

La transition énergétique allemande : bilan et perspectives

Hans-Wilhelm Schiffer, Johannes Trüby

@ 88823

La transition énergétique allemande, appelée « Energiewende », est l'un des programmes les plus ambitieux pour la décarbonation de l'ensemble du système énergétique d'un pays. Après quelques années d'expérience, nous pouvons faire le point et décrire les réalisations, mais aussi les conséquences pour les fournisseurs et les clients en Allemagne et son impact à travers l'Europe. La transition énergétique devient progressivement un phénomène mondial et, à ce titre, nous soulignons également certaines leçons importantes qui peuvent être utiles aux décideurs politiques d'autres pays lorsqu'ils décident du market design et du cadre réglementaire qui sous-tendent la transition dans leur pays. Mais nous nous tournons également vers l'avenir, en décrivant les prochaines étapes, mais aussi les défis auxquels la transition énergétique allemande est confrontée.

L'approvisionnement en énergie de l'Allemagne

La carte de l'Allemagne indique les sites de production d'énergie. L'Allemagne est le plus grand producteur mondial de lignite. Le lignite, énergie primaire à très faible coût, est extrait dans dix immenses mines à ciel ouvert réparties sur trois zones minières. En revanche, l'extraction de la houille est très coûteuse et sa production est subventionnée et devrait être progressivement supprimée cette année (deux mines souterraines sont encore en exploitation aujourd'hui). En outre, il y a une faible production de gaz naturel et de pétrole dans le nord de l'Allemagne (Figure 1).

L'Allemagne est fortement dépendante des importations d'énergie. 70 % des besoins énergétiques du pays doivent être couverts par des importations. La grande majorité de la consommation de pétrole, de gaz et de houille provient de sources hors d'Allemagne (Figure 2). Pour

le lignite et les énergies renouvelables, l'Allemagne dépend entièrement de la production nationale. Le nucléaire est un cas compliqué : d'après les normes internationales, l'énergie nucléaire est considérée comme une énergie domestique même si l'uranium est importé.

Pour les importations de pétrole, de gaz naturel et de charbon allemands, la Russie est le fournisseur le plus important. Les pays d'Europe occidentale jouent également un rôle important en tant que fournisseurs de pétrole et de gaz. Les principaux fournisseurs de houille sont, après la Russie, les États-Unis, la Colombie, l'Australie, la Pologne et l'Afrique du Sud (Figure 3).

Le bouquet de consommation d'énergie primaire de l'Allemagne est très diversifié. Le pétrole reste la source d'énergie la plus importante, suivi du gaz naturel, des énergies renouvelables, du lignite, de la houille et de l'énergie nucléaire. Cependant, la composition actuelle de la production d'électricité est

La transition énergétique allemande : bilan et perspectives

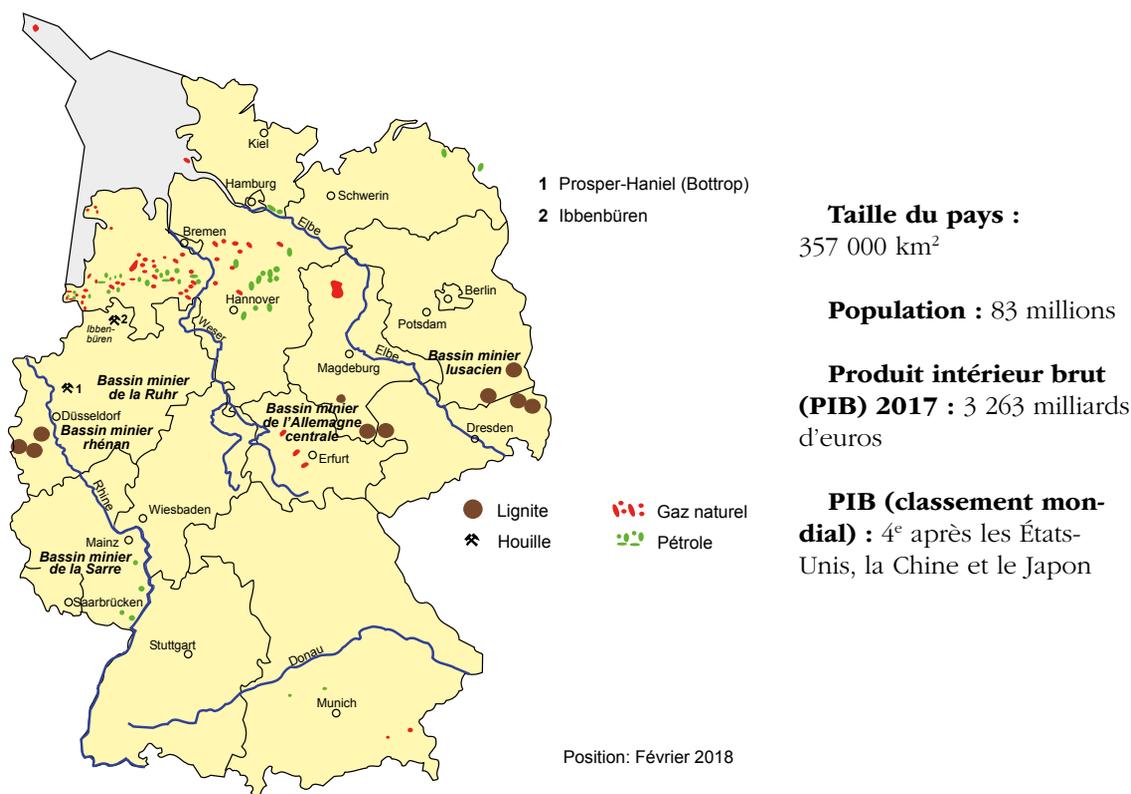


Figure 1. Sites de production d'énergie fossile en Allemagne

Source : H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

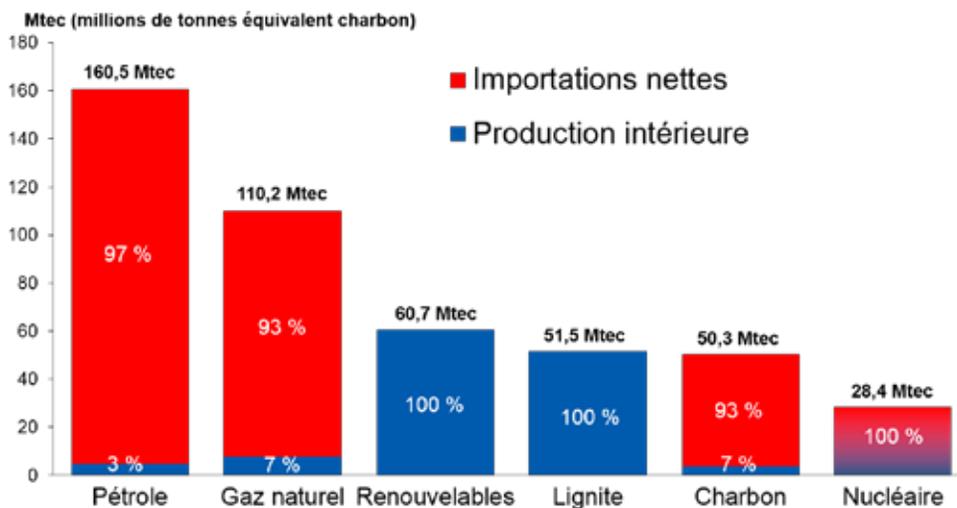


Figure 2. Dépendance de l'Allemagne aux importations d'énergie, 2017

Source : AGEBA mars 2018 (autres sources d'énergie : 1,7 Mtec ; consommation totale d'énergie primaire : 463,3 Mtec)

