



## **Transition énergétique : comment fait l'Allemagne**

Auteur : Vincent Boulanger

Publié par la Heinrich-Böll-Stiftung France

# **TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : COMMENT FAIT L'ALLEMAGNE**



# **Transition énergétique : comment fait l'Allemagne**

**Vincent Boulanger**

***Transition énergétique : comment fait l'Allemagne***

**Nouvelle édition, publiée en avril 2017 par la Heinrich-Böll-Stiftung France  
en coopération avec les éditions Les petits matins  
Heinrich-Böll-Stiftung France, 80, quai de Jemmapes, 75010 Paris  
T: +33 1 84 86 15 81 E: [info@fr.boell.org](mailto:info@fr.boell.org) – [www.fr.boell.org](http://www.fr.boell.org)**

**Directeur de publication : Jens Althoff**

**Coordination de la nouvelle édition : Jules Hebert**

**Maquette : Laura Fredducci**

**Réalisation des graphiques : Arnaud Lebassard**

**Photo de couverture : © ericsan – stock.adobe.com**

**Ouvrage paru initialement aux éditions Les petits matins/Institut Veblen, 2015,  
dans la collection « Politiques de la transition », dirigée par Philippe Frémeaux et Aurore Lalucq.  
Les petits matins, 31, rue Faidherbe, 75011 Paris  
[www.lespetitsmatins.fr](http://www.lespetitsmatins.fr)  
Institut Veblen pour les réformes économiques, 38, rue Saint-Sabin, 75011 Paris  
[www.veblen-institute.org](http://www.veblen-institute.org)**

**ISBN : 979-10-97395-00-1**

**Cette publication est publiée sous une licence Creative Commons**

**Attribution : vous devez créditer l'œuvre, intégrer un lien vers la licence et indiquer si des modifications ont été effectuées à l'œuvre. Vous devez indiquer ces informations par tous les moyens raisonnables, sans toutefois suggérer que l'offrant vous soutient ou soutient la façon dont vous avez utilisé son œuvre.**

**Pas d'utilisation commerciale : vous n'êtes pas autorisé à faire un usage commercial de cette œuvre, de tout ou partie du matériel la composant.**

**Pas de modifications : dans le cas où vous effectuez un remix, que vous transformez ou créez à partir du matériel composant l'œuvre originale, vous n'êtes pas autorisé à distribuer ou à mettre à disposition l'œuvre modifiée.**

# SOMMAIRE

Préface	7
Prologue	9
<b>1. La part du charbon dans la production d'électricité augmente-t-elle ?</b>	<b>15</b>
<b>2. Pourquoi (et comment) sortir du nucléaire ?</b>	<b>32</b>
<b>3. Vers 100 % d'énergies renouvelables ?</b>	<b>46</b>
<b>4. Vers un système électrique décentralisé ?</b>	<b>69</b>
<b>5. Combien coûte et combien rapporte la transition ?</b>	<b>82</b>
<b>6. Un système énergétique aux mains des citoyens ?</b>	<b>96</b>
<b>7. Comment se déplacer sans pétrole ?</b>	<b>109</b>
Épilogue	123



# PRÉFACE

« *L'Energiewende*, c'est le retour au charbon! » « La transition énergétique allemande est un gouffre financier! » Combien de fois avons-nous entendu ces réactions presque épidermiques à l'évocation de la transition énergétique allemande, y compris de la part d'interlocuteurs pourtant sensibilisés à ce type de problématiques?

Les idées reçues sur le sujet sont légion en France, et ce phénomène n'est pas anodin : il démontre non seulement la capacité du lobby nucléaire français à influencer – et à polluer – le débat autour des questions énergétiques, mais aussi la force des mythes qui entourent ces questions et leur ancrage dans les mentalités de notre pays.

Pourtant, d'une part, la France peine à résoudre le problème du chômage et à relancer son économie; d'autre part, elle se trouve à la croisée des chemins en ce qui concerne l'avenir de son système énergétique : la prolongation du fonctionnement des centrales nucléaires (grand carénage) suppose des coûts de maintenance et d'exploitation compris entre 55 – selon EDF – et 100 milliards d'euros – selon la Cour des comptes. Faut-il persister dans un modèle qui repose sur des coûts en forte hausse, sur des risques majeurs et sur la production de déchets dangereux dont la durée de vie s'étale sur plusieurs générations? La France n'aurait-elle pas intérêt à investir ces sommes colossales dans une transition énergétique vers un système durable, pourvoyeur d'emplois locaux et créateur de valeur ajoutée locale?

Car c'est bien cela que peut offrir la transition énergétique : un projet de société qui redonne du pouvoir aux territoires – ce que la France a amorcé avec la loi pour la transition énergétique et la réforme territoriale – et aux citoyens, qui permet de créer localement des emplois et de stimuler l'économie. L'exemple allemand prouve que cela est possible.

Le livre de Vincent Boulanger, que nous rééditions dans une version actualisée ici, remet à plat l'ensemble des étapes de ce « défi du siècle » et répond point par point aux idées reçues dont *L'Energiewende* est l'objet. Il démontre que la transition énergétique n'est ni un gouffre financier ni une catastrophe écologique, mais qu'elle peut au contraire être une chance, à la fois d'un point de vue économique et démocratique. La politique de transition énergétique allemande, lancée par le gouvernement de coalition des sociaux-démocrates et des Verts en 1998, a ainsi créé plus de 200 000 emplois entre 2004 et 2013. Et les citoyens sont au cœur du processus : les coopératives (plus de 900) et les agriculteurs constituent les premiers installateurs de parcs éoliens ou photovoltaïques, devant les grands énergéticiens.

Décrypter ces enjeux, déconstruire les mythes qui entourent ce grand projet est une nécessité : le débat français gagnerait à regarder autrement le cas allemand, et il serait bon que les deux partenaires incontournables de l'Union européenne



échantent et coopèrent plus sur les questions énergétiques. Ensemble, ils pourraient être les moteurs d'un projet d'avenir pour l'UE. La transition énergétique peut être une contribution importante pour montrer que l'Europe a la capacité de résoudre la crise économique et de construire un modèle durable, à l'avant-garde des marchés du futur. Cette transition est aussi un moyen d'assurer, à terme, l'indépendance énergétique de l'Europe.

Une meilleure entente franco-allemande autour d'une transition énergétique démocratique doit donc être encouragée. Le bureau français de la Heinrich-Böll-Stiftung entend travailler activement à favoriser ce dialogue afin de dépasser les idées reçues et les fantasmes entretenus de part et d'autre du Rhin, dans le but de faire progresser la coopération européenne.

La réédition du livre de Vincent Boulanger, publié initialement par les éditions Les petits matins et l'Institut Veblen (que nous remercions ici chaleureusement pour leur collaboration), s'inscrit pleinement dans cette démarche.

Jens Althoff  
Directeur de la Heinrich-Böll-  
Stiftung France

Jules Hebert  
Coordinateur du programme  
de la Heinrich-Böll-Stiftung France

## PROLOGUE

«L'atmosphère française est-elle polluée par le charbon allemand?», interrogeait Didier Julienne, un «stratège des ressources naturelles», dans le quotidien *Les Échos* daté du 15 mars 2014. La France souffrait alors d'un énième pic de pollution aux particules fines et Paris étouffait. Le «stratège» constatait que le vent venait de l'est cette semaine-là, ce qui l'autorisait à poursuivre sa démonstration avec un semblant de logique: «Les centrales au charbon sont de plus en plus nombreuses outre-Rhin [...]. La pollution n'a pas de frontière et, avec un vent d'est, c'est effectivement l'Allemagne qui nous enfume.» CQFD. Le quotidien économique est loin d'avoir été le seul à relayer cette rumeur, qui provoqua un petit *buzz* médiatique durant quelques jours, avant que les démentis ne viennent disculper notre voisin. Ainsi, le 19 mars, l'Agence France-Presse diffusait une dépêche concernant les précisions qu'Airparif, organisme chargé de surveiller la qualité de l'air en Île-de-France, avait été obligé d'apporter: «Le président d'Airparif, Jean-Félix Bernard, a affirmé mercredi que l'épisode de pollution aux particules qui a touché la région parisienne la semaine dernière était principalement dû au secteur des transports à l'échelle régionale et non aux centrales à charbon allemandes.» Fermez le ban.

Cet épisode est symptomatique des critiques entendues en France sur l'Allemagne depuis que cette dernière a fait le choix de sortir définitivement du nucléaire. Les commentateurs ont volontiers grossi le trait, voire déformé la réalité, souvent par méconnaissance des dynamiques à l'œuvre en Allemagne ou, pire, par simple mauvaise foi. Pourquoi les centrales au charbon allemandes préoccupent-elles aujourd'hui autant certains faiseurs d'opinion français alors que notre voisin a toujours produit son électricité majoritairement par ce biais? Visiblement, la transition énergétique outre-Rhin, le fameux *Energiewende*, dérange en France. Combien de fois, depuis quelques années, n'a-t-on pas entendu que le nucléaire était remplacé par de nouvelles centrales au charbon; que le pays vivait sous la menace de black-out généralisés à cause de «l'intermittence» des énergies renouvelables, qui déstabiliseraient le réseau électrique; ou que les citoyens allemands supportaient des coûts faramineux pour le développement de ces renouvelables; qu'en somme «ils sont fous ces Allemands», comme le voudrait un certain bon sens gaulois? L'ambition de ce livre, face à cette levée de boucliers pleine d'imprécisions et de rumeurs infondées, est de livrer quelques faits permettant au lecteur français de se rendre compte, d'une part, que la situation en Allemagne n'est pas si dramatique et, d'autre part, que les Allemands sont loin d'être fous.

Que l'on se rassure, les débats sont également très vifs en Allemagne entre les défenseurs des énergies nucléaires ou fossiles et ceux des énergies renouvelables. *L'Energiewende* a en effet attiré sur elle non seulement les foudres de l'industrie

nucléaire mais aussi celles du secteur du charbon, du gaz, et probablement un jour du lobby pétrolier. Car cette transition est loin de se résumer à une simple sortie du nucléaire. Son but est avant tout de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2050 à un niveau permettant de limiter les effets du réchauffement climatique, ce qui implique de réduire considérablement la consommation d'énergies fossiles. « Nous savons que nous avons besoin d'une décarbonisation [de nos économies] au cours de ce siècle », déclarait la chancelière allemande Angela Merkel à l'issue du sommet du G7 qui avait eu lieu en juin 2015 à Elmau, en Allemagne. Le poids de l'Allemagne est certes dérisoire dans le total des émissions mondiales actuelles. Toutefois, comme tous les pays industriels, elle a joué un rôle historique déterminant dans la quantité de carbone qui s'est concentrée dans l'atmosphère.

L'autre motivation de l'Allemagne est économique. Le réchauffement climatique oblige l'ensemble de l'économie mondiale à revoir ses fondamentaux, notamment du fait que la croissance actuelle est très dépendante de la consommation d'hydrocarbures. Tout le monde sait que l'exploitation effrénée des énergies fossiles n'est pas soutenable et qu'il faudra dans un proche avenir d'autres technologies pour garantir prospérité et développement économique. Il est en outre souhaitable que l'avènement de ces technologies survienne bien avant l'épuisement des ressources fossiles, car il sera impossible de limiter les effets du réchauffement climatique en continuant d'exploiter les hydrocarbures au rythme actuel. Cela pourrait être facilité par le fait que les nouvelles technologies ont gagné en compétitivité ces dernières années par rapport aux énergies fossiles. La transition énergétique pourrait ainsi être motivée à l'avenir par le simple bon sens économique. « L'âge de la pierre ne s'est pas terminé du fait du manque de pierre », formule une célèbre citation attribuée au cheikh Zaki Yamani, ancien ministre saoudien du Pétrole. L'Allemagne entend par conséquent reconfigurer son industrie pour prendre position sur les futurs marchés. La réussite de la transition énergétique chez elle sera la meilleure publicité, à l'international, du *made in Germany*.

Enfin, l'ambition de cette transition énergétique donne à l'Allemagne une influence sur la scène politique internationale, qu'elle investit particulièrement. Frank-Walter Steinmeier, ancien ministre fédéral des Affaires étrangères, se vantait d'en constater les effets en affirmant, lors d'une conférence internationale à Berlin en mars 2015 (le Berlin Energy Transition Dialogue) : « Savez-vous comment on dit "*Energiewende*" en espagnol ? Ou bien en arabe ? Ou encore en indonésien ? La réponse va vous étonner parce qu'elle très facile : "*Energiewende*" ! »

Les Allemands prennent donc très au sérieux les objectifs climatiques qu'ils se sont fixés et il n'est pas question pour eux de subir des échecs alors qu'ils sont observés, sur ce sujet, par toute la communauté internationale. Il en va de leur crédibilité politique et économique. Mais le chantier à entreprendre pour cela est gigantesque. Frank-Walter Steinmeier le qualifiait, lors de cette même conférence, de version allemande du projet « *Man to the moon* ».

## Le chantier du siècle

Quel est donc ce fameux plan de transition dans lequel l'Allemagne s'est engagée ? Le gouvernement allemand a formalisé en septembre 2010 le programme de cette *Energiewende* sous la forme d'un *Energiekonzept*, une « stratégie énergétique » dont les objectifs sectoriels (voir tableau p. 13) sont, depuis, progressivement officialisés par différents textes de loi. Les deux objectifs principaux de cette stratégie, redéfinis après la catastrophe de Fukushima, sont la sortie du nucléaire et la réduction de 80 % à 95 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050.

Ce niveau d'exigence est à la mesure de l'effort que doivent fournir les pays industrialisés pour rester en dessous d'un réchauffement global de 2 °C. Des recherches récentes sur le changement climatique ont d'ailleurs démontré que cette valeur, définie comme l'objectif seuil par le Giec (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), était même bien trop élevée. Il faudrait en réalité parvenir à contenir le réchauffement au niveau le plus bas possible, dans le pire des cas à 1,5 °C par rapport à l'ère préindustrielle. « La différence des efforts à entreprendre entre un objectif de 2 °C et de 1,5 °C n'a rien de marginal : selon le Giec, dans le premier cas, il faut réduire les émissions de 40 % à 70 % d'ici à 2050, dans le second de 80 % à 90 % », assurait le journal *Le Monde* en juin 2015<sup>1</sup>.

Le projet allemand est par conséquent en adéquation avec l'état des connaissances scientifiques sur le réchauffement climatique. Notons au passage que cet objectif est assez proche de celui de la France : la loi de transition énergétique se donne pour objectif de diviser par quatre les émissions d'ici à 2050, ce qui revient à les diminuer de 75 %. Toutefois, comme l'Allemagne émet davantage de gaz à effet de serre que la France – 11,2 tonnes par habitant outre-Rhin contre 8 tonnes en France –, les objectifs des deux pays reviennent à viser le même résultat : c'est-à-dire de réduire à moins de 2 tonnes les émissions annuelles par habitant<sup>2</sup>.

Mais viser une réduction quasi totale des émissions de gaz à effet de serre (95 %) représente un défi considérable pour le système énergétique d'un pays. Cela implique de renoncer à tout combustible d'origine fossile pour son approvisionnement énergétique puisque certaines émissions de gaz à effet de serre sont incompressibles, notamment dans le domaine de l'agriculture ou de l'industrie. « Ce que nous cherchons à faire est une petite révolution, juge Ulrich Benterbusch, ancien directeur de l'Agence allemande de l'énergie [Dena]. Il n'y a pratiquement pas d'autre pays hautement industrialisé qui ambitionne en trente-cinq ans de décarboner presque complètement sa production d'électricité et l'ensemble de son système énergétique. Les objectifs allemands sont extrêmement ambitieux, parce que nous souhaitons les atteindre sans recourir à l'énergie nucléaire, ce qui rend la difficulté plus grande. De la même manière, nous voyons peu de possibilités de développer en Allemagne les technologies

1 « Réchauffement : le seuil limite des 2 °C est trop élevé », *Le Monde*, 5 juin 2015.

