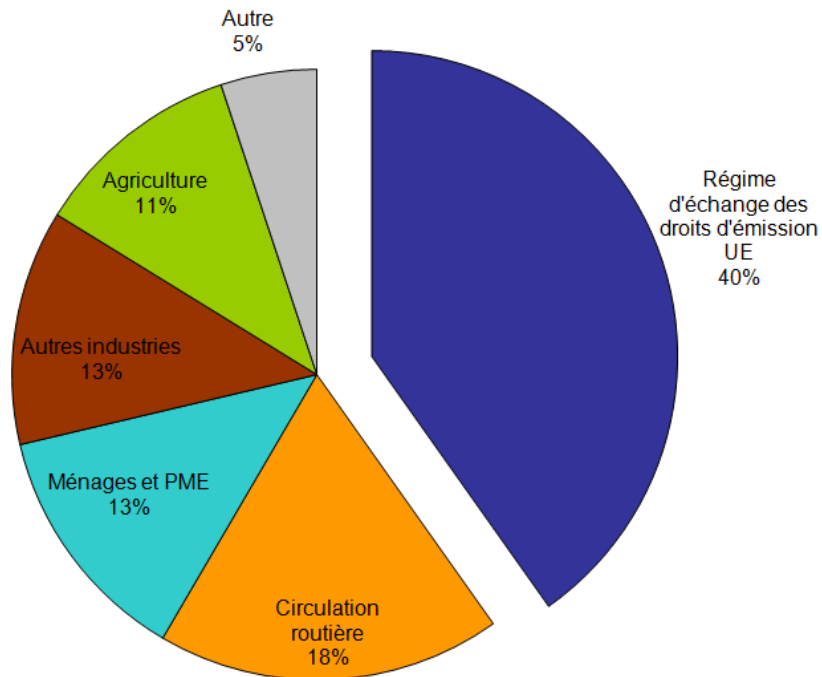
Des objectifs crédibles au niveau européen et mondial sont nécessaires pour garantir la pérennité des objectifs même nationaux. Outre les objectifs de lutte contre le réchauffement climatique, d'importantes décisions en matière de politique énergétique sont de plus en plus souvent prises au niveau européen. Les résultats des modèles montrent également que d'une part l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique et d'autre part l'accroissement des énergies renouvelables sont déterminants pour éviter une hausse des prix de l'électricité. Les deux mesures n'auront l'effet escompté sur le long terme que si les stratégies énergétiques nationales concordent avec la politique énergétique et climatique européenne. La poursuite du développement du système d'échange des droits d'émission de l'UE et l'harmonisation du soutien aux énergies renouvelables auront une grande importance pour la future politique énergétique et climatique.

Le système d'échange de droits d'émission de l'UE (ETS) est l'instrument central de la politique climatique de l'UE. Cependant, l'ETS ne couvre jusqu'à présent qu'environ 40 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE, à savoir dans les secteurs de la production d'électricité et l'industrie (voir figure 10).

D'un point de vue économique, il serait judicieux de réguler dans l'ETS les émissions dans la plus large mesure possible. Dans l'optique de l'intégration de secteurs supplémentaires dans le système d'échange, le secteur de la circulation routière s'impose comme étant la prochaine étape, mais celui de la construction

pourrait raisonnablement lui emboîter le pas. À terme, l'objectif est que tous les secteurs soient intégrés. Une fois ces secteurs inclus, les coûts de la lutte contre le réchauffement climatique pourront être réduits étant donné que la recherche des mesures de prévention les plus efficaces pourra désormais être étendue à des secteurs dans lesquels des économies particulièrement importantes peuvent vraisemblablement être réalisées. Sur le long terme, la hausse des prix des droits d'émission peut ainsi être atténuée.

Figure 10 : Répartition des émissions de gaz à effet de serre entre les différents secteurs en 2008.



Les coûts des énergies renouvelables peuvent être nettement réduits par le choix de sites adéquats. En raison des avantages comparatifs, une harmonisation durable des systèmes de soutien des énergies renouvelables constitue un pas important vers la décarbonisation de la production d'électricité à moindre coût. Toutefois, la question de savoir si une harmonisation à l'échelle de l'UE entraîne réellement les bénéfices attendus dépend essentiellement de la structure spécifique du système de soutien. En considération des expériences existantes avec les systèmes de soutien nationaux, il semble judicieux d'envisager l'intégration de ces systèmes dans un cadre européen unique grâce à une harmonisation progressive des systèmes de soutien nationaux.

Possibilités d'action en matière d'intégration européenne :

- Extension du système européen d'échange de droits d'émission à d'autres secteurs.
- Examen d'une politique d'harmonisation européenne de soutien aux énergies renouvelables tenant compte de l'intégration des systèmes incitatifs existants dans chaque pays.

Transparence et suivi scientifique

Certes, la transition énergétique est liée à des défis techniques, mais elle est aussi le début d'un long processus qui requiert, au sein de la société, un large consensus. Ce dernier est avant tout nécessaire pour résoudre les conflits entre les différents projets d'infrastructure et au sujet de l'impact social de l'évolution des prix de l'énergie. De tels processus ne peuvent être cependant maîtrisés que si la société les perçoit comme un apprentissage. La transparence constitue une condition essentielle à une forte adhésion sociale. De tels processus requièrent donc d'intenses débats parlementaires et un suivi scientifique pour obtenir, grâce au développement d'une stratégie à long terme, la crédibilité et ainsi la légitimité du processus de transition énergétique.