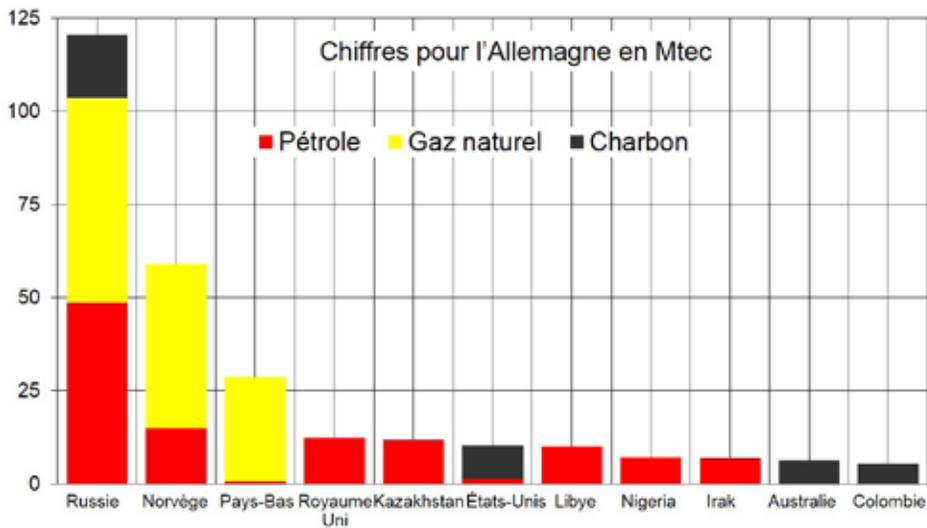


Figure 3. Principaux fournisseurs de combustibles fossiles

Source : H.-W. Schiffer (sur la base de BAFA)

différente : le charbon joue toujours un rôle majeur, mais, en 2017, les énergies renouvelables ont été, pour la quatrième fois, la principale source de production d'électricité (Figure 4).

Alors que la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité a dépassé 34 % en 2017, leur part dans la puissance installée totale a atteint 52 % (Figure 5). La raison de cet écart est que la production de sources renouvelables dépend de la nature, c'est-à-dire que

les précipitations déterminent la disponibilité de l'énergie hydroélectrique, la production de l'énergie solaire photovoltaïque dépend de l'ensoleillement et celle des éoliennes de la force des vents. Cela signifie qu'en Allemagne, les panneaux photovoltaïques produisent à pleine capacité pendant moins de 1 000 heures par an alors que les éoliennes terrestres fonctionnent entre 1 500 et 2 000 heures par an. Ceci contraste avec les heures d'exploitation actuelles des centrales au charbon qui dépassent 3 500 heures, des centrales au lignite à environ

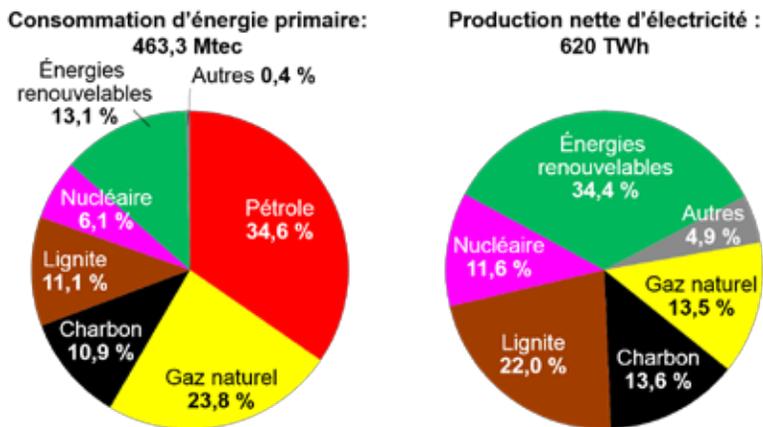


Figure 4. Bouquet énergétique de l'Allemagne, 2017

Source : Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, mars 2018, BDEW, février 2018

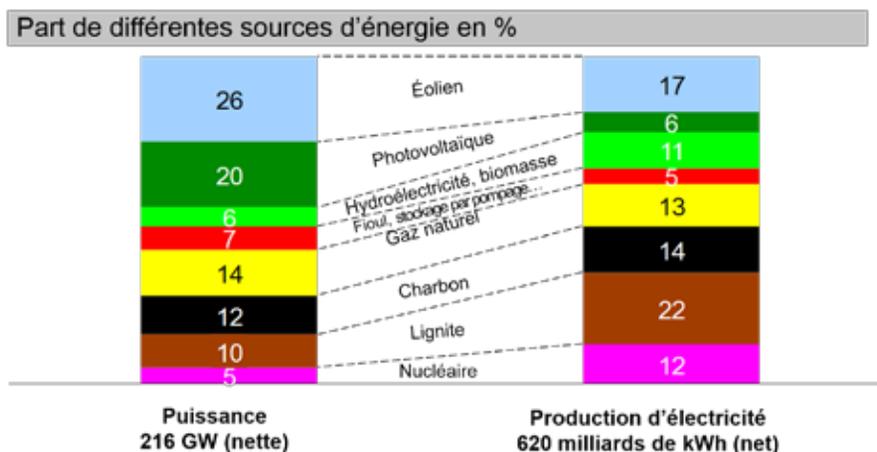


Figure 5. Puissance installée et production d'électricité nette en Allemagne, 2017

Source : Bundesnetzagentur and BDEW, février 2018

6 500 heures et des centrales nucléaires qui fonctionnent près de 7 000 heures par an.

Orientations de politique énergétique

Les orientations de la politique énergétique du gouvernement allemand ont subi de profonds changements au cours des dernières décennies. Jusqu'aux années 1990, les marchés de l'électricité et du gaz étaient caractérisés par des monopoles régionaux et, à ce titre, soumis à la réglementation nationale. La croissance de la demande d'énergie a été assurée par le nucléaire et les énergies fossiles. En 1998, la dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz a commencé. La libéralisation reposait en grande partie sur la réglementation européenne.

En ce qui concerne les énergies renouvelables, l'histoire a commencé au début des années 1990. À l'époque, l'objectif premier était la démonstration de la technologie et la diffusion initiale vers les citoyens. Au début, on subventionnait la puissance installée. Au cours de la décennie suivante, l'objectif était d'amener les technologies à maturité et de réduire les coûts par des économies d'échelle. L'instrument de choix a été la « loi allemande pour les énergies renouvelables », mise en œuvre en 2000. Cette politique a véritablement

donné le coup d'envoi au développement des énergies renouvelables sur la base de tarifs de rachat généreux et de droits d'accès prioritaire au réseau. L'objectif actuel est d'intégrer les énergies renouvelables dans les systèmes électriques nationaux et européens. Les éléments clés de cette politique sont l'introduction de principes de marché dans le développement des énergies renouvelables (par exemple, les appels d'offres) afin de rendre l'investissement plus sensible aux exigences du système et de mieux contrôler les objectifs du gouvernement tout en réduisant les rentes excessives des investisseurs.