2 Andreas Rüdinger et Stefan C. Aykut, « Les transitions énergétiques française et allemande. Convergence ou divergence dans le cadre européen », *Annuaire français des relations internationales*, n° 16, juillet 2015. Il s'agit des émissions produites à l'échelon national, n'incluant pas les émissions liées aux importations de biens de consommation.

de capture et stockage du CO<sub>2</sub>, et ce ne sera pas non plus facile d'exploiter les gaz de schistes.» D'ici le milieu du siècle, le système énergétique allemand devrait pourtant ne plus consommer ni charbon, ni pétrole, ni gaz naturel, mais reposer intégralement sur les énergies renouvelables.

Le premier jalon posé par l'*Energiekonzept* est l'année 2020, date à laquelle l'Allemagne ambitionne de réduire ses émissions de 40%, soit deux fois plus que les 20% auxquels l'Union européenne s'est engagée à cet horizon. Y parviendra-t-elle? La transition allemande fait l'objet d'un suivi scientifique, dans le cadre d'une procédure de pilotage par un comité d'experts. Chaque année, le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie établit un rapport, compilant les données statistiques des différents secteurs afin d'évaluer l'état d'avancement de la transition énergétique. Le comité d'experts analyse ensuite les données fournies et évalue l'impact à attendre des mesures prises. Il formule enfin des recommandations pour boucher l'écart entre la réalité et les objectifs. En novembre 2014, ce comité constatait qu'avec ce qui était sur la table, seuls deux objectifs étaient en passe d'être tenus : la sortie du nucléaire et la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité. En revanche, ceux concernant la réduction de la consommation d'énergie et des émissions menaçaient d'être manqués. Sans nouvelles mesures, le pays était sur la voie d'une réduction de 33% à 34% de ses émissions et raterait de loin l'objectif de 40%.

Ces constats sont venus confirmer la tendance observée l'année précédente. Fin 2014, le gouvernement a donc rendu public trois paquets de réformes devant redresser la trajectoire vers l'objectif de 2020 : un plan d'action national pour l'efficacité énergétique (*Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz*, NAPE), une réforme du marché de l'électricité (le livre blanc *Strommarkt 2.0*) et un programme d'action pour la protection du climat 2020 (*Aktionsprogramm Klimaschutz 2020*), comportant à lui seul une centaine de mesures. Ces plans d'action reviennent à mener de front plusieurs grands travaux : développement du réseau électrique, accélération de la rénovation des bâtiments, promotion de la production de chaleur d'origine renouvelable, transformations structurelles dans les transports, etc. Le ministère fédéral de l'Environnement estime que ces mesures permettront d'économiser de 62 à 78 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> supplémentaires par rapport au scénario tendanciel de l'année précédente. Soit entre 6,8% et 8,5% des émissions nationales de gaz à effet de serre de 2014, de quoi rattraper l'écart avec l'objectif de 40%, voire, dans le meilleur des cas, le dépasser légèrement. Ces programmes ont en outre été confirmés et complétés par un quatrième document, adopté le 14 novembre 2016 : le Plan de protection du climat 2050 (*Klimaschutzplan 2050*). Il s'agit d'un texte programmatique donnant les orientations politiques de moyen et long terme et fixant des objectifs précis de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2030 à tous les secteurs de l'économie (énergie, transports, agriculture, etc.). Toutes ces mesures n'étant toutefois pas encore entrées en vigueur, il n'est pas possible, début 2017, d'affirmer qu'elles auront les effets voulus. Néanmoins, ces décisions prouvent la détermination du gouvernement allemand à propos des enjeux climatiques. Il reste à présent quatre ans au pays pour faire la démonstration que la transition énergétique est possible dans un grand pays industriel.

**Objectifs de l'Energykonzept (Stratégie énergétique) du gouvernement allemand  
28 septembre 2010**

Objectifs	État des lieux en 2015	2020	2030	2040	2050
Réduction des émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990)	- 27,2 %	- 40 %	- 55 %	- 70 %	- 80 % à - 95 %
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité	32,3 % (chiffre 2016)	au moins 35 %	au moins 50 %	au moins 65 %	au moins 80 %
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale	14,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Réduction de la consommation d'énergie primaire (par rapport à 2008)	- 7,6 %	- 20 %	-	-	- 50 %
Réduction de la consommation d'électricité (par rapport à 2008)	- 4 %	- 10 %	-	-	- 25 %
Réduction de la consommation d'énergie dans les transports (par rapport à 2005)	+ 1,3 %	- 10 %	-	-	- 40 %
Réduction du besoin d'énergie primaire dans le bâtiment (par rapport à 2008)	- 15,9 %	-	-	-	- 80 %
Gain de productivité énergétique par an	1,3 % (2008-2015)	-	-	-	2,1 % (2008-2050)

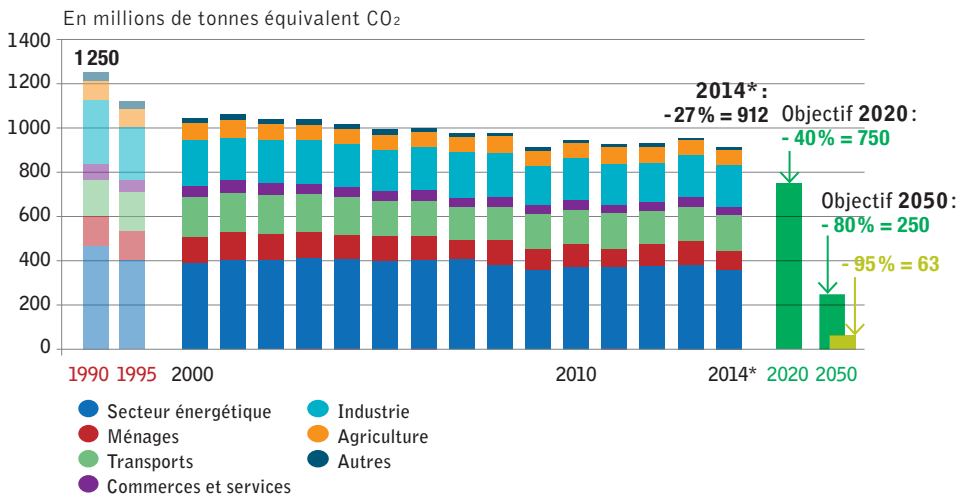
**Source : Commission d'experts de la procédure de monitoring de la transition énergétique et AG Energiebilanzen, décembre 2016.**

## Objectifs du Plan de protection du climat (*Klimaschutzplan*) par secteur pour 2030

Secteur concerné	1990 (en M t. éq. CO <sub>2</sub> )	2014 (en M t. éq. CO <sub>2</sub> )	2030 (en M t. éq. CO <sub>2</sub> )	2030 (Réduction en % par rapport à 1990)
Industrie de l'énergie (électricité, chaleur urbaine)	466	358	175-183	62-61 %
Bâtiment	209	119	70-72	67-66 %
Transport	163	160	95-98	42-40 %
Industrie	283	181	140-143	51-49 %
Agriculture	88	72	58-61	34-31 %
Autres	39	12	5	87 %
<b>Total</b>	<b>1248</b>	<b>902</b>	<b>543-562</b>	<b>56-55 %</b>

Source : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (ministère fédéral de l'Environnement, de la Protection de la nature, de la Construction et de la Sécurité nucléaire), 14 novembre 2016.

### 1 - Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par secteur, 1990-2014 et objectifs 2020 et 2050



Source : UBA (2015)  
\* données provisoires

# 1. La part du charbon dans la production d'électricité augmente-t-elle ?

*« Il est vrai que certains pays voisins ont renoncé au nucléaire, comme l'Allemagne et l'Italie, mais force est de constater que, pour l'un, ils ont rouvert (sic) des mines de charbon [...] et, par ailleurs, ils achètent en France de l'électricité d'origine nucléaire puisque la France vend 15 % de sa production d'électricité. »*

*Ségolène Royal, « Questions au gouvernement »,  
Assemblée nationale, 21 janvier 2015.*

L'attention portée à la transition énergétique allemande prend souvent, dans les médias et chez les politiques français, la tournure d'une vraie découverte des caractéristiques fondamentales du système énergétique de notre voisin. Car, oui, le charbon a eu un poids considérable dans la construction de ce pays industriel depuis le début du XIX<sup>e</sup> siècle, et la production d'électricité provient toujours pour une large part (40,1 % en 2016) de cette ressource fossile. La transition énergétique n'a en revanche pas obligé l'Allemagne à rouvrir des mines de charbon, comme semble le croire la ministre de l'Écologie. Le pays est au contraire en train de fermer ses dernières mines de houille et s'interroge sur l'avenir des carrières de lignite – la houille est le charbon noir qui est le plus connu en France puisqu'il était exploité jusqu'en 2000 dans les bassins miniers du nord et de l'est de l'Hexagone ; le lignite, appelé « charbon brun » en allemand (*Braunkohle*), est une roche dont la qualité se situe entre la tourbe et la houille.

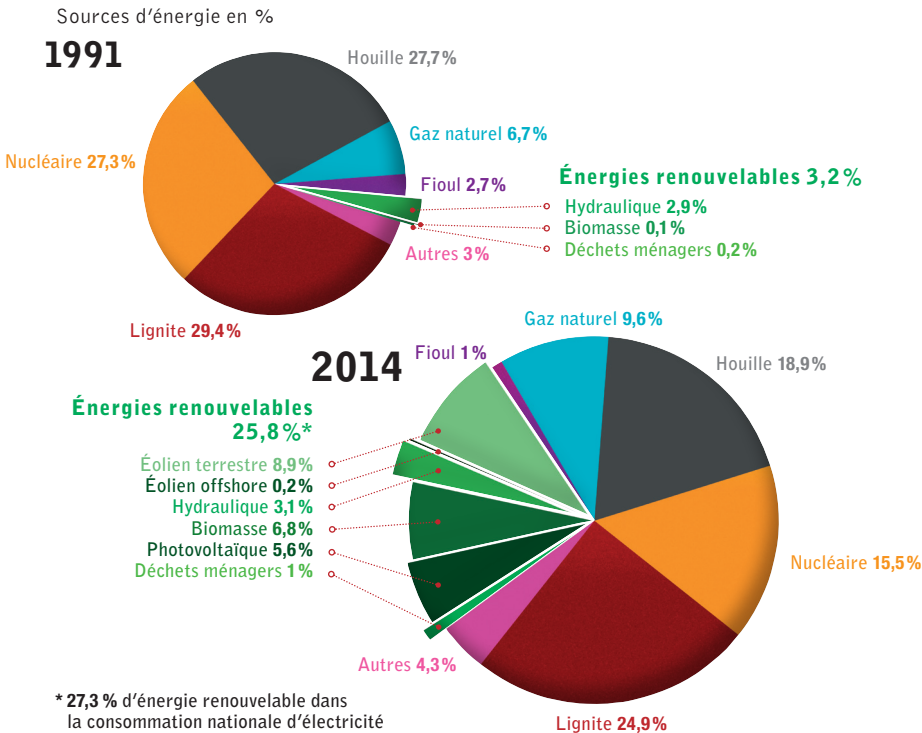
Si le pays ne rouvre pas de mines de charbon, n'est-il pourtant pas vrai que l'abandon du nucléaire outre-Rhin se traduit par un recours accru aux centrales au charbon ? Si l'on prend le temps d'analyser ce qui s'est passé depuis 2011, la réponse est clairement non. Certes, il est vrai que les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique allemand ont augmenté de quelques pourcents en 2012 et 2013 (voir le graphique 3, p. 17), mais cette augmentation a peu à voir avec la sortie du nucléaire, comme nous allons le voir. De plus, les bilans suivants contredisent complètement la tendance de ces deux années, puisque ces émissions sont retombées sous le niveau de 2011 dès l'année 2014. Selon l'Agence fédérale de l'environnement (Umweltbundesamt, UBA), les émissions du secteur électrique s'élevaient à 312 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>)



en 2015, contre 315 MtCO<sub>2</sub> en 2010<sup>3</sup>. Elles ne diminuent pas de manière linéaire ; lorsque l'on regarde la courbe de leur évolution au cours des 25 dernières années, on constate ainsi des plateaux, voire même des pics d'émissions sur certaines années. Mais la tendance générale est bel et bien celle d'une dégression par paliers.

Ainsi, si l'on prend un peu de recul pour observer l'évolution à long terme, la conclusion est sans appel : la part du charbon dans la production électrique ne cesse de décroître depuis 1990, tant en valeur relative qu'absolue. D'après l'office statistique allemand AG Energiebilanzen, la part du charbon (houille et lignite confondus) est passée de 56,7 % à 40,1 % dans le mix électrique entre 1990 et 2016, tandis que le nombre de térawattheures (TWh<sup>4</sup>) produits par le charbon a diminué de 312 à 260 TWh, soit 52 TWh de moins. Il n'en est pas moins vrai que la production électrique provenant du charbon a augmenté durant trois ans, de 2011 à 2013. Durant cette brève période, la part du charbon dans le mix électrique, qui n'était que de 41,5 % en 2010, était ainsi remontée à 44,6 % en 2013.

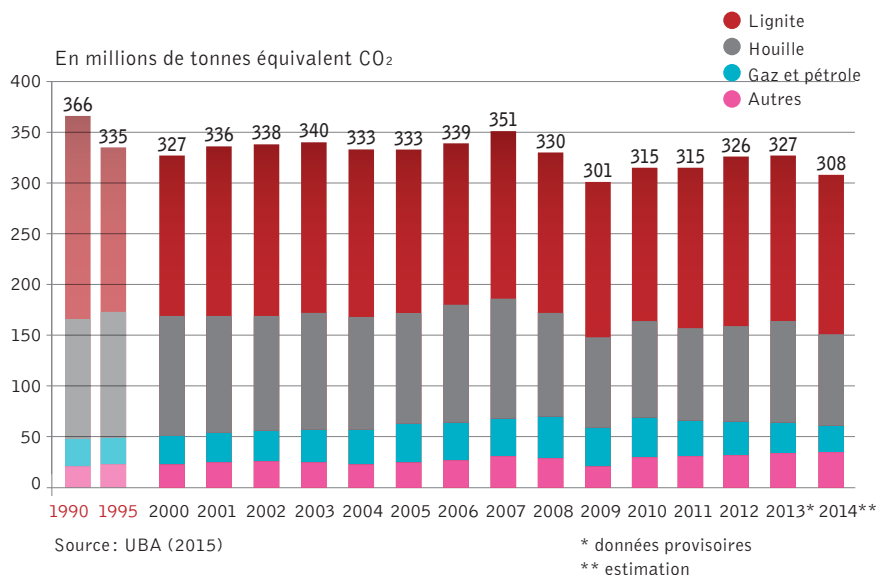
## 2 - Production d'électricité en 1991 et 2014



Source : AG Energiebilanzen e.V.

- 3 Le total des émissions du pays s'élevait à 908 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2015, ce qui représente une diminution de 27,2 % par rapport à 1990. Par comparaison, la France avait émis en 2014 (dernier chiffre disponible) 459 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit une diminution de 16 % par rapport à 1990.
- 4 1 TWh = 1 milliard de kWh.