Sur le plan parlementaire, le parlement allemand pourrait, selon le modèle britannique, créer par une loi un conseil permanent chargé de la politique climatique et énergétique durable afin d'améliorer la transparence. Il incomberait notamment au conseil de proposer au Parlement des objectifs de politique énergétique et climatique à court, moyen et long terme. Il serait ainsi possible de définir des échéances et des objectifs chiffrés en matière de réduction d'émission, d'établir la part que représentent les énergies renouvelables dans le mix électrique, mais aussi de développer le réseau, de stimuler la recherche dans les technologies de stockage et d'améliorer l'efficacité énergétique. Dans cette démarche, le conseil devrait assumer un rôle actif dans l'identification de domaines de recherche inexplorés et de déficits dans la mise en œuvre. La Commission d'éthique a reconnu le besoin de plus de transparence et a proposé la nomination d'un parlementaire chargé de la transition énergétique. Il n'assumerait cependant qu'une fonction de surveillance et de contrôle des objectifs. Il est en revanche fondamental que le conseil ne se contente pas de proposer une seule voie pour atteindre les objectifs. En effet, il doit avoir pour mission de déposer devant le parlement plusieurs alternatives viables. Le Bundestag peut alors prendre sa décision parmi ces solutions à l'issue de débats publics complets, puis légiférer. Les débats sur les différentes alternatives

viables constituent une condition essentielle à la réussite du processus d'apprentissage de la société. Une telle procédure non seulement faciliterait la compréhension des motifs des objectifs politiques, mais améliorerait aussi la transparence et ainsi la légitimité des décisions politiques.

En outre, pour compléter les débats de politique énergétique en Allemagne, il serait judicieux de collecter des données pertinentes, comme l'influence des énergies renouvelables sur l'évolution des prix, ou comme un projet d'analyse qui comparerait systématiquement les scénarios de politique énergétique et inclurait les modèles énergétiques européens et allemands, selon l'exemple du Energy Modeling Forum (EMF) réalisé au États-Unis. Il est absolument indispensable de disposer d'un système d'information transparent pour obtenir la légitimation de la société, indispensable à la pérennité des décisions de politique énergétique.

Possibilités d'action en matière de transparence et de suivi scientifique :

- Création d'un conseil permanent d'experts pour l'énergie et la protection du climat.
- Lancement d'une analyse comparative des modèles de routes possibles pour une transition énergétique durable en Allemagne.

Notes du Cerfa

Publiée depuis 2003 à un rythme mensuel, cette collection est consacrée à l'analyse de l'évolution politique, économique et sociale de l'Allemagne contemporaine : politique étrangère, politique intérieure, politique économique et questions de société. Les « Notes du Cerfa » sont des textes concis, à caractère scientifique et de nature policy oriented. À l'instar des « Visions franco-allemandes », les « Notes du Cerfa » sont accessibles sur le site Internet du Cerfa, où elles peuvent être consultées et téléchargées gratuitement.

Dernières publications du Cerfa

Andreas Mehler et Christian von Soest, *La politique africaine de l'Allemagne : quelles convergences avec la France ?*, « Note du Cerfa », n° 92, janvier 2012.

Hans-Georg Ehrhart, *L'interaction civilo-militaire dans la politique de sécurité allemande : le cas de l'Afghanistan*, « Note du Cerfa », n° 91, décembre 2011.

Henning Riecke, *La culture stratégique de la politique étrangère allemande*, « Note du Cerfa », n° 90, novembre 2011.

Robert Kaiser, *Le budget européen à l'heure de la crise – Positions allemandes relatives au CFP 2014-2020*, « Note du Cerfa », n° 89, octobre 2011.

Almut Möller, *L'Allemagne face au printemps arabe*, « Note du Cerfa », n° 88, juillet 2011.

Louis-Marie Clouet et Andreas Marchetti, *Incertitudes sur la PSDC – une nécessaire réflexion franco-allemande*, « Visions franco-allemandes », n° 19, juillet 2011.

Le Cerfa

Le Comité d'études des relations franco-allemandes (Cerfa) a été créé en 1954 par un accord gouvernemental entre la République fédérale d'Allemagne et la France. Le Cerfa bénéficie d'un financement paritaire assuré par le Ministère des Affaires étrangères et européennes et l'Auswärtiges Amt ; son conseil de direction est constitué d'un nombre égal de personnalités françaises et allemandes.

Le Cerfa a pour mission d'analyser les principes, les conditions et l'état des relations franco-allemandes sur le plan politique, économique et international ; de mettre en lumière les questions et les problèmes concrets que posent ces relations à l'échelle gouvernementale ; de trouver et de présenter des propositions et des suggestions pratiques pour approfondir et harmoniser les relations entre les deux pays. Cette mission se traduit par l'organisation régulière de rencontres et de séminaires réunissant hauts fonctionnaires, experts et journalistes, ainsi que par des travaux de recherche menés dans des domaines d'intérêt commun.

Hans Stark assure le secrétariat général du Cerfa depuis 1991. Yann-Sven Rittelmeyer est chercheur au Cerfa et responsable de la publication des « Notes du Cerfa » et des « Visions franco-allemandes ». Nele Wissmann travaille au Cerfa comme assistante de recherche et est chargée de mission dans le cadre du projet « Dialogue d'avenir ».