En ce qui concerne l'énergie nucléaire, il y a eu de multiples revirements politiques. En 2001, un plan de sortie progressive du nucléaire a été mis en œuvre par la loi. En 2010, l'« Energiekonzept » du gouvernement fédéral a reconsidéré la décision de sortie progressive du nucléaire à partir de 2001 et a prévu une prolongation de la durée de vie du parc nucléaire. L'argument était que l'énergie nucléaire constitue une transition efficace économiquement vers une économie basée sur les énergies renouvelables. En moyenne, une durée de vie supplémentaire de 12 ans a été décidée, prolongeant l'exploitation du parc jusqu'au milieu des années 2030. L'accident de Fukushima-Daiichi a marqué un tournant : le gouvernement a décidé, quelques semaines après

l'accident, d'éliminer définitivement l'énergie nucléaire – une pierre angulaire de ce que l'on appelle l'Energiewende.

D'autres éléments majeurs sont le passage d'un système énergétique des énergies fossiles vers les énergies renouvelables et une réduction simultanée de la consommation d'énergie grâce à une efficacité énergétique accrue. Trois raisons expliquent cette stratégie : l'atténuation du changement climatique, la prise en compte de la finitude et des effets externes négatifs des ressources fossiles et la minimisation des risques liés à l'énergie nucléaire.

En ce qui concerne l'énergie nucléaire, la mise en œuvre de la transition énergétique se traduit par la fermeture immédiate de 8,5 GW de capacité nucléaire en 2011, le reste du parc (soit 12,1 GW) devant être déclassé entre 2015 et 2022 (Figure 6). La décision d'éliminer progressivement toutes les centrales nucléaires est sans aucun doute une décision définitive en raison de la pression de l'opinion publique qui a accompagné le débat sur le nucléaire au cours des dernières décennies.

D'autres pierres angulaires de l'Energiewende allemand sont :

- une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % d'ici 2020 et de 80 % à 95 % d'ici 2050, par rapport aux niveaux de 1990 ;
- une augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie à 30 % en 2030 et à 60 % en 2050 ;
- une augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'électricité à 80 % en 2050 ;
- une réduction de moitié de la consommation d'énergie primaire d'ici 2050 par rapport à 2008.

Ce projet repose sur l'hypothèse qu'une société hautement industrialisée peut être approvisionnée de manière sûre et compétitive par un système énergétique basé principalement sur les énergies renouvelables.

Le rôle des énergies renouvelables dans la production d'électricité

Le principal instrument utilisé pour faire des énergies renouvelables la colonne vertébrale de l'approvisionnement en électricité est la loi sur les énergies renouvelables. Cette loi garantit aux énergies renouvelables un tarif d'achat

Développement de la capacité installée de l'énergie nucléaire en Allemagne (MW)

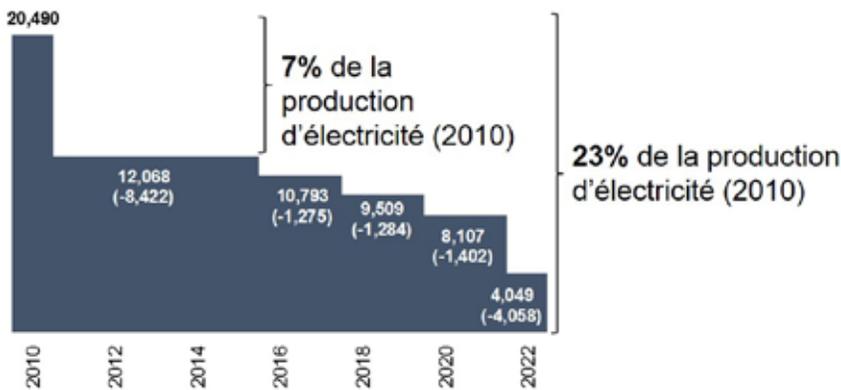


Figure 6. Calendrier de sortie progressive du nucléaire en Allemagne

Source : BDEW

La transition énergétique allemande : bilan et perspectives

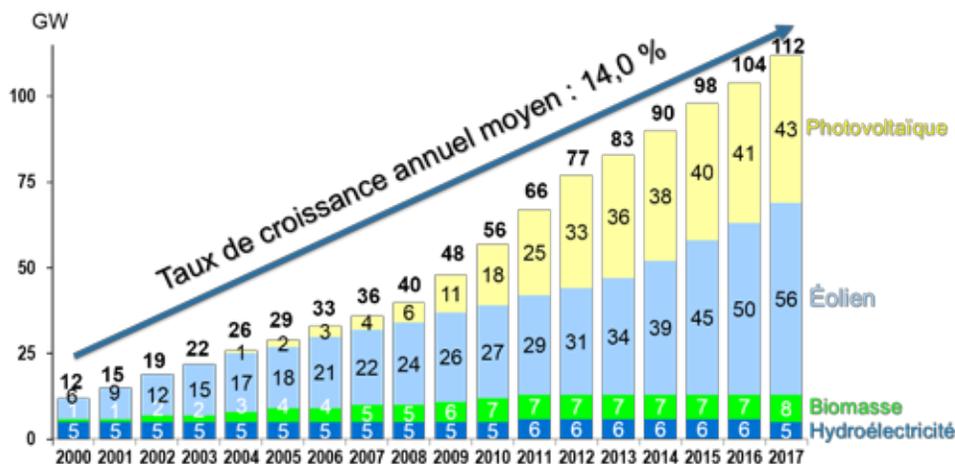


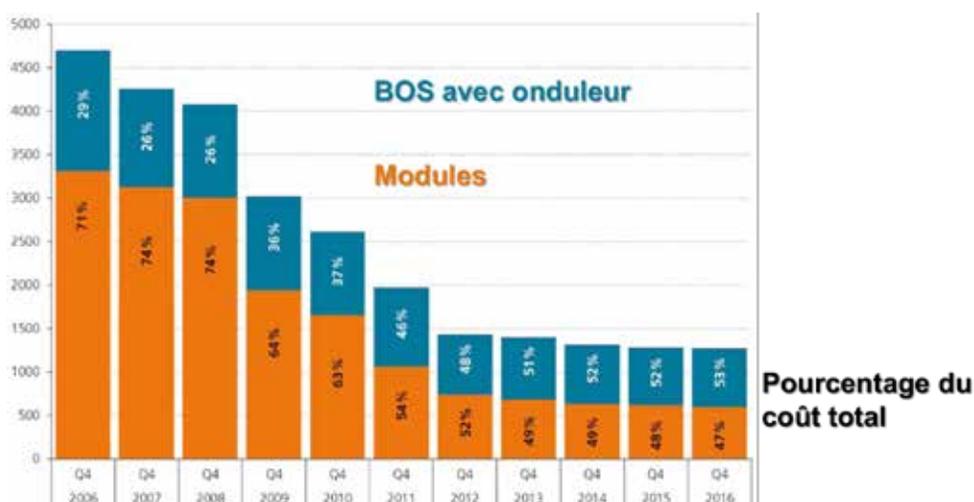
Figure 7. Puissance installée renouvelable en Allemagne

Source : AGEE-Stat et BDEW, février 2018 et Bundesnetzagentur

pour une période de 20 ans après la mise en service de l'installation. Les gestionnaires de réseau sont tenus d'acheter l'électricité renouvelable et d'accorder un accès prioritaire au réseau. Les vendeurs répercutent l'écart financier – tarif de rachat moins prix du marché – sur les utilisateurs finaux par une taxe de réallocation.