### 3 - Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique



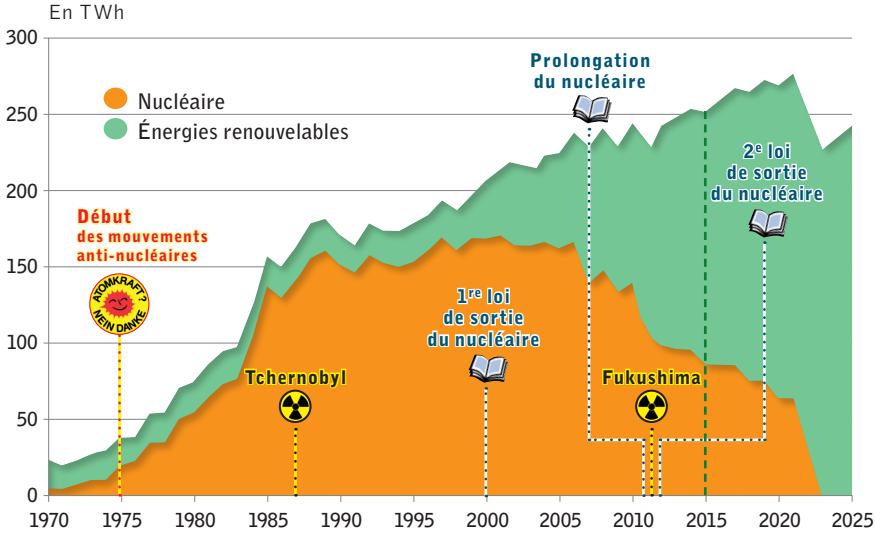
## Une hausse de la consommation de charbon due à une conjoncture globale favorable

Que s'est-il passé durant cette période pour que la production des centrales au charbon reparte à la hausse ? On a pu constater qu'après la catastrophe de Fukushima de mars 2011, la chancelière Angela Merkel a pris la décision d'arrêter 8 réacteurs nucléaires parmi les plus anciens du pays sur les dix-sept encore en service à cette époque. L'année suivante, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique augmentaient de 3 %, puis à nouveau de 1,3 % en 2013. Il était donc tentant d'établir un lien de cause à effet entre les deux événements. Ces données ont ainsi fait couler beaucoup d'encre, en France bien sûr, mais surtout en Allemagne. Société civile, experts scientifiques, Agence fédérale de l'environnement et Conseil consultatif sur l'environnement n'ont en effet pas manqué de tirer la sonnette d'alarme en voyant s'éloigner la possibilité que le pays atteigne ses objectifs climatiques.

L'arrêt des centrales nucléaires n'a pourtant qu'une responsabilité marginale dans l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre. En effet, si la quantité d'électricité « perdue » du fait de l'arrêt des réacteurs nucléaires s'élève à 43,3 TWh entre l'année 2010 et l'année 2013, cette quantité a été plus que compensée par le développement des énergies renouvelables (voir le graphique 4 page suivante). Durant la même période 2010-2013, la production d'électricité renouvelable est passée de 104,8 TWh à 152,4 TWh, soit 47,6 TWh de plus. Cette compensation a en outre été facilitée par la diminution de la consommation nationale d'électricité sur cette période (- 10,5 TWh). Les statistiques révèlent en revanche deux autres tendances expliquant l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> : une forte diminution de la production issue des centrales à gaz (- 21,8 TWh) et une augmentation de 20 % des exportations d'électricité. Le tout s'est

fait largement au bénéfice des centrales à charbon, dont la production a augmenté de 19,7 TWh entre 2010 et 2013.

#### 4 - Production brute d'électricité du nucléaire et des énergies renouvelables de 1970 à 2025



Source : AG Energiebilanzen, Bundesnetzagentur, Agora Energiewende

Le charbon n'a donc pas pris la place de la production nucléaire manquante, mais il a en revanche pris celle des centrales à gaz parce qu'il a bénéficié d'une conjoncture économique plus que favorable. « Sur le marché de l'électricité, les deux énergies décarbonées à coût marginal<sup>5</sup> nul, nucléaire et renouvelable, s'opposent d'une certaine manière à toutes les autres énergies fossiles, dont les coûts marginaux sont plus élevés : lignite, houille et gaz, explique Dimitri Pescia, expert du think tank allemand Agora Energiewende. La concurrence liée aux conditions de marché se situe bien entre le charbon et le gaz. » Cette conjoncture favorable au charbon, combinée aux flux d'électricité d'origine renouvelable, a permis de produire une électricité très peu chère sur le marché de gros, favorisant la production allemande à l'export – notamment vers ses trois plus gros clients que sont l'Autriche, les Pays-Bas et la France. Le solde exportateur de l'Allemagne est ainsi en hausse constante. Alors qu'il n'était que de 6,3 TWh fin 2011, il a atteint un record de 55,5 TWh fin 2016, l'équivalent de 11,5 % de la consommation française. Une partie des émissions sont ainsi dues aux quantités d'électricité vendue bon marché à ses voisins, dont la France, qui est depuis des années un importateur net de l'électricité allemande. Car l'Allemagne est

5 Le coût marginal est le coût de production d'un kWh, hors investissement, formé pour l'essentiel du coût du combustible. Pour les renouvelables comme pour le nucléaire, le coût de l'électricité revient à l'investissement initial. Les sources d'énergie sont en revanche gratuites (soleil, vent) ou très peu coûteuses (uranium).

capable de proposer en moyenne une électricité moins chère sur le marché grâce à ses centrales fossiles, mais aussi, quand la météo est favorable, grâce à ses parcs éoliens ou à ses installations photovoltaïques<sup>6</sup>.

## **Autre facteur : l'échec du marché européen du carbone**

La première raison de cette nouvelle compétitivité du charbon réside dans le faible coût des combustibles. Toutefois, il faut opérer une distinction entre les deux familles de centrales à charbon, celles brûlant du lignite et celles brûlant de la houille. Le lignite contient une grande quantité d'eau et possède un pouvoir calorifique bien inférieur à la houille. C'est aussi le combustible le plus émetteur de gaz à effet de serre. Un kilowattheure sortant d'une centrale au lignite émet de 850 à 1 200 grammes de CO<sub>2</sub> (gCO<sub>2</sub>), contre 750 à 1 100 gCO<sub>2</sub>/kWh dans une centrale à houille et « seulement » 400 à 550 gCO<sub>2</sub>/kWh pour une centrale à gaz. Autrement dit, sur le plan environnemental, le lignite est une catastrophe. Il est exploité dans de gigantesques carrières à ciel ouvert, détruisant le paysage et obligeant à déplacer des villages entiers. Outre les dommages occasionnés à la faune, à la flore, aux zones humides ou boisées, son extraction entraîne la pollution des eaux souterraines. Ce lignite est cependant l'unique ressource fossile dont l'Allemagne dispose encore en vastes quantités. Les centrales à lignite sont ainsi capables de produire une électricité à un prix particulièrement bas, de 3,8 à 5,3 centimes d'euro/kWh. Par comparaison, le coût de l'électricité produite par une centrale à gaz en Allemagne oscille entre 7,5 et 9,8 centimes d'euro/kWh.

La situation est différente pour la houille, que l'Allemagne importe à 87 % pour satisfaire ses besoins. Les cours de la houille sur les marchés mondiaux ont chuté de manière spectaculaire au cours des dernières années, la crise économique ayant provoqué un ralentissement de l'activité et un recul de la demande mondiale de charbon. En outre, la lutte contre le réchauffement climatique engage de plus en plus de pays à désinvestir du charbon. Résultat : le prix en Allemagne du charbon importé et destiné aux centrales électriques a connu une baisse continue entre 2011 et 2015, passant de 107 euros à 68 euros la tonne, d'après l'Office fédéral allemand de l'économie et du contrôle des exportations (BAFA), alors que les prix du gaz pour l'industrie ont peu varié durant cette période. Ces derniers avaient en revanche déjà doublé entre 2005 et 2012. En 2013, une centrale à houille produisait un kWh à un coût compris entre 6,3 et 8 centimes d'euro, donc moins élevé que le gaz.

Le deuxième facteur favorable au charbon est le fait qu'il peut être utilisé en toute impunité, sans prendre en compte les coûts de la pollution qu'il occasionne. Le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché européen du carbone a ainsi atteint des niveaux ridiculement bas depuis 2011. Ce marché du carbone, ou système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE), est né en 2005 de la volonté de l'Union européenne de respecter ses engagements de réduction d'émissions de gaz à effet de serre dans le cadre du protocole de Kyoto. Il reposait sur le principe d'une allocation de

---

6 Voir chapitre 5, p. 82.

quotas d'émission à quelque 11 000 sites industriels européens : centrales électriques, cimenteries, sidérurgies, raffineries, fabriques de pâte à papier, etc. L'exploitant d'une installation concernée par le dispositif reçoit en début d'année une quantité de quotas d'émission de CO<sub>2</sub>, dit aussi crédits carbone<sup>7</sup>. En fin d'année, il doit restituer autant de quotas qu'il a émis de tonnes de CO<sub>2</sub>. La création d'un marché d'échange permet aux entreprises vertueuses, celles qui n'ont pas utilisé tous leurs quotas, de les vendre aux exploitants dépassant leur plafond d'émissions.

Ce marché souffre d'un mal congénital causé par une trop grande générosité des États envers leurs industries. Les États ont en effet accordé trop de quotas gratuits aux industriels, engendrant une surabondance de crédits sur le marché européen. Cet effet a encore été renforcé par la crise économique qui a amené une réduction de l'activité dans les années 2009-2010. Le tout a créé un excédent de 2 milliards de crédits carbone sur le marché européen, soit plus que le volume de crédits échangés en une année<sup>8</sup>. Les États membres de l'Union européenne ont décidé d'une réforme de ce marché, mais elle ne produira ses effets qu'à partir de 2019. Il faut savoir que ce n'est qu'à partir d'un prix de 30 €/tonne de CO<sub>2</sub> que les centrales à gaz peuvent concurrencer les centrales à charbon. Or, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché européen s'est effondré dès l'année 2011 ; alors qu'il évoluait autour de 16 euros/tonne en début d'année, il est tombé en chute libre à partir du mois de mai pour passer en avril 2013 sous la barre des 3 euros. Même si depuis son prix est un peu remonté, il reste obstinément sous les 8 euros.

La bonne conjoncture dont jouit le charbon ne concerne pas que l'Allemagne, elle a affecté l'ensemble du marché européen, de la Grande-Bretagne à l'Espagne, et produit exactement les mêmes effets, à savoir une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>. En France, par exemple, le bilan électrique 2012 établi par le Réseau de transport d'électricité (RTE) stipulait : « Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique sont supérieures de 7 % à celles de 2011 du fait de l'appel accru à la production d'électricité à partir du charbon, plus émetteur de CO<sub>2</sub> que le gaz. » Dans nos deux pays, les centrales à gaz connaissent depuis quelques années une période de disette, même si, en France, la situation s'est améliorée depuis 2014 avec la fermeture de quelques centrales au charbon<sup>9</sup>. Étant donné la prédominance de cette énergie en Allemagne, la situation est moins réjouissante. Ainsi, l'énergéticien E.ON annonçait par exemple, début 2015, vouloir cesser d'exploiter la centrale au gaz d'Irsching, située en Bavière, une des centrales les plus modernes d'Europe et qui avait été inaugurée en 2010. Or, c'est justement ce genre de centrales dont l'Allemagne va de plus en plus avoir besoin – parce qu'elles sont les plus flexibles – pour seconder les productions variables de l'éolien et du photovoltaïque. Les centrales à gaz sont en effet capables de démarrer en 10 à 30 minutes, alors qu'il faut entre une et dix heures à une centrale à charbon. Les énergies renouvelables ne sont donc pas responsables de la mauvaise fortune que connaissent les centrales à gaz à l'échelle européenne. Cela est dû, d'une part,

7 Un crédit carbone correspond à l'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>.

8 En 2014, le nombre de crédits carbone échangés s'élevait à 1,8 milliard de tonnes de CO<sub>2</sub>.

9 Il ne reste que 4 centrales au charbon en France, qui représentaient en 2015 seulement 1,6 % de la production nationale d'électricité.

à la concurrence du charbon et, d'autre part, à une erreur de stratégie des énergéticiens eux-mêmes. Ces derniers ont considéré que la consommation d'électricité continuerait de croître et ont négligé le fait que les énergies renouvelables gagneraient en importance, malgré les objectifs posés par les directives européennes. Ils ont ainsi continué à investir massivement dans de nouvelles centrales à gaz, qu'ils sont aujourd'hui bien en peine de rentabiliser<sup>10</sup>.

## Retournement de situation

Est-ce que tous ces éléments nous autorisent à dire que le charbon vit un nouvel âge d'or en Allemagne? La réponse est non : cet âge d'or n'aura en fait été qu'une parenthèse dorée<sup>11</sup>. Comme nous l'avons dit, la production des centrales au charbon est repartie à la baisse dès 2014 pour passer en 2016 sous le niveau de 2010. Plusieurs facteurs expliquent ce phénomène. En premier lieu, la consommation nationale d'électricité a diminué depuis de façon constante, alors même que le pays affichait une croissance oscillant de 0,4 % à 3,7 % sur cette période. Ces baisses indiquent que croissance et consommation d'énergie sont désormais découplées grâce aux efforts d'efficacité énergétique entrepris (voir graphique 5 page suivante) – la baisse de la consommation d'électricité est une partie intégrante du programme de la transition allemande. L'objectif gouvernemental de 2010 est en effet d'abaisser la consommation d'électricité de 10 % d'ici à 2020, avec 2008 comme année de référence. En 2015, un peu moins de la moitié de cet objectif était déjà atteint, avec une consommation en recul de 4 %, ce qui correspond à la production annuelle de trois réacteurs nucléaires.

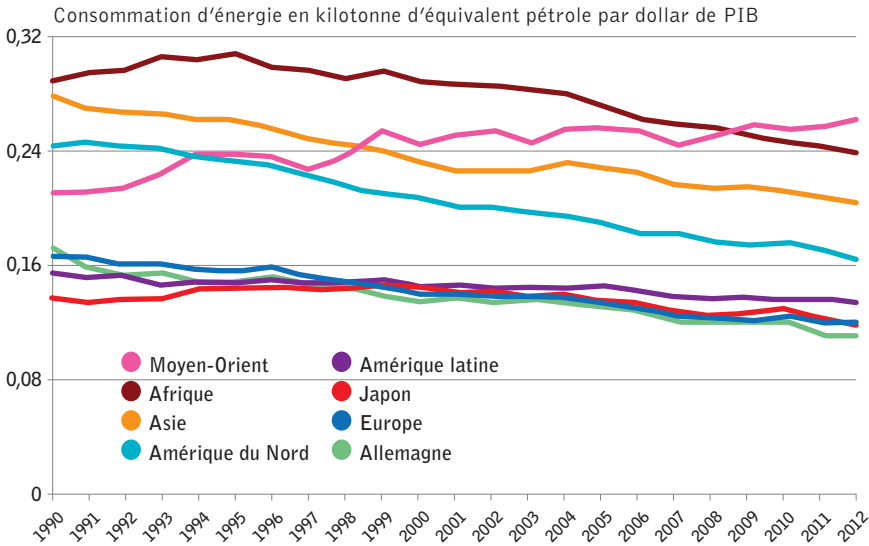
Deuxième explication, l'arrêt simultané de huit réacteurs nucléaires, décidé par Angela Merkel en 2011, et la sortie de l'atome actée dans la foulée par le Parlement allemand ne laissait plus de doute sur la détermination de la classe politique, gouvernement en tête. Une telle décision a libéré la voie aux énergies renouvelables : entre 2000 et 2010, les énergies renouvelables électriques progressaient déjà au rythme de 0,5 à 1 point dans le mix électrique allemand, à une seule exception (2007). Mais depuis 2010, le pas s'est accéléré et chaque année voit de 2 à 3 % de nouvelles parts de marché conquises par les renouvelables. Cette progression a non seulement permis de compenser l'arrêt des réacteurs en 2011, mais elle exerce aussi une pression sur toutes les autres énergies conventionnelles, dont elle réduit le nombre d'heures de fonctionnement annuel. Fin 2016, les énergies renouvelables satisfaisaient plus de 32 % de la consommation d'électricité de l'Allemagne. Et cette pression n'est pas appelée à diminuer puisque la loi énergie renouvelables (dite loi EEG) d'août 2014 stipule que la part des renouvelables devra atteindre 40 à 45 % d'ici à 2025. Il n'est

<sup>10</sup> Andreas Rüdinger, «Le marché électrique européen face à la transition énergétique : apprendre du présent pour mieux préparer l'avenir», *Les Cahiers de Global Chance*, n° 35, juin 2014.

<sup>11</sup> Selon un recensement publié fin 2014 par Greenpeace Allemagne, 22 projets de centrales au charbon ont été annulés depuis 2007, 5 centrales sont entrées en service depuis 2012 et 5 sont actuellement en construction. D'après la Bundesnetzagentur, plusieurs centrales au charbon ont été arrêtées depuis 2011, équivalent à 6,3 GW, soit plus de 13 % du parc de centrales aujourd'hui en service.

d'ailleurs pas exclu qu'il s'agisse d'un minimum, car les objectifs inscrits dans la loi EEG ont systématiquement été dépassés depuis sa première version, obligeant à relever le niveau d'ambition à chaque actualisation.

## 5 - D'après la Fondation Heinrich Böll, le PIB de l'Allemagne ne cesserait de progresser avec moins d'énergie



Source : German Energy Transition - energytransition.de - cc-by-sa

Une raison supplémentaire de penser que la part du charbon est appelée à diminuer à l'avenir est que sa relative bonne fortune est due à une conjoncture momentanément favorable. Si cette conjoncture change, le tableau général pourrait assez rapidement évoluer. C'est exactement ce que souhaitait le ministre allemand de l'Économie et de l'Énergie, Sigmar Gabriel, en proposant, en mars 2015, de renchérir le coût des émissions de CO<sub>2</sub>. Cette proposition était l'un des points clés d'un projet de réforme du marché de l'électricité<sup>12</sup>. Ne pouvant pas attendre que la réforme du marché européen du carbone aboutisse à faire remonter le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>, Sigmar Gabriel avait ainsi décidé d'introduire une nouvelle « contribution protection du climat » (*Klimaschutzbeitrag*), une sorte de taxe carbone destinée aux centrales électriques. La contribution climat devait être applicable à partir de 2017 et visait spécifiquement les centrales brûlant du lignite, qui sont les plus émettrices de gaz à effet de serre. Le secteur du lignite a en effet très peu contribué jusqu'ici à la transition allemande, alors que les émissions des centrales à houille et à gaz ont baissé en 2014

<sup>12</sup> Cette réforme avait été annoncée en décembre 2014, lors de la présentation du programme d'action pour la protection du climat 2020. Ce dernier comporte une centaine de mesures affectant tous les secteurs énergétiques, bâtiments, transports, industrie et production d'électricité.



respectivement de 20 % et 6 % par rapport à 2000, celles des centrales au lignite ont augmenté de 3 %. Son tour était par conséquent venu de faire un effort.

L'annonce de cette mesure a provoqué une levée de boucliers de la part des industriels - l'énergéticien RWE en particulier - et des syndicats IG-BCE (industrie minière, chimie et énergie) et VerDi (syndicat unifié des services)<sup>13</sup>. Ces derniers ont ainsi manifesté en masse à Berlin, le 25 avril 2015, pour protester contre la réforme de Sigmar Gabriel. Elle a rassemblé 15 000 manifestants, selon les syndicats. Mais le même jour, une chaîne humaine réunissant 6 000 personnes était organisée par les associations écologistes le long de la mine de lignite à ciel ouvert de Garzweiler, près de Cologne, pour s'opposer au projet d'extension de l'exploitation. Cette chaîne marquait la frontière qu'il faudrait imposer à la mine pour éviter la destruction de douze villages supplémentaires, sous le mot d'ordre : « Jusqu'ici et pas plus loin ». Enfin, le 25 avril était aussi le « Jour des énergies renouvelables », institué il y a 20 ans pour commémorer l'anniversaire de la catastrophe de Tchernobyl (26 avril 1986). Une journée qui illustre parfaitement les tiraillements de la société allemande sur la question du charbon.

Malgré cela, le lobby du charbon a remporté une demi-victoire. Le 1<sup>er</sup> juillet 2015, un sommet des partis de la grande coalition (CDU, CSU et SPD) enterrait la contribution climat, qui devait toucher l'ensemble des centrales au charbon installées. En contrepartie, le gouvernement a pris l'engagement de fermer 2,7 GW de centrales au lignite, soit 13 % du parc installé, d'ici à 2020. Quoi qu'il en soit, les mesures adoptées lors de ce sommet gouvernemental doivent toutes contribuer au même but : atteindre une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du pays de 40 % par rapport à 1990.

## Fermeture de mines

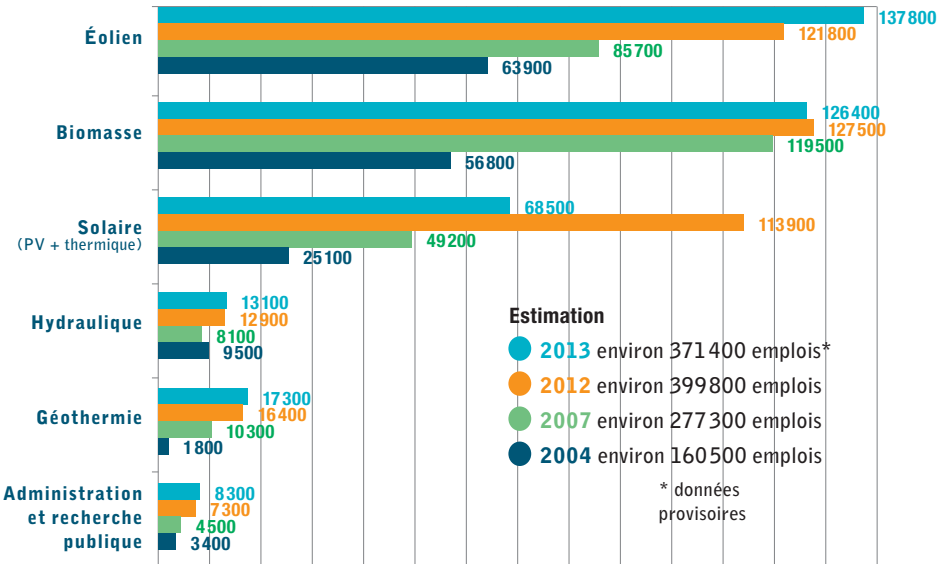
La réaction des syndicats est à la mesure du choc que constitue une réforme ciblant ouvertement la seule ressource fossile dont l'Allemagne dispose encore en grande quantité. L'émoi est comparable à celui qu'on constate en France dès qu'est évoquée la fermeture de centrales nucléaires. Car, depuis le début de la révolution industrielle, c'est non seulement le charbon qui a fait de l'Allemagne ce qu'elle est, mais, de plus, qui dit fermeture de centrales dit perte d'emplois. À son apogée en 1957, le secteur des houillères employait 607 000 personnes (RDA et RFA confondues), à quoi s'ajoutaient les 145 000 emplois dédiés à l'exploitation du lignite. L'industrie charbonnière allemande totalisait ainsi un effectif trois fois supérieur à celui de la France à la même époque. L'économie du charbon fournissait alors de 80 à 85 % de l'énergie du pays. En 1955, l'Allemagne n'importait que 2 % de l'énergie qu'elle consommait. Mais c'est

**13** La division parmi les syndicats sur le sujet du charbon est néanmoins patente. La puissante Fédération des syndicats allemands (DGB) a ainsi remis une pétition en faveur du charbon à Sigmar Gabriel début 2015. Sur les 125 000 signatures, 105 000 venaient du syndicat mines/chimie IG-BCE. Les pétitionnaires venant d'IG-Metall (2,7 millions de membres) n'étaient que 10 000. Chez VerDi (2 millions de membres), ils étaient seulement quelques centaines. Le solde venait des autres syndicats du DGB. Les emplois dans les renouvelables pèsent en effet davantage que ceux du secteur du charbon.



aussi l'époque à partir de laquelle le charbon a commencé à perdre son hégémonie. D'une part, le pétrole a pris rapidement de l'importance dans la consommation d'énergie du pays, non seulement dans les transports, mais aussi dans la production de chaleur (*via* le fioul) et, en faible proportion, dans la production d'électricité. D'autre part, la mise en place du premier marché unique européen, la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), met fin aux prix régulés du charbon et ouvre l'Allemagne aux importations. Fin 2015, le secteur du charbon n'emploie plus que 30 300 personnes, exploitation minière et production d'électricité confondues, d'après l'association Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (Statistique de l'industrie charbonnière). Ces emplois directs se répartissent à raison de 20 744 pour la branche du lignite et 9 640 pour celle de la houille. Par comparaison, les filières renouvelables employaient 355 400 personnes en 2014, dont environ la moitié d'emplois directs<sup>14</sup> (voir graphique 6 ci-dessous). Néanmoins, dans les régions minières, où se concentrent également les grandes centrales électriques, des milliers de familles comptent encore sur des emplois dans l'industrie du charbon.

**6 - Nombre d'emplois directs et indirects dans le secteur des énergies renouvelables**



Source : ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi)

Du point de vue des gisements, la situation diffère du tout au tout entre les deux filières du charbon, puisque les mines de houille arrivent en fin de vie tandis que les carrières de lignite autoriseraient une exploitation pendant encore des dizaines

<sup>14</sup> Il n'existe pas de répartition chiffrée des emplois directs et indirects par filière d'énergie renouvelable.

d'années. En 1957, plus de 150 millions de tonnes de houille ont été extraites sur 173 sites miniers. En 2015, il ne restait que trois sites en activité dans la fameuse région de la Ruhr, part intégrante du Land de Rhénanie-du-Nord-Westphalie, à l'ouest de l'Allemagne. Ces sites n'ont extrait que 6,2 millions de tonnes de houille en 2015. De plus, la houille allemande n'est pas compétitive, elle coûte près de 70 % plus cher que celle importée de Russie, des États-Unis ou de Colombie, les trois premiers fournisseurs de l'Allemagne. Pour sécuriser les emplois et fermer en douceur les dernières mines existantes, l'exploitation est subventionnée par le gouvernement fédéral et les Länder concernés depuis des dizaines d'années. L'association d'experts Forum pour une économie de marché sociale et écologique (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, FÖS) estime que 327 milliards d'euros d'aides publiques (subventions, exonérations fiscales, etc.) ont déjà été engloutis par l'exploitation de la houille depuis 1970 – il faudra se souvenir de ces chiffres lorsque nous aborderons la fameuse question du « coût » de la transition<sup>15</sup>. Ainsi, en 2008 par exemple, chaque emploi dans les mines de houille était subventionné à hauteur 80 736 euros. Toutefois, le niveau des subventions annuelles diminue avec le temps. Il se situait à plus de 5 milliards en 1990, contre 1,2 milliard en 2016. Le gouvernement fédéral, les Länder de Sarre et de Rhénanie du Nord-Westphalie ainsi que les syndicats se sont en effet accordés en 2007 pour mettre progressivement fin à ces subventions afin d'étaler la fermeture des sites d'ici à la fin 2018. Mais les autorités devront encore déboursier 3,3 milliards de subventions pour la houille d'ici à 2019.

Il en va tout autrement du lignite, que l'Allemagne produit de façon quasi compétitive et pour un niveau d'aides publiques moindre. En 2014, l'UBA estimait<sup>16</sup> en effet que les mines à ciel ouvert ne percevaient qu'environ 279 millions d'euros par an, non sous la forme de subvention directe comme pour la houille, mais par le biais d'exonération de taxe sur l'extraction de ressources minières et sur les prélèvements d'eau. Les coûts environnementaux et humains occasionnés par l'exploitation du lignite ne sont en revanche pas pris en compte dans ce calcul. Les bassins d'exploitation du lignite se répartissent sur quatre zones : à l'ouest, dans le Land de Rhénanie-du-Nord-Westphalie ; au nord, près de la ville d'Helmstedt, en Basse-Saxe ; en Allemagne centrale, autour de la ville de Leipzig, sur des sites mordant sur les Länder de Saxe, Thuringe et Saxe-Anhalt, et enfin au nord-est, dans la région de la Lusace (Lausitz), à cheval sur les Länder de Brandebourg et de Saxe. En 2015, ils ont permis de produire 178 millions de tonnes de lignite, de quoi couvrir toute la demande nationale, satisfaisant 12 % de la demande d'énergie du pays. Selon la Fédération allemande du lignite (Debriv), les carrières opérationnelles et les réserves ayant déjà une autorisation d'exploiter représentent 4,4 milliards de tonnes, quand les gisements géologiques s'élevaient à 76,8 milliards de tonnes, de quoi garantir la production au niveau actuel pendant encore 400 ans.

<sup>15</sup> Voir chapitre 5, p. 82.

<sup>16</sup> Rapport : «Umweltschädliche Subventionen in Deutschland» (Subventions nuisibles à l'environnement en Allemagne), UBA, octobre 2014.

Il va sans dire que l'exploitation de cette ressource dans ces proportions est incompatible avec les objectifs climatiques de l'Allemagne. Le Land de Rhénanie du Nord-Westphalie, dirigé par une coalition SPD-Verts, a par exemple été le premier Land du pays à adopter sa propre loi de protection du climat (*Klimaschutzgesetz*) en janvier 2013. Cette loi fixe un objectif d'au moins 80 % de réduction des gaz à effet de serre d'ici à 2050, qui ne peut être atteint que si l'électricité est produite à cet horizon à 100 % par les énergies renouvelables. Or ce Land est le premier producteur d'électricité du pays et responsable à lui seul d'un tiers des émissions de CO<sub>2</sub> de la République fédérale. Pour les trois mines à ciel ouvert du Land (Garzweiler, Hambach et Inden), cet objectif signifie par conséquent une réduction drastique de l'exploitation. Selon une expertise menée par l'Öko-Institut, un organisme alternatif de recherche sur l'environnement, à la demande de l'association écologiste Bund, cet objectif implique de laisser dans le sol entre 1,4 et 2,5 milliards de tonnes de lignite sur les 3 milliards de tonnes faisant l'objet d'une autorisation d'exploitation. Le Landtag (le gouvernement du Land) a décidé en juillet 2016 des nouvelles limites imposées aux exploitants. Un profond dilemme pour la présidente du Land, Hannelore Kraft (SPD), connue pour être une fervente avocate de l'industrie du lignite et dont le parti, qui plus est, compte parmi ses membres de nombreux mineurs dans les régions concernées. Néanmoins, le Landtag a entériné une réduction de la surface de la future mine de Garzweiler II, évitant ainsi la destruction du village de Holzweiler et des hameaux de Dackweiler et Hauerhof, et le déplacement de leurs populations.

## **Charbon : le début de la fin ?**

L'accord gouvernemental sur la fermeture de centrales au lignite d'ici à 2020 peut-il être considéré comme le début de la sortie du charbon en Allemagne ? Affirmer cela serait pour le moins audacieux. Aucun des deux partis de la grande coalition, CDU et SPD, n'a encore prononcé l'expression « sortie du charbon », préférant évoquer du bout des lèvres la préparation d'un « changement structurel » du secteur électrique. Le contrat de coalition entre les deux partis comporte même une phrase on ne peut plus explicite : « Les centrales conventionnelles (lignite, houille, gaz naturel) sont pour l'avenir prévisible indispensables au mix énergétique national. » Selon le journal *Die Welt*, cette phrase aurait été ajoutée par Ulrich Freese, député SPD, membre du syndicat minier IG-BCE et du conseil d'administration de Vattenfall, filiale de l'entreprise publique suédoise et un des quatre grands énergéticiens d'Allemagne.