La puissance installée renouvelable est passée de 12 GW en 2000 à 36 GW à la fin de

2007 et à 112 GW à la fin de 2017 (Figure 7). C'est surtout la puissance solaire photovoltaïque qui a grimpé en flèche après 2007 car les coûts des installations étaient inférieurs au tarif de rachat. Les investisseurs pouvaient ainsi être assurés de bénéficier d'une marge garantie pour les 20 prochaines années, ce qui était très attractif par rapport à d'autres investissements. Au cours des dix dernières années, entre fin 2007 et fin 2017, l'augmentation a été de



Prix moyen pour les consommateurs finaux (prix net du système) pour les installations sur toit (y compris pose) d'une capacité comprise entre 10 et 100 kW_c

Figure 8. Prix moyen des systèmes photovoltaïques sur toit en Allemagne (€/kW_c)

Source : Fraunhofer ISE, PV facts for Germany, version 21 février 2018, www.pv-fakten.de

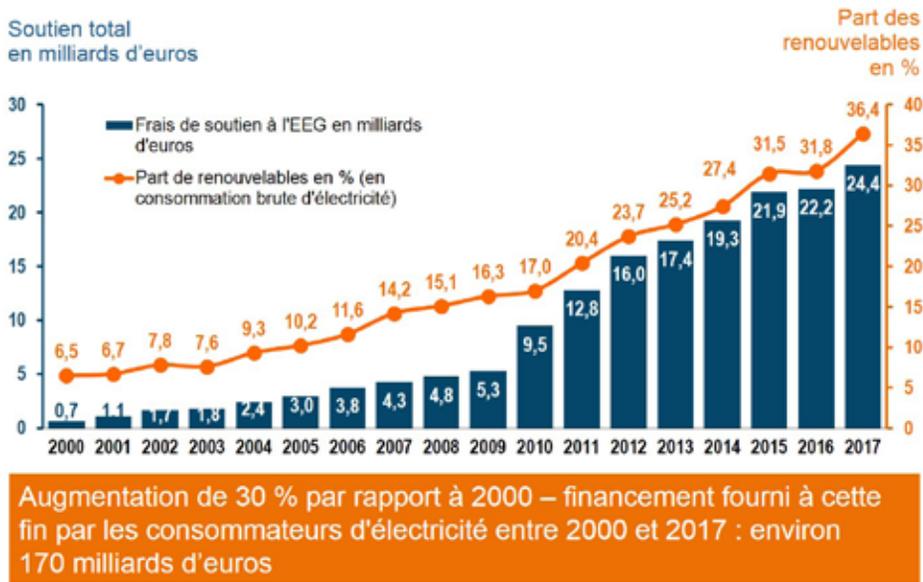


Figure 9. Part des énergies renouvelables dans la demande d'électricité et montant total de la surtaxe sur les énergies renouvelables

39 GW pour l'énergie solaire photovoltaïque et de 34 GW pour l'énergie éolienne. Cela signifie que le système de financement des énergies renouvelables a été extrêmement efficace pour soutenir le déploiement.

Le déploiement fulgurant du photovoltaïque a déclenché une courbe d'apprentissage remarquable pour cette technologie. Les coûts d'installation de systèmes photovoltaïques sur toit en Allemagne ont diminué de 75 % au cours des dix dernières années (Figure 8). On peut affirmer que ce sont principalement les consommateurs d'électricité allemands qui ont payé pour cette courbe d'apprentissage. La bonne nouvelle, c'est que d'autres pays en profitent maintenant.

La part des énergies renouvelables dans la demande totale d'électricité est passée de moins de 7 % en 2000 à plus d'un tiers en 2017. Cependant, cette évolution a un prix. En Allemagne, la production totale d'énergies renouvelables subventionnées s'est élevée à environ 190 TWh en 2017. La rémunération versée aux exploitants d'installations et le paiement des primes se sont élevés à environ 170 milliards d'euros entre 2000 et 2017 (Figure 9).

Les subventions sont financées par une surtaxe payée par les consommateurs d'électricité par le biais d'une majoration des tarifs de réseau. En 2017, cette surtaxe a été portée à 68,8 €/MWh. Ainsi, la surtaxe a atteint un niveau qui est plus de deux fois plus élevé que le prix de gros de l'électricité (Figure 10).

Pour protéger la compétitivité des entreprises allemandes par rapport à leurs concurrents du monde entier, l'industrie nationale paie une surtaxe beaucoup moins élevée (par exemple, les industries intensives en énergie sont presque entièrement exonérées de la surtaxe). Cela implique que ce sont les ménages qui assurent l'essentiel du financement du déploiement rapide des énergies renouvelables : pour un ménage moyen d'une consommation annuelle de 3 500 kWh, la surtaxe – y compris la TVA sur cette surtaxe – s'élève à environ 300 € par an. Contrairement au déploiement du photovoltaïque solaire dans d'autres pays, en Allemagne, l'essentiel du développement de la capacité provient d'installations de petite taille sur les toits des maisons familiales. Cela indique un effet distributif important : la subvention de l'énergie solaire photovoltaïque conduit à une redistribution des revenus



12 février 2018 (moyenne du 2^{ème} trimestre 2018 au 1^{er} trimestre 2019)

Figure 10. Évolution des prix de gros de l'électricité et de la surtaxe sur les énergies renouvelables

Source : Plateforme de transparence des gestionnaires de réseau de transport ; EEX

des ménages à faibles revenus (généralement sans biens immobiliers) vers des ménages relativement aisés qui sont propriétaires et ont les moyens pour financer un investissement photovoltaïque sur le toit.

Conséquences pour les exploitants de centrales thermiques

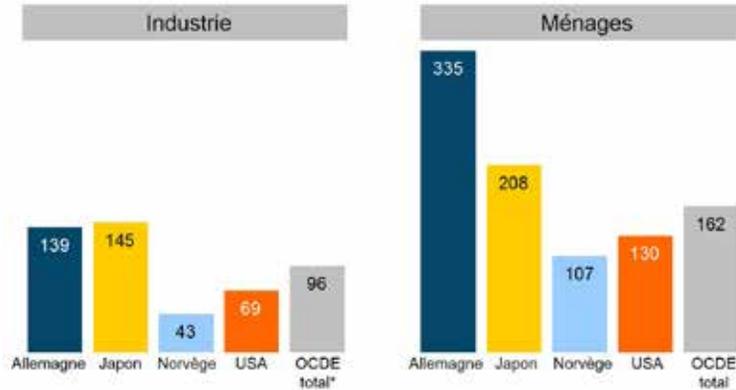
Une simple comparaison des prix de l'électricité entre différents pays révèle une distorsion importante. En Allemagne, les prix de l'électricité pour l'industrie sont plus ou moins au même niveau qu'au Japon, mais plus de deux fois plus élevés que dans des pays comme les États-Unis. Les consommateurs résidentiels allemands paient encore plus cher pour l'électricité que leurs homologues japonais : le niveau en Allemagne est deux fois plus élevé que la moyenne de l'OCDE et trois fois plus élevé qu'en Norvège et aux États-Unis (Figure 11).