De fait, il n'existe pas encore de fin programmée de cette énergie. Les seules initiatives en ce sens proviennent de la société civile et de l'opposition, très minoritaire au Bundestag, formée par les Verts et le parti de gauche Die Linke. Le bureau d'études Ecofys avait produit en 2012, pour le compte de Greenpeace, un plan de fermeture détaillé des 139 centrales au charbon du pays d'ici à 2040. Les Verts militent pour une sortie du charbon d'ici à 2030. De son côté, Die Linke avait déposé en janvier 2014 un projet de loi de sortie du charbon, proposant un arrêt de la dernière centrale au lignite d'ici à 2030 et celui de la dernière centrale à houille en 2040. Mais de plus en plus de voix s'expriment en faveur de cette sortie du charbon, y compris au sein du

gouvernement actuel. Ainsi, au lendemain de l'abandon de la contribution climat par la grande coalition, la ministre de l'Environnement, Barbara Hendricks (SPD), publiait dans *Die Welt* une tribune fustigeant cette décision : « Personne ne peut sérieusement contester le fait que l'abandon du charbon pour la production d'électricité est inexorable, parce que nous ne pourrions atteindre nos objectifs climatiques de long terme qu'avec une complète décarbonisation de notre système énergétique [...]. Il s'agit par conséquent d'organiser une sortie progressive du charbon à long terme et de faire dès aujourd'hui les premiers pas. » De la même manière, le Conseil consultatif sur l'environnement (Sachverständigenrat für Umweltfragen, SRU), qui conseille le gouvernement fédéral, a publié fin juin 2015 un avis plaidant exactement la même chose : « Nous devons dès maintenant développer un plan pour une sortie progressive du charbon d'ici 2040 », déclarait Martin Faulstich, président du SRU, lors de la publication de cet avis. Faute d'entente politique au sein du gouvernement de coalition, le Plan de protection du climat 2050, adopté en novembre 2016, ne mentionne toujours pas de date de sortie du charbon ; un comble pour un tel plan ! Toutefois, il prévoit la mise en place d'une commission devant se pencher sur la reconversion économique des régions minières, ce qui revient à planifier la sortie sans le dire. Cette commission doit produire un rapport d'ici fin 2018 sur la façon de procéder. Le Plan stipule en outre que l'industrie de l'énergie, ce qui regroupe la production d'électricité et de chaleur urbaine, devra réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> d'au moins 61 % d'ici à 2030. Enfin, même si une sortie du charbon n'est pas encore sur la table, les prospectivistes de l'Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur) prévoient déjà une forte réduction du nombre de centrales. Selon les scénarios cadres du plan de développement du réseau de transport d'électricité, qui vont déterminer les investissements à engager, la puissance des centrales au lignite doit passer de 21 GW en 2015 à entre 9 et 11,5 GW en 2030. La puissance cumulée des centrales à houille devrait pour sa part passer de 28 GW à entre 11 et 21 GW à cette échéance, selon le taux de pénétration des énergies renouvelables. Ces scénarios ont été élaborés pour se conformer aux engagements climatiques du gouvernement allemand.

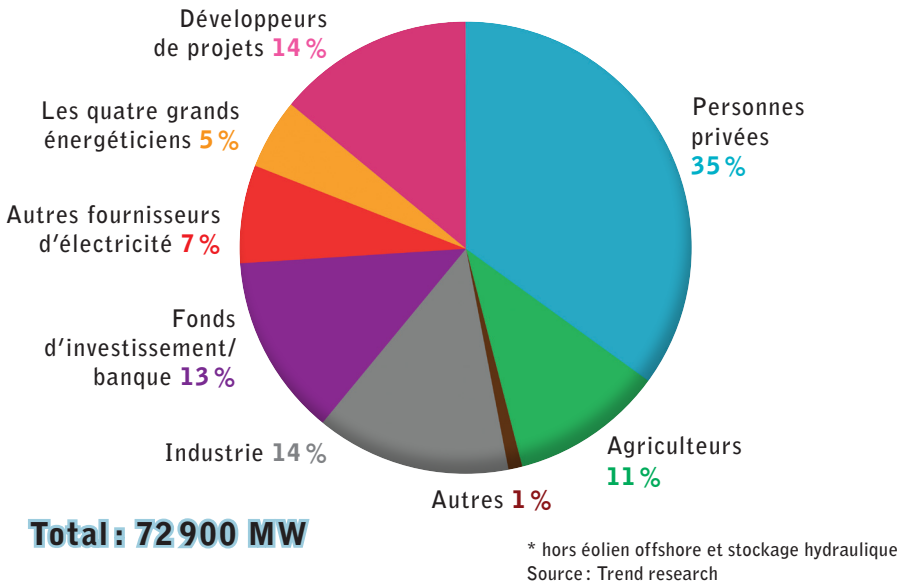
Les quatre grands énergéticiens du pays, E.ON, RWE, Vattenfall et EnBW, ne peuvent pas ne pas entendre ces messages. Ils détiennent les deux tiers des unités fossiles en service en Allemagne, le reste revenant aux régies municipales et à des énergéticiens de petites tailles. Les quatre grands avaient jusqu'en 2010 employé leurs forces à essayer de ralentir la transition énergétique et avaient fini par obtenir le prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires<sup>17</sup>. La catastrophe de Fukushima a ruiné leurs efforts et les a pris au dépourvu. Leur manque de préparation est assez bien reflété par la part des renouvelables dans leur production d'électricité : 1,8 % pour Vattenfall, 3,5 % pour RWE, 11,2 % pour E.ON et 19,1 % pour EnBW, selon un rapport publié par Greenpeace<sup>18</sup>. Toutefois, si l'on ne tient pas compte de leur parc historique de centrales hydrauliques, la part de renouvelables chute à entre 1 % et 3 %

<sup>17</sup> Voir chapitre 2, p. 32.

<sup>18</sup> « Die Zukunft der großen Energieversorger » (L'avenir des grands énergéticiens), Prof. Dr Heinz-J. Bontrup et Prof. Dr Ralf-M. Marquardt, Greenpeace, janvier 2015.

dans le mix des quatre énergéticiens. En 2012, ils ne détenaient en propre que 5 % des unités de production d'électricité renouvelable installées en Allemagne, contre 47 % appartenant à la constellation de « l'énergie citoyenne » (particuliers, agriculteurs, régies municipales, coopératives, etc.) et 48 % à d'autres investisseurs (voir graphique 7 ci-dessous). Vont-ils répéter pour le charbon l'erreur commise avec le nucléaire ?

## 7 - Les énergies renouvelables aux mains des citoyens\*- Chiffres 2012



## Les énergéticiens au pied du mur

« Les géants peuvent trébucher, si vous les prenez par leur mauvais pied », reconnaissait en 2014 le patron de RWE, Peter Terium, dans le quotidien *Süddeutsche Zeitung*. Car les quatre grands voient leur position dominante attaquée sous plusieurs angles. Alors qu'ils exploitaient en 2007 plus de 85 % des centrales conventionnelles, cette part était tombée à 68 % en 2013 après l'arrêt des réacteurs nucléaires et le non-renouvellement de concessions dans de nombreuses communes. Et cette tendance est appelée à se poursuivre avec l'arrêt des derniers réacteurs et le développement des régies municipales<sup>19</sup>. De la même manière, la montée en puissance des énergies renouvelables a réduit leur part de marché de la production électrique. Enfin, la diminution du prix de l'électricité sur le marché de gros a rogné les marges de leurs centrales conventionnelles. Ils en sont pour une grande part responsables, ayant fait preuve d'un véritable déni de réalité : jusqu'à une date récente, ils ont en effet construit, avec l'aide de certaines autorités locales, de nouvelles capacités fossiles qui sont désormais difficiles à exploiter de manière rentable. Cela a abouti à la création d'une énorme surcapacité

<sup>19</sup> Voir chapitre 6, p. 96.

de production à l'échelon national. Alors que la consommation allemande d'électricité génère des appels de puissance oscillant entre 40 et 80 GW, la totalité des moyens de production allemands affichaient en octobre 2014 une puissance de 194,2 GW, dont 107,2 GW pour les moyens conventionnels (nucléaire, charbon, gaz, etc.)

On trouve un exemple caricatural de cela dans la ville de Hambourg, où une gigantesque centrale à houille de 1,6 GW (l'équivalent d'un réacteur nucléaire de troisième génération, EPR) a été inaugurée en 2015 par Vattenfall dans le quartier de Moorburg. Située au nord de l'Allemagne, où la production d'électricité d'origine éolienne est massive, cette centrale présente le risque dès sa mise en service de ne pouvoir amortir les 3 milliards d'euros investis pour sa construction. La décision de construire la centrale de Moorburg avait été prise en 2006, sur la base d'une analyse prospective de la Chambre de commerce locale qui craignait de devoir faire face à un déficit de production d'électricité avec l'arrêt des centrales nucléaires environnantes. Mais cette analyse avait tout simplement omis de prendre en compte l'éolien dans ses projections. Malgré les procédures engagées par les associations et les partis écologistes, le gouvernement du Land de Hambourg – conservateur à l'époque – et Vattenfall se sont entêtés dans cette construction. «Moorburg est le dernier investissement de Vattenfall dans un projet de centrale au charbon», stipulait cependant le rapport annuel 2013 de l'énergéticien suédois.

L'avenir du charbon est particulièrement problématique pour RWE et Vattenfall, dont la plus grosse partie de la production vient du lignite. La question est en revanche de moindre importance pour E.ON et EnBW, chez qui les centrales au lignite sont très minoritaires. La principale source d'énergie est pour eux le nucléaire, ce qui les place en plus mauvaise posture puisque leurs centrales sont condamnées à fermer à court terme. Quoi qu'il en soit, tous les quatre sont menacés dans leur cœur d'activité par la transition énergétique en cours : pour la première fois depuis des décennies, RWE a affiché en 2013 un résultat négatif, enregistrant 2,7 milliards de pertes, il a vu sa valorisation boursière diminuer de 60 % depuis 2011 ; E.ON voit aussi son chiffre d'affaires diminuer depuis 2012 ; les bénéficiaires avant impôt de Vattenfall et d'EnBW sont dans le rouge pour l'un, en recul pour l'autre. En plus d'appliquer les recettes classiques – ventes d'actifs, réduction de la masse salariale, réduction des investissements, etc. –, tous ont décidé de revoir leur stratégie. Le groupe E.ON l'a fait de façon la plus spectaculaire en décidant en décembre 2014 de se scinder en deux entités. Il a ainsi créé une nouvelle entreprise, baptisée Uniper, qui reprend les activités dans les énergies fossiles et nucléaires. La marque E.ON demeure en revanche pour ce qui est du développement des énergies renouvelables, des réseaux et des nouveaux services énergétiques (tels que les conseils d'économies d'énergies aux entreprises et ménages, stockage, véhicules électriques, etc.).

RWE, le deuxième énergéticien du pays, a, pour sa part, décidé en août 2015 de restructurer en profondeur son organisation. En 2017, le groupe doit passer du statut de holding (à la tête d'une centaine de sociétés «filles») à celui de société opérationnelle répartie en grands domaines d'activité. Ce changement doit réduire le nombre de strates administratives du groupe pour lui permettre de s'adapter plus rapidement au nouveau paysage énergétique. RWE entend également réduire de 18 % d'ici à 2020

le poids CO<sub>2</sub> du MWh qu'il produit. Il prévoit pour cela d'améliorer le rendement de son parc de centrales conventionnelles et d'investir dans les énergies renouvelables. L'énergéticien a ainsi fondé en 2008 une filiale chargée de développer les projets renouvelables, RWE Innogy, qui pèse néanmoins peu dans le chiffre d'affaires du groupe. RWE n'est pas prêt en revanche à envisager une fin du charbon : il compte en effet exploiter la mine de lignite de Garzweiler (en Rhénanie) jusqu'en 2045, car il estime que de nombreuses centrales fossiles seront encore nécessaires dans le mix électrique de 2050, et ce pour prendre le relais des énergies renouvelables en l'absence de vent et de soleil. Pour fonder son opinion, il s'appuie sur une étude de l'Agence allemande de l'énergie (Deutsche Energie-Agentur, Dena<sup>20</sup>) qui stipule que 60 GW de centrales conventionnelles seront nécessaires à cette date. « Avec sa projection fondée sur l'analyse de la Dena relative au besoin de centrales d'ici à 2050, l'entreprise pourrait cependant se trouver loin du compte, si d'ici là des progrès significatifs sont réalisés dans les technologies de stockage », estiment pour leur part les chercheurs Heinz Bontrup et Ralf Marquardt, de l'université des sciences appliquées Westfälische Hochschule, dans le rapport produit pour Greenpeace<sup>21</sup>.

La situation d'EnBW et de Vattenfall est tout autre, car les deux entreprises sont sous le contrôle d'actionnaires publics. EnBW appartient en effet à 47 % au Land de Bade-Wurtemberg, qui est dirigé depuis 2011 par un ministre-président Vert, Winfried Kretschmann, d'abord dans le cadre d'une coalition avec le SPD et depuis 2016 au sein d'une coalition avec la CDU. Le reste de l'entreprise appartient à un groupement de régies municipales du Land. La stratégie du groupe prévoit de transformer radicalement son portefeuille pour doubler la part des énergies renouvelables de son mix de production, de sorte à atteindre 40 % en 2020. L'entreprise veut par exemple faire passer sa capacité éolienne installée de 200 MW à 1 750 MW d'ici la fin de la décennie. EnBW entend également, comme E.ON, se positionner sur les nouveaux marchés de l'énergie : maîtrise de l'énergie, réseaux intelligents, maisons à énergie positive et véhicules électriques.

Vattenfall appartient pour sa part à 100 % à l'État suédois. Or, depuis octobre 2014, ce pays est dirigé par une coalition composée de sociaux-démocrates et des Verts. Ce gouvernement a fixé comme mission à l'entreprise de développer des solutions énergétiques durables pour l'environnement. Sa priorité est par conséquent, là aussi, de développer les énergies renouvelables, notamment dans l'éolien offshore. Elle n'entend plus construire de nouvelles centrales au charbon et a vendu en 2016 à l'entreprise tchèque EPH les mines d'extraction de lignite qu'elle possédait en Allemagne, dans la région de la Lusace.

## Un tournant inéluctable

L'ensemble de ces décisions illustre le fait que la transition énergétique est désormais entrée dans la culture de (presque) tous les grands énergéticiens allemands. Et ils font

<sup>20</sup> La Dena est pour moitié seulement financée par l'État allemand, le reste de son budget provient d'entreprises privées, notamment des grands énergéticiens.

<sup>21</sup> « Die Zukunft der großen Energieversorger » (L'avenir des grands énergéticiens), *op. cit.*



bien, car il y a peu de chance pour que l'opinion allemande et les futurs gouvernements tournent le dos à la lutte contre le réchauffement climatique, d'autant moins que les rapports du Giec sont chaque fois plus alarmistes. Les centrales au charbon sont donc condamnées à disparaître du paysage électrique, la question demeure de savoir à quelle échéance. Le processus sera forcément très progressif, pour des raisons de coûts et de protection des emplois existants. La ministre Barbara Hendricks, dans la tribune citée plus haut, se disait par exemple convaincue qu'il était possible, au cours des 20 à 25 prochaines années, de synchroniser la fermeture des carrières de lignite et des centrales électriques avec les départs en retraite des salariés. De cette façon, des suppressions d'emplois massives et brutales pourraient être évitées. Elle ajoutait en outre: «En définitive, la protection du climat et la transition énergétique nous apporteront de toute façon davantage d'emplois et de prospérité: dans l'artisanat, dans les services, dans l'industrie et dans un secteur de l'énergie s'appuyant sur une vaste diversité d'acteurs, qui a bien plus à offrir que le marché de l'énergie du passé, dominé par quelques-uns.»

Par ailleurs, les centrales au charbon n'appartiennent pas qu'à des entreprises ayant les reins (relativement) solides; les régies municipales en possèdent un bon nombre. Ces centrales sont en général de taille moins importante que celles des quatre grands et fonctionnent en cogénération, c'est-à-dire qu'elles produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur, laquelle alimente des réseaux de chauffage urbain. Ces régies sont durement touchées par la baisse de rentabilité de leurs centrales, d'autant qu'elles ne peuvent pas décider d'arrêter rapidement une unité non rentable qui fournit de la chaleur à ses usagers. C'est pourquoi le gouvernement a décidé en juillet 2015 de les aider en triplant l'aide au développement destinée à la cogénération (de 0,5 à 1,5 milliard d'euros par an). Cette augmentation doit permettre aux exploitants de remplacer leurs centrales de cogénération fonctionnant au charbon par des centrales au gaz, et d'ainsi faire d'une pierre deux coups: les régies retrouveront un peu de marge de manœuvre et le système électrique sera pourvu de nouvelles unités au gaz, celles dont il a justement besoin pour réagir plus vite face à la variabilité des productions éoliennes et photovoltaïques.

Le charbon a un poids important dans le mix électrique de l'Allemagne, même si sa part diminue au fil des années. Il est donc peu vraisemblable que le pays abandonne rapidement cette énergie. Néanmoins, le secteur de l'électricité est en train de connaître une transformation profonde. Contrairement à ce que l'on a pu croire, la sortie du nucléaire ne laisse pas le champ libre aux énergies fossiles. Si le charbon a pu profiter d'une période de grâce entre 2010 et 2013 en raison d'un contexte international favorable, il est aujourd'hui outre-Rhin en perte de vitesse sur le plan économique et remis en cause sur le plan politique. En réalité, cette sortie du nucléaire a produit deux effets structurants: d'une part, elle a donné un coup de fouet aux énergies renouvelables, qui grignotent les parts de marché de tous les producteurs conventionnels d'électricité; d'autre part, elle a clairement signifié au monde politique comme au monde économique que la transition énergétique n'était plus un sujet négociable. Les énergéticiens traditionnels ne sont plus les maîtres du jeu. Ils sont par conséquent obligés de faire un choix: évoluer ou subir.



## 2. Pourquoi (et comment) sortir du nucléaire ?

« Fukushima m'a fait changer de position sur l'énergie nucléaire. »

Angela Merkel, 9 juin 2011, Bundestag.

« Il est possible de renoncer à court terme à l'énergie nucléaire, l'option d'un avenir sans nucléaire est à portée de main », assurait dès 1980 le premier rapport « Energie-wende » de l'Öko-Institut<sup>22</sup>. « La République fédérale pourrait d'ici à 2030 devenir complètement indépendante des importations d'énergie et couvrir ses besoins d'énergie primaire pour moitié grâce au charbon d'origine nationale et pour moitié grâce aux sources d'énergie renouvelable. » Cette étude se voulait une réponse au programme énergétique du gouvernement de l'époque : après les deux chocs pétroliers des années 1970, l'Allemagne, comme la France, voyait dans l'atome le moyen de disposer d'une nouvelle source abondante d'énergie « autochtone<sup>23</sup> » et croyait pouvoir réduire grâce à lui sa dépendance vis-à-vis du pétrole. Le gouvernement allemand prévoyait alors de faire passer de 4 % à 17 % la part du nucléaire dans la consommation d'énergie primaire du pays entre 1980 et 1995. Cela signifiait faire passer la puissance électro-nucléaire installée de 9 GW à 40 GW. On considérait alors, selon une vision moderniste, que la croissance économique nécessiterait une consommation d'énergie toujours plus grande. Les centrales nucléaires devaient ainsi permettre de satisfaire non seulement les besoins d'électricité, mais aussi une partie des besoins en chaleur et en mobilité grâce aux véhicules électriques (déjà!).

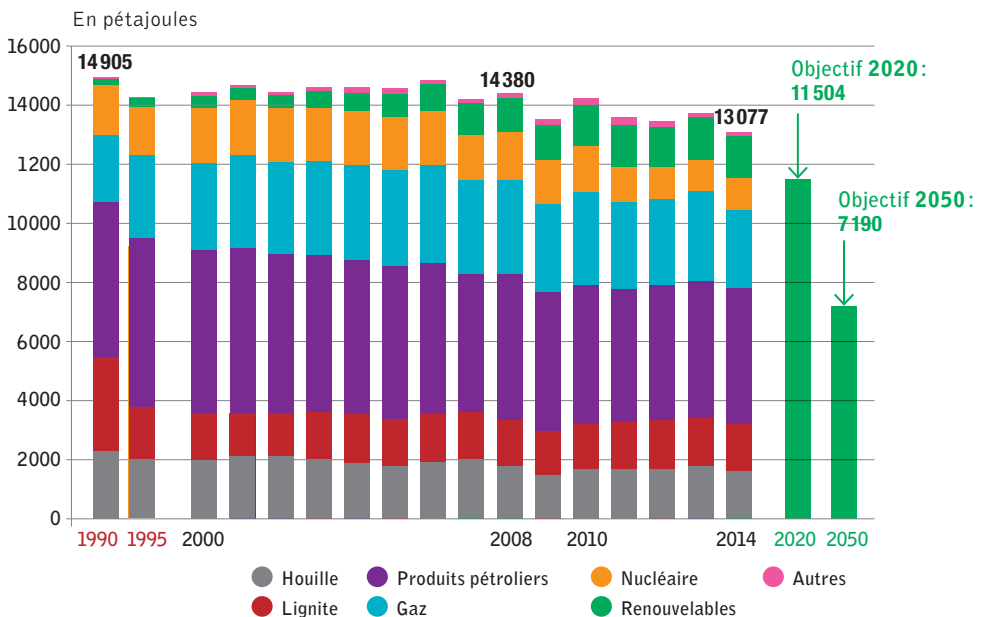
Le travail de l'Öko-Institut a permis de proposer une vision alternative de l'avenir énergétique, prenant le contre-pied de ce postulat. Le rapport rappelait d'abord les dangers de l'énergie nucléaire – l'accident de la centrale américaine de Three Miles Island, en Pennsylvanie, venait de se produire –, mais il mettait avant tout en garde contre les coûts d'un tel programme : « Pouvons-nous vraiment nous permettre de couvrir le besoin de chaleur et le besoin d'énergie des véhicules avec une forme d'énergie qui est cinq à dix fois plus chère que l'énergie [le charbon, ndlr] qui a permis notre prospérité d'après-guerre ? », interrogeaient les auteurs. Ils considéraient au contraire qu'il était possible de découpler croissance et consommation

<sup>22</sup> *Energie-Wende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran* (Tournant énergétique. Croissance et prospérité sans pétrole ni uranium), F. Krause, H. Bossel, K.-F. Müller-Reißmann, S. Fischer Verlag, 1980.

<sup>23</sup> Le minerai d'uranium est importé, mais c'est la technologie « nationale » qui permet de produire le combustible nécessaire aux centrales électriques.

d'énergie, car leur analyse impliquait avant tout une diminution de la consommation d'énergie primaire de 40 % en 2030. Grâce à cela, ce scénario prévoyait une sortie programmée non seulement de l'atome, mais aussi du pétrole et du gaz naturel. Pour y parvenir, il s'agissait, à l'horizon 2030, de maintenir la consommation de charbon au niveau de 1980 et de développer les énergies renouvelables pour satisfaire les besoins du pays – y compris dans le domaine des transports, grâce à des carburants produits à partir du charbon (liquéfaction, gazéification) et de la biomasse. Dans le contexte de l'époque, où la lutte contre le réchauffement climatique n'était pas encore la priorité nationale, le charbon était ainsi, pour les auteurs du scénario, un moindre mal par rapport au nucléaire, tout en garantissant l'indépendance énergétique du pays.

## 8 - Évolution de la consommation d'énergie primaire et objectifs



S'il est important de mentionner cette publication, c'est non seulement parce qu'elle a introduit le concept du désormais bien connu *Energiewende* (tournant énergétique) et qu'elle montre la place particulière qu'a le charbon en Allemagne, mais aussi parce qu'elle a proposé une alternative compatible avec l'idéologie des pouvoirs en place et de la société des années 1980. « Dans le sous-titre "Croissance et prospérité sans pétrole ni uranium", les auteurs indiquent que leur vision d'un virage énergétique radical n'implique pas de sacrifices matériels et ne suppose pas l'abandon de l'idéologie de l'Allemagne d'après-guerre combinant libéralisme de marché et un contrat social basé sur la croissance », explique le politologue Stefan Aykut, de

l'université Paris-Est Marne-la-Vallée<sup>24</sup>. Preuve de l'intérêt des autorités, l'Öko-Institut et son partenaire, l'Institut de recherche en économie écologique (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, IÖW), reçoivent en 1983 une commande du ministère de l'Économie leur demandant de produire un scénario de sortie du nucléaire, prenant l'hypothèse d'une sortie aussi rapide que possible, au cas où. Cela n'empêchera pas la poursuite de la construction de centrales, mais l'essor du nucléaire n'atteindra jamais les mêmes proportions qu'en France. Au milieu des années 1990, à son apogée, le parc électro-nucléaire allemand dispose d'une capacité installée de 25 GW, soit 2,5 fois moins qu'en France à la même époque (63 GW), et produit 30 % de l'électricité du pays, soit près de 12 % de la consommation d'énergie primaire. Enfin, les principes que défendait la première publication de l'Öko-Institut – économie d'énergie et développement des renouvelables – finiront par s'imposer, jusqu'à devenir la doctrine officielle en matière d'énergie.

## Manifestations de masse

Le nucléaire civil est contesté en Allemagne depuis la construction des toutes premières centrales commerciales, en 1969-1970. Chaque projet de centrale ou de centre de stockage a suscité des manifestations. Et quelques batailles homériques ont empêché plusieurs projets de voir le jour. Vingt-quatre projets de centrales, dont six avaient été en partie ou entièrement construites, n'aboutiront pas. L'une de ces batailles s'est déroulée à Wyhl, dans la vallée du Rhin, près de la ville de Fribourg (Bade-Wurtemberg), non loin de la frontière française. Elle deviendra une des premières « Zones à défendre » victorieuses d'Allemagne. Pendant plus de deux ans, de 1975 à 1977, la population locale, bientôt rejointe par les militants écologistes du pays tout entier, occupe le chantier de construction de la centrale. Elle ne verra jamais le jour. Les premiers opposants sont les agriculteurs, les viticulteurs, leurs femmes et leurs enfants (c'est-à-dire l'électorat traditionnel des conservateurs au pouvoir), qui viennent faire barrage au projet. Ils redoutent des dommages à leur environnement pouvant affecter production agricole et viticole. En tout, environ 28 000 personnes se relayeront sur le site. C'est de cette lutte que naît l'Öko-Institut, financé par une fondation philanthropique, pour répondre au besoin d'une expertise scientifique alternative.

Par la suite, des dizaines de milliers de personnes défilent après la catastrophe de Three Miles Island en 1979. Deux ans plus tard, la construction de la centrale de Brokdorf, dans le nord du pays, provoque le rassemblement de 100 000 opposants – à l'époque la plus grosse manifestation de ce genre. Toutefois, l'arrivée au pouvoir, en 1982, d'Helmut Kohl (CDU), partisan déclaré et indéfectible du nucléaire, évite toute remise en cause officielle du nucléaire allemand. Sous sa chancellerie (1982-1998), la plus longue de l'histoire la République fédérale d'Allemagne, onze nouveaux réacteurs nucléaires sont mis en service. La contestation de la société civile ne cesse

24 Stefan C. Aykut, «Energy futures from the social market economy to the *Energiewende*: The politicization of West German energy debates, 1950-1990», dans Jenny Andersson, Egle Rindzeviciute, *The Struggle for the Long Term in Transnational Science and Politics: Forging the Future*, Routledge, Cultural History Series, 2015.

pas pour autant et s'incarne notamment dans la montée en puissance du parti des Verts, fondé en 1980. Après avoir remporté quelques sièges de députés dans les parlements des Länder de Brême, Berlin, Hambourg, Hesse et Basse-Saxe, les Verts obtiennent en 1983 un résultat suffisant (5,6%) aux élections législatives nationales pour entrer au Bundestag, avec un groupe de 27 députés<sup>25</sup>. Deux ans plus tard, un membre du parti des Verts et ex-député du Bundestag, Joschka Fischer, devient pour la première fois ministre de l'Environnement d'un Land, en Hesse, au sein d'un gouvernement de coalition avec le SPD ; un poste stratégique pour un antinucléaire, comme nous allons le voir.

Mais, surtout, il y a Tchernobyl. La catastrophe nucléaire survient en avril 1986 en Ukraine, qui est encore à l'époque une des républiques de l'URSS. À la différence de la France, aucune sommité scientifique n'ose affirmer publiquement en Allemagne que le nuage de particules radioactives s'est arrêté à la frontière. Dans un premier temps, les autorités déclarent que l'accident ne présente pas de danger pour la population allemande. Au cours des jours suivants, des mesures de précaution sont toutefois prises, mais sans véritable coordination entre les différents niveaux d'autorité administratifs. Comme aucune valeur limite d'exposition aux éléments radioactifs n'avait jusque-là été déterminée au niveau national, des valeurs sont établies dans l'urgence – avec de grandes disparités entre l'État fédéral, les Länder et les communes. Sur ces bases, les mesures de précaution seront très différentes d'une région à l'autre : destruction de tonnes de légumes, recommandation de ne pas consommer de lait frais, fermeture d'aires de jeux pour les jeunes enfants, etc. Les messages délivrés par les médias alternent déclarations rassurantes et alertes, expertise et contre-expertise. L'ensemble produit une impression de véritable chaos, qui n'a rien pour rassurer la population. « Tchernobyl a été un choc extraordinaire en Allemagne, se remémore Mycle Schneider, consultant international en énergie et politique nucléaire, qui a fondé en France, en 1983, l'agence d'information sur l'énergie Wise-Paris. L'inquiétude portait beaucoup sur la nourriture, quel que soit le produit. Les gens se sont rués sur les surgelés parce qu'ils pensaient que les produits avaient été congelés avant l'accident, alors qu'il ne faut que 24 heures pour qu'un produit passe du champ au magasin. »

Alors qu'en 1980, 56% des Allemands se prononçaient pour la poursuite de la construction de centrales nucléaires, en mai 1986, 69% des personnes interrogées étaient contre la construction de nouvelles unités, selon un sondage publié par le magazine *Der Spiegel*. De plus, 66% des sondés se proclamaient en faveur d'une sortie immédiate ou programmée du nucléaire. L'Öko-Institut (encore lui) lance alors la création de comités pour la transition énergétique (*Energiewendekomitees*). Au bout d'un mois, l'institut reçoit la déclaration de formation de 300 de ces comités, dont le but est de formuler des plans locaux de développement des énergies renouvelables ; un prélude à la décentralisation de la production d'électricité, laquelle s'est aujourd'hui généralisée.

---

**25** Il faut en Allemagne atteindre un score d'au moins 5% aux élections pour pouvoir obtenir des sièges de députés au Bundestag.