Les producteurs d'électricité sont également confrontés à de nouveaux défis. Il s'agit notamment :

- de faire face à la baisse du taux d'utilisation des centrales thermiques ;
- de faire face à la baisse des prix de l'électricité sur le marché de gros ;

- d'adapter les centrales électriques aux besoins croissants de flexibilité pour équilibrer les fluctuations croissantes de la demande et de la production à partir d'énergies renouvelables variables.

Comme la demande d'électricité en Allemagne est stable depuis 2000, l'augmentation de la production à partir d'énergies renouvelables a entraîné une diminution des heures d'exploitation des autres centrales électriques. Cela s'est produit dans un contexte de chute des prix de gros de l'électricité. Par rapport au pic des prix de gros de l'électricité, qui s'est produit en 2008, les prix de gros de l'électricité ont chuté de deux tiers. Cette tendance peut s'expliquer par la baisse des prix des combustibles (tous les prix des matières premières énergétiques ont atteint des sommets historiques en 2008), par le manque de souplesse du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne qui se traduit par une baisse des prix du CO₂ et par le supposé ordre de préséance économique (*merit order*) des énergies renouvelables. L'effet *merit order* fait entrer des sources à très faibles coûts variables (c'est-à-dire les énergies renouvelables comme l'éolien et le photovoltaïque) dans la courbe d'offre d'électricité du côté des coûts



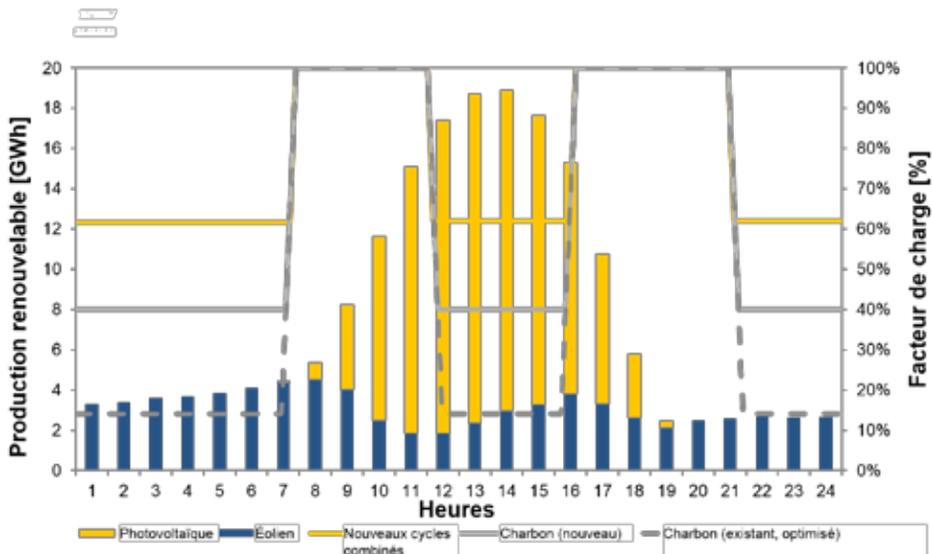
* prix pour le second trimestre 2017

Figure 11. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en 2017 (USD/MWh)

Source : IEA, Energy Prices and Taxes, Quarterly Statistics, 4^{ème} trimestre 2017, Part II, Chapter D, pages 341 and 342

faibles de la courbe : cela a donc un impact sur la centrale électrique marginale, c'est-à-dire sur la fixation des prix. Avec l'arrivée sur le marché d'un nombre croissant de centrales à faibles coûts variables, les centrales électriques auparavant marginales deviennent « extra marginales » alors que les centrales « intra marginales » deviennent marginales. Dans la

pratique, cela signifie que les centrales au gaz, qui déterminaient auparavant les prix, sont aujourd'hui largement trop coûteuses pour être utilisées et ce sont les centrales à charbon qui déterminent souvent le prix. Cela s'est traduit par une baisse substantielle du taux d'utilisation des centrales à gaz en particulier. Avant le retour récent de la production au gaz en 2016



Fonctionnement régulier de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur

Figure 12. Alimentation à partir d'énergies renouvelables et exemple d'illustration de la flexibilité des centrales au charbon et au gaz pendant l'exploitation régulière

Source : <http://www.transparency.eex.com>

La transition énergétique allemande : bilan et perspectives

et 2017, les centrales à gaz conçues à l'origine pour fonctionner à charge moyenne étaient confinées aux pointes.

L'évolution des prix de l'électricité lors d'une journée ensoleillée est un exemple parlant. Au cours d'une telle journée, la courbe des prix de l'électricité prend la forme d'un M, c'est-à-dire que la production d'énergie photovoltaïque augmente entre 8 h et 13 h, entraînant une baisse du prix de l'électricité ; au cours de l'après-midi, les centrales photovoltaïques produisent progressivement moins d'électricité, ce qui entraîne une hausse des prix de l'électricité. Le moment de l'augmentation du rayonnement solaire le matin ne coïncide toutefois pas avec l'augmentation de la consommation d'énergie. Alors que la demande d'électricité augmente entre 4 h et 8 h du matin, l'augmentation de la production solaire photovoltaïque se produit plus tard. De même, la production solaire photovoltaïque diminue le soir, quelques heures avant la baisse de la consommation d'énergie. Cela signifie que les centrales thermiques ont deux pics distincts et relativement courts, le matin et le soir. Afin d'intégrer l'importante production photovoltaïque à midi, tout en restant disponibles pour

monter en puissance le soir, les centrales à charbon et à gaz fonctionnent en charge partielle (Figure 12). Cet effet est évidemment plus fort en été, mais on peut aussi l'observer les jours ensoleillés pendant les autres saisons.

La flexibilité est essentielle pour les centrales thermiques

Les producteurs d'électricité doivent s'habituer à des profils d'exploitation différents. Par le passé, l'habitude était de compenser les différents niveaux de charge entre la nuit et le jour, les jours ouvrables et les fins de semaine, l'été et l'hiver. Bien que toutes ces tâches demeurent pertinentes, la variabilité des sources d'énergie renouvelable complique considérablement le fonctionnement du système. Le défi pour les exploitants d'installations thermiques n'est pas seulement technique, mais aussi économique : la rémunération doit refléter le coût plus élevé de l'exploitation flexible et couvrir les dépenses d'investissement de modernisation qui rendent les installations existantes techniquement capables de supporter des fluctuations de charge rapides. Les nouvelles centrales au charbon et au gaz sont donc déjà

Paramètre	Unité	Gaz naturel CCPP (nouveau) ¹⁾	Charbon (nouveau)	Lignite (nouveau)	Charbon (existant, optimisé)
Puissance	MW	800	800	1 100	300
Point de charge minimum/ point de charge nominale ($P_{\min} / P_{\text{nominale}}$)	%	~ 60	~ 25 to 40	~ 25 ²⁾ to 40	~ 20
Point de charge moyen ⁴⁾	%/min	~ 3,5	~ 3 ³⁾	~ 3	~ 3

1) Exploitation régulière de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur.

2) Grâce au design « BoA-Plus » (centrale lignite optimisée avec séchage du charbon en amont), un point de charge minimal de 25 % est aujourd'hui possible mais n'a pas encore été mis en œuvre.

3) Dans la plage de charge inférieure (25 à 40 %), la montée en puissance diffère de cette valeur.

4) Par rapport à la charge nominale.