En août de la même année, la deuxième force politique du pays, le SPD, se prononce lors de son congrès pour une sortie programmée de l'atome... en dix ans. Erhard Eppler, membre du comité de direction du parti et un des opposants au nucléaire, rappelle que, depuis le début des années 1980, l'option de la sortie du nucléaire était discutée lors des assemblées fédérales annuelles, mais que chaque fois la motion de sortie du nucléaire était minoritaire. Le parti conservateur lui-même compte dans ses rangs plusieurs antinucléaires. Après Tchernobyl, certains militants de la CDU créent ainsi l'association fédérale des chrétiens-démocrates contre le nucléaire (Christliche Demokraten gegen Atomkraft, CDAK), qui comptera jusqu'à 900 membres. Pour apaiser les opposants à l'atome, le chancelier Helmut Kohl inaugure, cinq semaines après la catastrophe, le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et de la Sécurité nucléaire (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU). Enfin, l'accident en Ukraine provoque un moratoire de fait sur la construction de nouvelles unités. Le dernier réacteur allemand à être mis en service le sera en 1989. Il faudra néanmoins attendre encore trois législatures après Tchernobyl pour que l'alternance politique se produise et que les partis en faveur de la sortie du nucléaire, SPD et Verts, arrivent au pouvoir, en 1998. Auparavant, la CDU avait remporté successivement les élections en 1987, 1991 et 1994, reconduisant à chaque fois au pouvoir Helmut Kohl.

## **Pourquoi une sortie du nucléaire en Allemagne et pas en France ?**

En Allemagne, la décision de sortir du nucléaire est prise en 1998, alors que la France refuse toujours cette option. Comment expliquer le fait que l'Allemagne a choisi une voie aussi différente de la France en matière d'énergie nucléaire alors qu'il existe bel et bien un mouvement antinucléaire dans l'Hexagone. Il a débuté avec l'opposition à la construction de la centrale alsacienne de Fessenheim. Bon nombre de militants français sont d'ailleurs allés prêter main-forte à leurs voisins d'outre-Rhin lors de l'occupation du site à Wyhl. Il n'y a donc pas eu, au début des années 1970, un déficit de mobilisation populaire côté français – à ceci près que le décès d'un militant antinucléaire en 1977<sup>26</sup> a constitué un « véritable traumatisme pour le mouvement français », se souvient Mycle Schneider.

Les différences essentielles entre les deux pays se situent avant tout dans la façon dont les deux sociétés civiles se sont organisées. Une expertise indépendante sur les questions d'énergie a très tôt été développée en Allemagne, contrairement à la France, où elle était quasi inexistante. « Au cours des années 1980, nous avons recensé environ 200 centres d'expertise en Allemagne, qui allaient de l'expert indépendant à l'institut de 150 personnes, assure Mycle Schneider. Ainsi, en 1986, une vingtaine d'études ont été publiées pour proposer des scénarios de sortie du nucléaire, quelques mois seulement après l'accident de Tchernobyl. » Une effervescence que la France n'a jamais connue jusqu'à ce jour dans une telle mesure, l'expertise sur le sujet

<sup>26</sup> Vital Michalon est mort au cours des affrontements avec les forces de l'ordre à Creys-Malville (Isère), sur le site du projet de centrale nucléaire Superphénix.

ayant été accaparée pendant des décennies par les grands corps d'État : « Les grands corps détiennent aujourd'hui le monopole de l'expertise qui place tous les autres, politiques et citoyens, en état de dépendance, écrivait en 1998 l'ancienne ministre de l'Environnement Corinne Lepage<sup>27</sup>. [...] Nos grands corps, Mines et Ponts notamment, ont inculqué à la société politique, et progressivement à tout le corps social, l'idée qu'il existerait une expertise unique, omnisciente, répondant par quelque grâce du ciel à toutes les questions posées. » Ce n'est que depuis Fukushima que le débat commence véritablement à prendre dans l'Hexagone.

Et puis il y a le fédéralisme allemand, qui implique une décentralisation de la décision et une prééminence de l'intérêt des territoires. La sûreté nucléaire est ainsi une compétence des ministères de l'Environnement des Länder, et non de l'État fédéral : ce sont les Länder qui délivrent les autorisations de construire et d'exploiter les centrales. Le pouvoir fédéral a la possibilité de passer outre les avis des Länder, mais cela n'est arrivé que très rarement dans l'histoire du pays. Les mésaventures de la centrale de Kalkar, en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, fournissent un très bon exemple du pouvoir des Länder. Kalkar est l'homologue allemand du surgénérateur Superphénix, une technologie nucléaire considérée comme particulièrement dangereuse, utilisant du plutonium comme combustible et du sodium liquide comme fluide caloporteur. La construction de la centrale de Kalkar a démarré en 1973, mais le projet n'a cessé d'être contesté et attaqué devant les tribunaux. Malgré tout, la centrale est achevée en 1985, mais c'est alors le Land qui refuse soudainement d'accorder l'autorisation d'exploiter, malgré l'insistance de l'État fédéral. « Le sodium liquide avait été chargé dans le réacteur, se souvient Mycle Schneider, mais le Land a refusé la mise en route du réacteur au tout dernier moment pour des raisons de sûreté, sur la base des avis d'experts qu'il avait mandatés. » La centrale ne sera jamais mise en service et le projet d'exploitation sera définitivement abandonné en 1991. Depuis, Kalkar a été réhabilité en parc d'attractions, « Wunderland Kalkar », le pays des merveilles de Kalkar...

## Sortie du nucléaire : aller et retour

Dès la réunification allemande, en 1990, les six réacteurs nucléaires que comptait l'ex-RDA sont mis à l'arrêt en l'espace de quelques mois et ceux qui étaient en construction sont abandonnés. Dans l'ex-Allemagne de l'Ouest, en revanche, la décision de sortir du nucléaire attendra 1998, une fois Gerhard Schröder installé dans le fauteuil de chancelier pour diriger un gouvernement de coalition SPD-Verts. Plutôt que d'imposer cette sortie de façon autoritaire, la nouvelle équipe en place décide d'élaborer un compromis avec les grands énergéticiens. Le chancelier (SPD), le ministre de l'Économie Werner Müller (non-affilié) et le ministre de l'Environnement, Jürgen Trittin (Verts), mènent les négociations avec l'industrie nucléaire sur une sortie programmée de l'atome. Elles aboutiront le 14 juin 2000 à un « consensus nucléaire » (*Atomkonsens*). Ce dernier donnera lieu à une loi deux ans

---

<sup>27</sup> Corinne Lepage, *On ne peut rien faire, Madame le ministre...*, Albin Michel, avril 1998.

plus tard. Certes l'*Atomkonsens* ne fixe pas de date de sortie définitive, mais il accorde 32 ans d'exploitation aux centrales en activité, comptés à partir de leur mise en service, déterminant un quota d'électricité restant à produire (*Reststrommenge*). L'accord est en outre assez confortable pour les exploitants, car il leur permet de transférer d'une centrale à d'autres le quota à produire. Par exemple, une centrale peu rentable, subissant des avaries chroniques, pouvait transférer son quota restant d'électricité à produire à une centrale plus moderne, prolongeant d'autant la durée de vie de cette dernière. Il était cependant admis que la dernière centrale devrait être arrêtée au plus tard en 2021. Ce compromis permettait d'éviter à l'État de payer aux exploitants une compensation financière pour la fermeture des centrales. En parallèle, ce gouvernement a introduit la première loi énergie renouvelable, laquelle rend possible la création des tarifs d'achat permettant l'essor des différentes filières, comme nous le verrons en détail au chapitre suivant. L'Allemagne compte alors 19 réacteurs en activité (22,5 GW), qui produisent 29,5 % de l'électricité du pays. L'un d'entre eux, situé à Obrigheim (Bade-Wurtemberg), est déjà âgé de 31 ans au moment de l'accord. Il bénéficie d'un statut à part et il est définitivement mis à l'arrêt en 2005. Une autre centrale est arrêtée en 2003. Les prochains arrêts étaient censés intervenir ensuite sur la période comprise entre 2009 et 2011, pendant laquelle sept réacteurs devaient être mis hors-service. Ils ne le seront pas, à cause de « la sortie de la sortie du nucléaire ».

Au milieu des années 2000, Tchernobyl est déjà un lointain souvenir, et la question du réchauffement climatique préoccupe de plus en plus l'opinion internationale. L'industrie de l'atome en Europe y voit une carte à jouer, en posant le nucléaire comme une énergie de transition afin de décarboner le mix électrique du Vieux Continent. La Finlande investit dans la construction d'un nouveau réacteur nucléaire – le fameux EPR conçu par Areva –, l'Italie fait mine de vouloir se doter de l'énergie nucléaire et le gouvernement britannique encourage la construction de nouveaux réacteurs pour remplacer une partie de son parc vieillissant. Le discours sur la supposée « renaissance du nucléaire » fait florès. Ces débats n'épargnent pas l'Allemagne, tandis que les partisans de l'atome propagent l'idée que la sécurité d'approvisionnement en énergie est menacée avec l'extinction programmée de prochaines unités à la fin de la décennie. Un important travail de lobbying en faveur de l'allongement de la durée de vie des centrales se met en place. En mars 2008, le PDG d'E.ON, Wulf Bernotat, déclare au cours d'une conférence de presse : « À propos de l'énergie nucléaire, il s'agit de la façon la plus économique de protéger le climat, et cette seule raison donnerait déjà tout son sens à une prolongation de la vie des centrales du point de vue de l'écologie et de l'économie. Ces vérités peuvent être dérangementes pour certains, mais ce sont des faits. » Dans un entretien accordé à l'hebdomadaire *Der Spiegel* en 2007, Utz Claassen, président d'EnBW à l'époque, s'exprime encore plus clairement en faveur de ce type de mesures : « Je suis effectivement de l'avis que les objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ne sont pas atteignables avec le scénario de sortie du nucléaire qui prévaut aujourd'hui. Si nous mettons en œuvre la sortie du nucléaire, tel que prévu, nous détruirons prématurément et précipitamment des richesses économiques. [...] Je pense que nous avons besoin de changer la législation. » Cette remise en cause



de l'*Atomkonsens* trouve un écho favorable auprès du gouvernement conservateur (CDU) d'Angela Merkel, en place depuis 2005. Toutefois, son parti n'a pas les mains libres puisque le premier gouvernement Merkel est une formation de grande coalition avec le SPD. Et c'est un social-démocrate, Sigmar Gabriel – aujourd'hui vice-chancelier et ministre fédéral de l'Économie et de l'Énergie –, qui occupe alors le poste de ministre fédéral de l'Environnement, de la Protection de la nature et de la Sécurité nucléaire. La chancelière devra par conséquent attendre la fin de son premier mandat pour pouvoir remettre en question le plan de sortie du nucléaire.

Au tout début de la campagne des législatives de 2008-2009, la CDU d'Angela Merkel et son pendant bavarois, la CSU, réfléchissent à « un retour au nucléaire ». Le secrétaire général des chrétiens-démocrates, Ronald Pofalla, explique pour présenter les passages du programme du parti concernant l'environnement que « le nucléaire est pour la CDU une éco-énergie ». Ce document déclare ainsi que le nucléaire est indispensable au pays « dans l'avenir prévisible ». Les grands énergéticiens se mobilisent fortement durant la campagne électorale des législatives pour faire passer l'idée que le nucléaire est l'énergie de transition qu'il faut à l'Allemagne. Une assertion aussitôt démentie par une étude de l'institut Wuppertal, réalisée en avril 2009 pour le ministère fédéral de l'Environnement<sup>28</sup> : « Une production d'électricité basée en grande partie sur les énergies renouvelables ne nécessite pas des moyens de production de base [comme le nucléaire ou le lignite, ndlr], mais des moyens de semi-base flexibles [comme les centrales à houille ou à gaz]. [...] Le nécessaire changement structurel du secteur de l'électricité serait bloqué par un prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires. [...] Cet allongement de la durée de vie présente le danger que ce processus d'adaptation soit stoppé, du moins en tout cas clairement ralenti, et que les structures actuelles du marché de l'électricité se maintiennent sur un plus long terme. »

C'est malgré tout un jeu gagnant. La CDU arrive à nouveau en tête aux élections de septembre 2009 et peut cette fois former un gouvernement avec ses alliés naturels que sont les libéraux du FDP. Le programme du gouvernement reconnaît l'énergie nucléaire comme énergie de transition « indispensable à l'équilibre du mix énergétique », aussi longtemps que les alternatives « respectueuses de l'environnement » et « peu coûteuses » n'auront pas atteint une masse critique. Le gouvernement décide par conséquent de prolonger la vie des centrales, mais réclame en contrepartie une contribution financière supplémentaire de la part des exploitants de centrales. Une nouvelle phase de négociations s'engage avec les énergéticiens, qui aboutit en septembre 2010 à entériner un prolongement de la vie des centrales de 8 à 12 ans, selon leur âge. D'après la loi votée, la dernière centrale nucléaire doit désormais être arrêtée en 2037. En contrepartie, le gouvernement introduit une nouvelle taxe sur le combustible fissile (*Kernbrennstoffsteuer*) pour la période 2011-2016 afin de financer notamment la rénovation du centre de stockage de déchets radioactifs

**28** M. Fishedick, N. Supersberger, C. Zeiss, « Hindernis Atomkraft: Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien » (L'obstacle de l'atome : les effets de l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires sur les énergies renouvelables), BMU, avril 2009.



d'Asse, dans le Land de Basse-Saxe. Tout cela a lieu sept mois seulement avant que ne survienne le tremblement de terre au Japon qui provoquera l'accident de la centrale de Fukushima.

## L'onde de choc de Fukushima

Fukushima est la catastrophe de trop. Alors que Tchernobyl avait laissé le gouvernement conservateur d'Helmut Kohl relativement indifférent, l'accident japonais est un véritable camouflet pour celui d'Angela Merkel, laquelle vient de passer un accord avec l'industrie nucléaire allant à l'encontre d'une grande partie de l'opinion allemande. Alors qu'ont lieu plusieurs manifestations massives à l'appel des Verts, des organisations antinucléaires, mais aussi d'une grande partie des Églises et des syndicats contre « la sortie de la sortie du nucléaire » – et ce juste avant plusieurs élections régionales décisives –, la catastrophe de Fukushima achève de convaincre Angela Merkel. En outre, la catastrophe ne survient pas cette fois dans une obscure province soviétique, mais dans un pays de haute technologie auquel l'Allemagne n'a pas de peine à s'identifier. La réaction de la chancelière est à la mesure de la déconvenue et de la pression de l'opinion publique : trois jours après le début de la catastrophe japonaise, elle annonce un moratoire sur les 17 réacteurs du parc allemand afin de tester leur sécurité. Dans le même temps, le gouvernement décide de l'arrêt pour trois mois de sept des réacteurs les plus anciens (un huitième est déjà hors-service depuis 2009, à la suite d'avaries à répétition). Il s'agit des sept réacteurs qui auraient déjà dû être arrêtés entre 2009 et 2011, selon le calendrier de l'*Atomkonsens* de 2000. Angela Merkel ne fait ainsi que rattraper le planning initial.

L'Allemagne disposant déjà en 2011 d'une surcapacité de production électrique, l'arrêt des réacteurs ne se fait pas sentir sur le réseau, malgré l'alarmisme de certains patrons d'industrie évoquant le risque de black-out. Le pays exportera simplement moins de courant cette année-là. L'Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur) confirme en août 2011 que l'arrêt des réacteurs ne présente pas de risque pour le réseau et qu'il n'est même pas nécessaire de maintenir ces réacteurs pour l'hiver à venir dans la « réserve froide ». C'est-à-dire la réserve de puissance pour garantir la sécurité du système en cas d'événement exceptionnel (les réacteurs seront tout de même mis en réserve jusqu'au début 2013). Au mois de mai 2011, l'Agence fédérale de l'environnement publie une étude indiquant qu'il est techniquement possible pour le pays de sortir rapidement du nucléaire, dès 2017, sans mettre en danger la sécurité d'approvisionnement<sup>29</sup>. Le débat porte ainsi, durant ce printemps 2011, non pas sur la question de sortir ou pas du nucléaire, mais sur celle de savoir à quelle vitesse il faut le faire : dès 2015, en 2017 ou en 2020 ? Les quelques voix discordantes continuant de plaider pour l'atome, comme celle de l'Association fédérale de l'industrie allemande (BDI), sont alors quasiment inaudibles.