Figure 13. Paramètres indicatifs de flexibilité pour les centrales à charbon et à gaz

Source : RWE

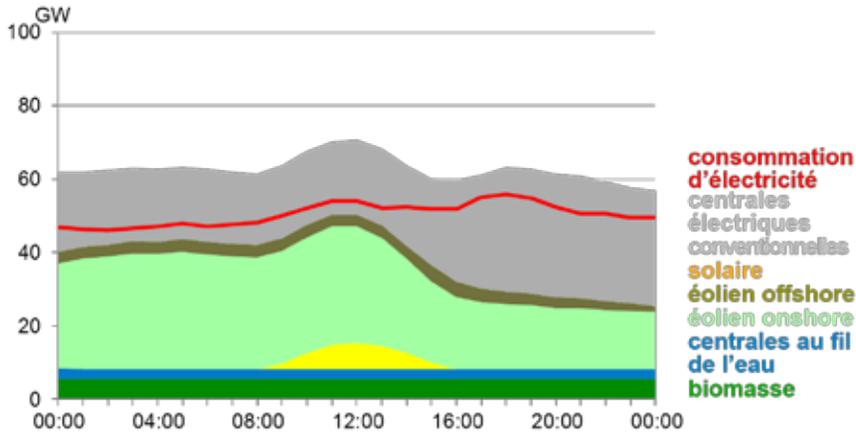


Figure 14. Production et charge d'électricité au 1^{er} janvier 2018

Source : Agora Energiewende : Agorameter, www.agora-energiewende.de

dotées des éléments techniques nécessaires à la flexibilité opérationnelle. Les centrales existantes ont été modernisées (ou fermées) de sorte qu'il n'existe pratiquement plus, sur le marché allemand, de centrales électriques de base sans fonctionnement flexible (Figure 13).

Dans la configuration classique de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur, la charge minimale d'une nouvelle centrale à cycle combiné au gaz naturel est généralement d'environ 60 % de sa capacité installée. Des niveaux inférieurs de charge minimale sont possibles soit en faisant fonctionner une seule turbine à gaz en mode cycle combiné, soit en faisant fonctionner une ou deux turbines à gaz

en mode cycle ouvert (ce qui présente l'avantage de temps de démarrage très courts), mais cela signifie que l'exploitant de la centrale doit accepter une perte d'efficacité substantielle. En revanche, une nouvelle centrale au charbon a une charge minimale plus faible d'environ 40 %, avec un potentiel de réduction supplémentaire de 20 à 25 %. Il a été possible de réduire la charge minimale dans les centrales électriques existantes en Allemagne en optimisant le système chaudière-turbine à l'aide de systèmes de commande modernes. Les centrales optimisées sont désormais capables d'atteindre un niveau de charge partielle inférieur à 20 %.

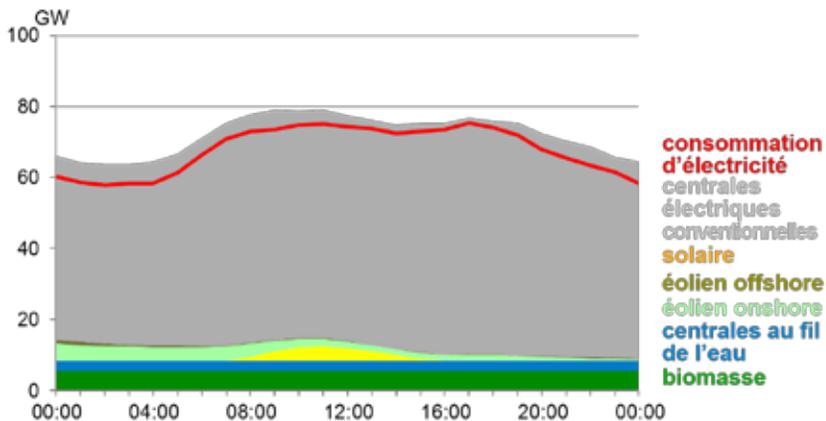


Figure 15. Production et charge d'électricité au 8 novembre 2017

Source : Agora Energiewende: Agorameter, www.agora-energiewende.de

La transition énergétique allemande : bilan et perspectives

Le passage entre charge partielle et pleine charge dans les centrales électriques implique des taux de montée en puissance d'environ 3 % par minute ; le changement de mode de fonctionnement peut donc être réalisé dans toutes les centrales en moins d'une demi-heure. Notez qu'une montée en puissance rapide n'est possible que pour les centrales déjà en marche. Le démarrage d'une centrale électrique est une procédure longue et coûteuse (le démarrage à froid d'une centrale à charbon prend plusieurs heures).

L'actuel *market design* permet-il d'assurer la viabilité financière de toutes les centrales ?

Il y a des moments où l'énergie éolienne et l'énergie solaire couvrent jusqu'à trois quarts de la demande d'électricité alors qu'à d'autres moments il n'y a presque aucune contribution de ces sources (Figures 14 et 15) et le parc de centrales thermiques doit fonctionner à plein régime pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement. On s'attend à de nouvelles augmentations de la puissance installée renouvelable, principalement à partir de photovoltaïque et d'éolien. D'ici 2035, la puissance installée renouvelable pourrait être deux fois plus élevée que la demande de puissance de pointe (c'est-à-dire la demande de puissance

maximale annuelle). Compte tenu de la variabilité des énergies éolienne et photovoltaïque, des niveaux significatifs de capacité de centrales thermiques continueront d'être nécessaires dans les années à venir pour répondre à la demande d'électricité à des moments où le soleil ne brille pas et où le vent ne souffle pas (Figure 16).

Le défi économique est d'assurer la viabilité financière de ces centrales qui fonctionnent de moins en moins souvent mais qui restent indispensables à certains moments. Compte tenu de l'évolution récente de la rentabilité des centrales thermiques, il est douteux que la rémunération qu'elles peuvent obtenir en vendant de l'électricité sera suffisante pour couvrir la totalité des coûts de ces actifs à moyen et long terme. La mise en place d'un marché des capacités, qui rémunère la fiabilité des centrales électriques, est un bon complément aux revenus engendrés par les ventes d'électricité. C'est le mécanisme de choix pour garantir la fiabilité de l'approvisionnement en électricité dans un certain nombre de pays et une proposition de marché décentralisé de capacité présentée par les compagnies d'électricité allemandes va dans le même sens. Le *market design* approprié pour un mécanisme de capacité dépend des spécificités du réseau électrique considéré.

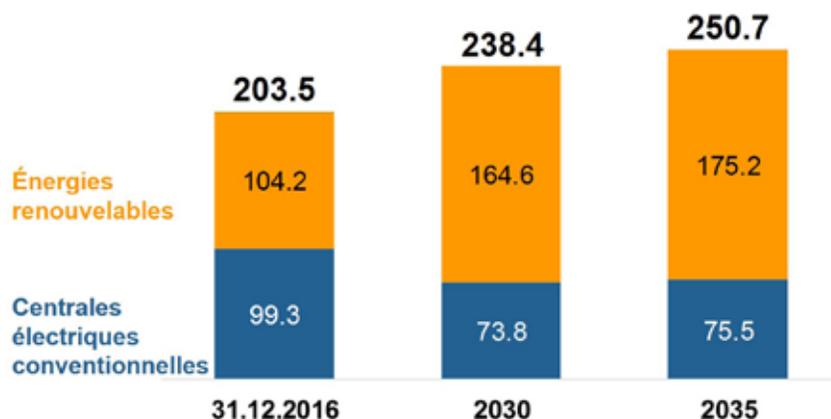


Figure 16. Capacité de production d'électricité (nette), 2016, 2030 et 2035 en Allemagne

Source : Transmission System Operators, Draft of the Electricity Grid Development Plan, scénario B (2019)

Une autre conséquence : la nécessité de développer le réseau

Malgré la fermeture rapide des centrales nucléaires, il n'y a pas eu de manque de capacité de production d'électricité en Allemagne. Cependant, le démantèlement de la capacité nucléaire affecte sérieusement le sud industrialisé de l'Allemagne tandis que la capacité éolienne est augmentée principalement dans le nord rural (offshore et onshore). Cela nécessite un développement substantiel du réseau de transport. Dans la pratique, le développement des réseaux – ceci s'applique également au nécessaire développement des réseaux de distribution – ne suit pas le rythme de l'augmentation de la capacité de production d'électricité éolienne et photovoltaïque. Cela s'explique notamment par de longues procédures d'autorisation dont certaines sont prolongées par des résistances locales et par des problèmes de financement.

Le goulet d'étranglement du réseau entre le nord et le sud de l'Allemagne pose un certain nombre de problèmes. Étant donné que l'Allemagne a, pour de nombreuses raisons, un prix de l'électricité uniforme, la congestion sur le réseau de transport nécessite des mesures de re-dispatching coûteuses. Cependant, le développement des énergies renouvelables et la congestion du réseau de transport national entraînent des flux d'électricité non programmés du nord au sud de l'Allemagne via les réseaux électriques des pays voisins (*loop flows*). Les gestionnaires de réseau polonais et tchèques, en particulier, se sont déclarés préoccupés par ces flux. Ils ont commencé à installer des déphaseurs aux frontières allemandes qui permettent aux GRT de repousser physiquement les flux d'électricité si nécessaire. Cette approche est en contradiction avec le principe du marché intérieur européen de l'énergie. En outre, le développement des énergies renouvelables en Allemagne a également un impact sur les prix de gros de l'électricité, les revenus des producteurs et des consommateurs d'autres pays européens. En termes simples, l'effet du *merit order* diminue aussi la rentabilité des producteurs d'électricité des

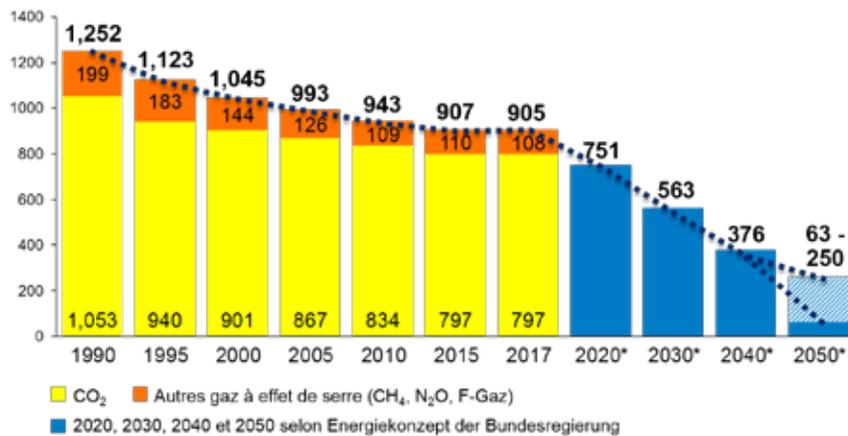
autres pays européens mais fait baisser le prix de l'électricité pour les consommateurs d'autres pays qui ne contribuent pas au financement des énergies renouvelables allemandes par le biais de la surtaxe. Cet effet est considérable, car les exportations allemandes d'électricité continuent de croître. En 2017, l'Allemagne a atteint un nouveau record de 83 TWh d'exportations d'électricité, les exportations nettes s'élevant à 55 TWh.

Orientations politiques pour les quatre prochaines années

Après des mois de négociations depuis les élections générales du 24 septembre 2017 en Allemagne, un accord final a été conclu entre les conservateurs de la chancelière Merkel (CDU/CSU) et les sociaux-démocrates (SPD). L'accord de coalition complet de 177 pages « Un nouveau départ pour l'Europe – Une nouvelle dynamique pour l'Allemagne – Une nouvelle cohésion pour notre pays », daté du 7 février 2018, esquisse l'agenda politique pour les quatre prochaines années et contient les objectifs suivants concernant le climat et l'énergie :

- Émissions de gaz à effet de serre (Figure 17) : s'engager à atteindre les objectifs nationaux, européens et mondiaux de l'Accord de Paris pour 2020, 2030 et 2050 ; s'efforcer de devenir neutre en matière de gaz à effet de serre au plus tard dans la seconde moitié du siècle. L'objectif national de réduction des émissions de 40 % d'ici 2020 par rapport à 1990 est atténué pour réduire les émissions « autant que possible » alors que l'objectif national de 55 % d'ici 2030 doit être atteint « par tous les moyens » mais en tenant compte du triple objectif d'une énergie sûre, propre et abordable ainsi que des bouleversements structurels et de la nécessité d'une politique climatique fondée sur la science, ouverte technologiquement et efficace.
- Élimination progressive du charbon : mettre en place une commission spéciale « Croissance, changement structurel et emploi »

La transition énergétique allemande : bilan et perspectives



* Réduction de 40 % jusqu'en 2020, de 55 % jusqu'en 2030, de 70 % jusqu'en 2040 et de 80 à 95 % jusqu'en 2050 – par rapport au niveau de 1990

Figure 17. Émissions de gaz à effet de serre en Allemagne de 1990 à 2017 ; objectifs jusqu'en 2050 (en millions de tonnes d'équivalents CO₂)

Source : National greenhouse gas inventory 1990 – 2016, EU-Submission. status: April 2018

réunissant des décideurs politiques, des industriels, des ONG, des syndicats et des acteurs régionaux, afin d'élaborer un plan d'action d'ici fin 2018, qui devrait inclure :

- des mesures visant à combler « autant que possible » l'écart par rapport à l'objectif de 2020 et à atteindre de manière fiable l'objectif de 2030 dans le secteur de l'énergie ;
- un plan « pour la réduction progressive et la sortie de la production d'électricité à partir du charbon, y compris une date de fin et les mesures d'accompagnement juridiques, économiques, sociales et de politiques structurelles nécessaires » ;
- le soutien financier du budget fédéral pour les changements structurels nécessaires dans les régions touchées.

Les conclusions de la commission alimenteront une loi sur la protection du climat promise en 2019. Cette nouvelle loi garantira le respect des objectifs 2030 du Plan Climat 2050. Dans le même temps, un processus similaire est prévu pour les secteurs des transports et du bâtiment.

- Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) : renforcer le SCEQE en tant que principal mécanisme de fixation des prix des émissions de CO₂ dans

le cadre d'un système mondial qui inclut au moins les pays du G20.

- Financement de la lutte contre le changement climatique : reconnaître la responsabilité de l'Allemagne en matière de protection internationale du climat en augmentant l'aide au développement à l'étranger.
- Industrie et commerce : garantir la compétitivité internationale des industries à forte intensité énergétique en maintenant des chaînes de valeur intégrées et en empêchant les fuites de carbone tout en renforçant la position de leader de l'Allemagne dans la transition énergétique, y compris par le biais de partenariats énergétiques bilatéraux pour faire progresser la transition énergétique mondiale ; fournir des fonds de R&D pour les procédés industriels à faible émission de carbone et l'économie à cycle carbone fermé ; mettre en place un programme de soutien à la décarbonation de l'industrie afin de garantir la position de l'Allemagne en tant que pays industrialisé doté de produits et de procédés modernes, de renforcer sa compétitivité internationale et de garantir des emplois durables en Allemagne.

- Énergies renouvelables : développement vers un objectif de 65 % de la consommation totale d'électricité d'ici 2030 (au lieu de 2040), avec des « enchères spéciales » en 2018 et 2019 pour 4 GW d'éolien terrestre, 4 GW de photovoltaïque et un parc éolien offshore, mais en s'orientant vers les mécanismes du marché et en favorisant des opportunités de propriété citoyenne.
- Réseau : optimiser le réseau existant (par la numérisation) et accélérer son développement en utilisant des câbles souterrains là où c'est nécessaire et peut-être en partageant les bénéfices avec les propriétaires fonciers.
- Efficacité : réduire la consommation d'énergie de 50 % d'ici 2050 (par exemple, allègements fiscaux pour la modernisation des bâtiments).
- Coûts : réformer les coûts de réseaux pour refléter les coûts sur un « principe de causalité ».
- Stockage : faciliter le couplage des secteurs du chauffage, de la mobilité et de l'électricité en combinaison avec les technologies de stockage (par exemple, le stockage thermique à grande échelle dans les anciennes centrales électriques).
- Gaz : faire de l'Allemagne un lieu d'implantation des infrastructures de GNL.
- Nucléaire : sortie progressive confirmée d'ici 2022 ; aucune aide de l'Union européenne ou aide d'État pour les nouvelles centrales nucléaires, où que ce soit ; examens de sûreté des centrales nucléaires voisines et restrictions à l'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires situées en dehors de l'Allemagne où la sûreté est mise en doute, le tout dans des cadres juridiques qui peuvent nécessiter des amendements au traité EURATOM.

Le défi à long terme

La politique énergétique allemande a soutenu avec succès l'expansion rapide des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité tout en gérant l'abandon progressif de l'énergie nucléaire. Le remplacement d'une source d'électricité sans carbone (nucléaire) par une autre source d'électricité sans carbone (énergies renouvelables) implique toutefois que l'impact sur les émissions globales de CO₂ provenant de la production d'électricité est modeste depuis 2010. Le fait que l'Allemagne n'atteindra probablement pas ses objectifs pour 2020 reflète la difficulté d'atteindre plusieurs objectifs en même temps. (Les diminutions rapides des coûts réalisées au cours des dernières années, en particulier pour le photovoltaïque, ont eu des retombées positives sur le déploiement des énergies renouvelables dans le monde entier et ont contribué à réduire les émissions de CO₂ ailleurs).

Maintenant que l'élimination progressive du nucléaire est en bonne voie, le nouveau gouvernement se concentre sur l'élimination progressive du charbon. Début avril 2018, le nouveau ministre de l'économie et de l'énergie, Peter Altmaier, a annoncé un objectif de réduction de moitié de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. Une feuille de route pour l'élimination progressive du charbon sera déterminée au cours de l'année 2018. L'élimination progressive du charbon sera sans doute administrée de la même manière que l'élimination progressive du nucléaire. Le contournement du SCEQE risque toutefois d'entraîner une baisse des prix du CO₂, incitant les exploitants de centrales au charbon en dehors de l'Allemagne à produire davantage d'électricité et compensant potentiellement une partie des économies de CO₂ réalisées grâce à l'élimination progressive du charbon en Allemagne (surtout si des centrales moins efficaces comblent le vide).

Cependant, le véritable défi de la prochaine décennie est de faire passer la transition énergétique au-delà du secteur de l'électricité. La production de chaleur – dans l'industrie

et dans les bâtiments – est aujourd'hui une source importante d'émissions de CO₂. Certes, l'amélioration de l'efficacité énergétique, les sources renouvelables (géothermie ou solaire thermique) ou l'électricité décarbonée (par exemple pour les pompes à chaleur ou le chauffage par résistance) peuvent jouer un rôle important, mais elles se heurtent toutes à des contraintes à un moment donné. Par exemple, d'après ce que nous pouvons voir aujourd'hui, il est peu probable que le stockage saisonnier à grande échelle de l'électricité à des fins de chauffage devienne économiquement faisable. D'autres problèmes se posent dans l'industrie, où il n'est pas évident de remplacer, dans les process, la chaleur à haute température (aujourd'hui principalement fournie par le gaz naturel) par de l'électricité décarbonée.

Dans le secteur des transports, autre source majeure d'émissions de CO₂ (169 Mt en 2017), la transition énergétique n'a pas encore non plus pris son élan. La France et le Royaume-Uni se sont engagés à interdire la vente de véhicules conventionnels à partir de 2040 (les Pays-Bas même à partir de 2030). Bien que la question ait été soulevée lors de la campagne électorale allemande, rien n'en est sorti. Les interdictions ne sont pas au cœur du problème car on préfère une décision politique consciente de soutien d'une autre technologie ; mais cela ne s'est pas encore produit non plus.

On ne manque pas de technologies alternatives pour lancer la transition énergétique dans d'autres secteurs. Par exemple, l'hydrogène est un candidat particulièrement prometteur pour décarboner l'énergie actuellement fournie par le gaz naturel (l'hydrogène pourrait être produit par électrolyse en utilisant de l'électricité décarbonée ou à partir du gaz naturel en combinaison avec le captage et le stockage du carbone). Pour certains, l'hydrogène est également présenté comme la solution à la décarbonation du secteur des transports, mais ce sont les véhicules électriques qui sont en première ligne en termes de dynamique politique mondiale et de développement technologique. Pour l'un ou l'autre, le point central est le développement de l'infrastructure, et c'est là que l'intervention

du gouvernement est nécessaire pour surmonter le problème de la poule et de l'œuf.

Indépendamment des technologies que le gouvernement allemand décide de soutenir ou d'interdire, la stratégie nationale pour réaliser la transition énergétique doit être alignée et idéalement intégrée dans une stratégie européenne. La coordination permet de maîtriser les coûts. Le secteur de l'électricité en est un bon exemple : une stratégie européenne commune en matière d'énergies renouvelables combinée au développement du réseau permettrait d'utiliser les meilleurs sites pour les énergies renouvelables indépendamment des besoins énergétiques nationaux, tandis qu'un réseau étendu et renforcé permettrait l'équilibre sur une zone géographique plus large et donc le maintien des coûts d'équilibrage à un faible niveau.

Enfin, il ne faut pas oublier que la transition énergétique est un effort global pour un avenir énergétique durable. Les pays en développement ont souvent d'autres priorités que l'Allemagne (accès à l'énergie, industrialisation) et une tonne de CO₂ économisée en Allemagne a le même effet sur le climat qu'une tonne de CO₂ économisée en Inde. La coopération internationale est donc un impératif à long terme pour une transition énergétique réussie.

La transition énergétique n'est pas un jeu à somme nulle. Elle s'accompagne d'une multitude d'opportunités commerciales mais, pour les exploiter, il faut un cadre politique fiable et transparent. Le nouvel accord de coalition montre une prise de conscience de la plupart de ces aspects. Ce qu'il faut maintenant, c'est une vision claire sur la manière d'atteindre les objectifs à long terme de l'Energiewende.