<sup>29</sup> « Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland » (Restructuration du secteur électrique en Allemagne), UBA, mai 2011.

En seulement trois mois, le Bundestag élabore un paquet de huit lois qui doivent adapter le secteur énergétique à la nouvelle donne. Ces lois sont votées entre le 30 juin et le 1<sup>er</sup> juillet 2011 et entrent en vigueur en août. La loi sur le nucléaire (*Atomgesetz*) est adoptée par une écrasante majorité transpartisane au Bundestag (513 voix pour, 79 voix contre et 8 abstentions). Elle signe pour l'Allemagne la sortie définitive de l'énergie nucléaire: elle confirme, d'une part, la fermeture irrévocable des huit réacteurs déjà arrêtés et instaure, d'autre part, un nouveau calendrier de sortie pour les neuf restants en imposant, contrairement à loi de 2002, des dates limites d'exploitation pour chacun d'entre eux. Selon cette loi, une centrale supplémentaire doit être arrêtée au 31 décembre 2015, celle de Grafenrheinfeld, en Bavière, exploitée par E.ON<sup>30</sup>. La prochaine sera mise à la retraite au plus tard fin 2017, une autre fin 2019, puis trois en 2021 et enfin les trois dernières en 2022. Le président de la BDI, Hans-Peter Keitel, déclare avec amertume que le moratoire n'a pas permis de discuter de façon rationnelle de l'avenir du nucléaire dans le pays, mais n'a été qu'une réaction «émotionnelle» et «précipitée». Il fait cependant contre mauvaise fortune bon cœur: «L'industrie, en tant que partie intégrante de la société, accepte la sortie de l'énergie nucléaire.»

En plus de cette loi, sept autres textes introduisent de nouvelles avancées pour le secteur énergétique, comme l'accélération de la construction de certaines lignes à haute tension, le lancement d'un plan concerté de développement du réseau, le raccourcissement des délais d'instruction des projets de parcs éoliens en mer ou le renforcement du fonds de financement des mesures d'économies d'énergie. La loi énergie renouvelable (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*) est revue en 2012 et fixe de nouveaux objectifs à la production d'électricité renouvelable: au moins 35 % en 2020, 50 % en 2030, 65 % en 2040 et 80 % en 2050. La loi précédente n'envisageait que 30 % d'ici à 2020, sans donner d'objectif ultérieur.

Ce paquet législatif lance un signal clair au pays et les effets ne tardent pas à s'en faire sentir, tant sur le rythme de développement des énergies renouvelables que dans les décisions stratégiques des entreprises. «Avec une majorité parlementaire aussi solide, qui est de plus soutenue par la société, il ne demeure plus aucun doute pour les entreprises sur la direction à prendre», nous confiait en juillet 2011 Christian Hey, secrétaire général du SRU. Les investissements peuvent enfin se concentrer sur les technologies de la transition énergétique. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique augmente ainsi de 10 % entre 2011 et 2015, alors que cette progression n'avait été que de 5,4 % au cours des cinq années précédentes, de 2006 à 2010 – un déploiement deux fois plus rapide. Du côté des grandes entreprises, Siemens, qui voulait quelques mois avant Fukushima s'imposer comme «leader mondial» du nucléaire, décide en septembre 2011 de cesser toute activité dans ce domaine<sup>31</sup>. De même, E.ON et RWE vendent au japonais Hitachi, en octobre 2012,

**30** E.ON a décidé de l'arrêter le 20 juin 2015, avec 6 mois d'avance sur la date légale, par manque de rentabilité de la centrale. La diminution de la demande d'électricité et la taxe sur le combustible nucléaire détériorent en effet les conditions économiques pour les centrales en service.

**31** Siemens est néanmoins toujours engagé aux côtés d'Areva dans la construction de l'EPR de Olkiluoto, en Finlande.

Horizon Nuclear Power, la joint-venture qu'ils avaient créée au Royaume-Uni pour y construire de nouveaux réacteurs nucléaires.

## **Allemagne, passager clandestin de la France ?**

Nous avons souvent entendu dire en France que l'Allemagne menait un jeu hypocrite et que cette sortie du nucléaire n'était possible que grâce à l'électricité nucléaire que le pays importait depuis la France. Qu'en est-il en réalité ? Les échanges entre les deux pays sont continus sur le marché européen de l'électricité. L'Allemagne importe donc de l'électricité nucléaire, tout comme la France importe de l'électricité venant des centrales à charbon, en fonction des besoins et surtout des prix que les uns et les autres sont capables de proposer. Mais, d'une part, ces échanges sont limités par la capacité des lignes électriques entre les deux pays (4 GW) et, d'autre part, l'Allemagne n'a pas besoin de la France pour sécuriser son approvisionnement. Ses centrales conventionnelles (nucléaire, charbon, gaz, etc.) représentent une capacité de production de 107 GW, à quoi il faut encore ajouter les capacités d'origine renouvelable, soit 98 GW fin 2015, ce qui est très largement suffisant pour couvrir une consommation nationale qui culmine au pire à 80 GW.

En comparaison, la France peut afficher en hiver des pointes de consommation dépassant 80 GW, voire plus de 100 GW, comme ce fut le cas en 2011 et 2012 - et ce alors même que l'Hexagone compte près de 15 millions d'habitants de moins que son voisin. La différence entre les appels de puissance provient notamment du suréquipement de la France en convecteurs électriques, un choix que n'a pas fait l'Allemagne.

Le parc nucléaire installé en France est de 63 GW, auxquels s'ajoutent environ 50 GW de capacité thermique fossile et hydraulique et 18 GW de nouvelles énergies renouvelables. Au bout du compte, la France serait donc en réalité bien en peine de livrer de l'électricité nucléaire à l'Allemagne quand cela serait nécessaire, c'est-à-dire lors des périodes de forte consommation. Dans ces moments-là, la production nucléaire est entièrement dédiée à satisfaire la consommation nationale. C'est le contraire qui se produit : la France est fortement importatrice, l'hiver, d'électricité allemande. Lors de la vague de froid exceptionnelle de février 2012, la France n'a pu éviter le black-out que grâce aux importations d'électricité, venant notamment d'outre-Rhin. Son solde exportateur avec l'Allemagne est depuis plusieurs années négatif, sauf en 2011, comme en attestent les bilans annuels du RTE.

## **Démantèlement, déchets, qui va payer ?**

Outre-Rhin, les conflits sur le nucléaire ne portent plus désormais sur la question d'en sortir ou pas, mais sur le fait de savoir qui doit payer quoi et sur celui de trouver une solution de stockage pour les déchets radioactifs. À l'automne 2014, le ministère fédéral de l'Environnement dénombrait déjà 23 plaintes contre l'État fédéral et les Länder de la part des exploitants de centrales. Parmi ces plaintes, on trouvait des demandes de réparation pour l'arrêt des centrales de la part de Vattenfall,

d'E.ON et de RWE (EnBW, contrôlé par le Land du Bade-Wurtemberg – Verts-SPD –, s'est abstenu de porter plainte sur ce sujet). Les exploitants estiment leurs dommages à 19 milliards d'euros. En décembre 2016, la Cour constitutionnelle allemande a reconnu que les exploitants avaient droit à un « dédommagement adapté », sans toutefois en évaluer le montant. Pour cela, des négociations sont en cours avec le gouvernement et doivent aboutir en juin 2018. Mais la ministre de l'Environnement a d'ores et déjà averti qu'il était hors de question que ce dédommagement se chiffre en milliards d'euros. De son côté, Vattenfall a également porté plainte auprès d'un tribunal arbitral américain et réclame 4,7 milliards d'euros de dédommagements au gouvernement allemand.

Autre point de discord, la taxe sur le combustible fissile n'a pas été abrogée par la loi sur le nucléaire de 2011. Les exploitants ont ainsi dû verser de 900 à 1 500 millions d'euros par an au titre de cette taxe depuis 2011, ce qui renchérit le coût de production de l'électricité de 0,85 à 1,58 centime d'euros par kilowattheure. Les procès engagés par les énergéticiens pour contester cet impôt sont encore en cours, mais ces derniers ont déjà eu à souffrir d'un premier revers : la Cour de justice de l'Union européenne s'est en effet prononcée en juin 2015, affirmant que cette taxe était conforme au droit européen. **Cependant, les grands énergéticiens ont annoncé en décembre 2016 qu'ils pourraient abandonner leur plainte après le consensus qu'ils ont trouvé avec le gouvernement concernant un autre sujet fâcheux : le démantèlement des centrales et le stockage des déchets. Le gouvernement avait en effet engagé un nouveau bras de fer avec eux depuis 2014 afin de déterminer la façon de couvrir les coûts liés à ces chantiers. Jusque-là, les énergéticiens ont été obligés de prévoir des provisions dédiées à ces postes, qui demeuraient toutefois dans la comptabilité des entreprises. Ces provisions étaient de 40,1 milliards d'euros fin 2015, dont plus de la moitié pour le seul démantèlement<sup>32</sup>. Mais les chantiers devant s'étaler sur des décennies, l'État fédéral redoutait d'être forcé d'assumer l'intégralité des coûts sur le long terme (en cas de faillite et de disparition des entreprises, par exemple) et que ce soit le contribuable allemand qui supporte ces charges, en définitive.** Le gouvernement a par conséquent mis sur pied une commission d'évaluation du financement de la sortie du nucléaire (Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs, KFK). Ses travaux ont abouti à une loi, adoptée en décembre 2016. Celle-ci stipule que les énergéticiens prendront en charge l'arrêt des centrales, leur démantèlement et le conditionnement des déchets. L'État sera pour sa part responsable des opérations de stockage de moyen et de long terme. Ces travaux seront financés *via* un fonds spécial constitué des sommes que les énergéticiens y verseront d'ici à 2022, soit 23,6 milliards d'euros. L'argent déposé pourra ainsi fructifier au cours des décennies à venir pour couvrir une partie de la facture. Mais une partie seulement. En effet, la commission a estimé que l'ensemble des coûts de démantèlement et de stockage s'élèverait d'ici à 2099 à 47,5 milliards en euros constants de 2014. Mais, en tenant compte de l'inflation (1,6 % par an) et de l'augmentation des coûts caractéristiques du nucléaire (1,97 % par an), ils s'étaleraient plutôt de 75,7 à 169,8 milliards d'euros,

<sup>32</sup> RWE provisionne à hauteur de 620 €/kW, E.ON environ 1 200 €/kW et Vattenfall 1350 €/kW.

une part de 33 à 86,7 milliards revenant au seul stockage des déchets<sup>33</sup>. Les critiques de ce compromis estiment que les énergéticiens se dégagent à bon compte de leurs obligations concernant les déchets, après avoir engrangé des bénéfices durant des années grâce aux centrales nucléaires. Les défenseurs de cette solution font au contraire remarquer que l'énergie nucléaire a été développée sur volonté politique et qu'il est par conséquent logique que l'État assume la sortie de l'atome. Les projections sur de telles échelles de temps sont de toute façon extrêmement incertaines. Elles concernent une période s'étalant sur plus de 80 ans, soit autant de temps que ce qui nous sépare de la grande crise de 1933.

La partie est également loin d'être gagnée pour déterminer les lieux de stockage des déchets. Pour ceux de faible et de moyenne activité, l'Allemagne favorise le stockage dans des couches géologiques profondes de sel, qui caractérisent le sous-sol du nord du pays. Le ministère de l'Environnement estime que le volume de déchets en provenance des réacteurs devrait avoisiner les 190 000 m<sup>3</sup>. Mais le site de stockage de Konrad, situé en Basse-Saxe, n'affiche pas de capacité suffisante (elle s'élève à 303 000 m<sup>3</sup>) car il doit recueillir aussi les déchets provenant d'un autre site de stockage, celui d'Asse II, également en Basse-Saxe. Celui-ci doit être vidé de son contenu car il connaît des infiltrations d'eau depuis la fin des années 1980. Elles sont devenues de plus en plus importantes avec le temps, jusqu'à atteindre actuellement 12 000 litres par jour. Une saumure radioactive s'écoule des chambres de stockage, indiquant que les fûts de déchets sont par ailleurs détériorés. En 2010, les autorités ont fini par décider de sortir les 126 000 fûts entreposés. Le ministère de l'Environnement estime à présent qu'il faut trouver un nouveau site pour accueillir les 175 000 à 220 000 m<sup>3</sup> de déchets dont on ne sait encore que faire. L'actuelle ministre de l'Environnement, de la Protection de la nature et de la Sécurité nucléaire, Barbara Hendricks, entrevoit à ce jour deux solutions : soit étendre la capacité du site de Konrad, soit prévoir que le futur site de stockage destiné aux déchets à haute activité accueille également ceux de faible et moyenne activité.

Pour ce qui est des déchets à haute activité (28 100 m<sup>3</sup> estimés), c'est en effet pour l'instant l'inconnu. Le site de Gorleben, situé dans le même Land et également sur une couche de sel, avait d'abord été envisagé, mais il ne fait toujours pas l'objet d'un consensus scientifique. En 2013, le gouvernement a donc décidé de se mettre à la recherche de nouveaux lieux de stockage. Le pays se donne jusqu'à 2031 pour les identifier, puis jusqu'à 2050 pour préparer le site choisi. Le chargement des déchets pourrait alors seulement commencer, s'étalant entre 2050 et 2125. Autant dire que l'histoire du nucléaire est loin d'être finie en Allemagne.

L'incapacité de l'industrie nucléaire allemande à gérer ses déchets a des répercussions à l'étranger. L'Allemagne compte en effet encore 26 conteneurs<sup>34</sup> de déchets

**33** Résultats de l'étude réalisée pour la commission « Gutachtliche Stellungnahme zur Bewertung der Rückstellungen im Kernenergiebereich » (Rapport d'expertise concernant les provisions réalisées dans le domaine de l'énergie nucléaire), Warth & Klein, octobre 2015.

**34** Les Allemands désignent ces conteneurs spéciaux sous le nom de Castor, acronyme de l'anglais Cask for storage and transport of radioactive material (Conteneur de stockage et de transport de matières radioactives).

radioactifs au-delà de ses frontières. Ils se trouvent pour l'instant sur les sites des centres de retraitement de La Hague, en France, et de Sellafield, en Angleterre. Ces déchets devaient originellement être acheminés jusqu'à Gorleben, mais ce site n'est plus considéré comme un centre de stockage définitif depuis 2013 et ne peut plus les recevoir. Ces conteneurs devaient par conséquent trouver de nouveaux lieux d'accueil et de stockage « temporaire », durant quelques dizaines d'années. Mais les candidats à leur accueil ne se bousculaient pas. Les Länder du Schleswig-Holstein et du Bade-Wurtemberg avaient accepté d'en recevoir chacun une partie à condition qu'un troisième Land se désigne pour accepter le reste. Comme ce troisième volontaire ne s'était toujours pas fait connaître début 2015, la ministre Barbara Hendricks a décidé de contraindre énergéticiens et Länder à faire face à leurs responsabilités. En juin 2015, il a été décidé que les cinq conteneurs se trouvant en France seraient transportés d'ici à 2017 vers le site de la centrale nucléaire de Philippsburg, dans le Bade-Wurtemberg. Les 21 conteneurs situés en Angleterre devront quant à eux revenir en Allemagne entre 2018 et 2020 pour être stockés dans l'enceinte des centrales nucléaires de Brokdorf (Schleswig-Holstein), Biblis (Hesse) et Isar (Bavière). Les colis radioactifs allemands seront par conséquent rapatriés, si tout se déroule comme prévu, avant la fermeture de la dernière centrale. Car il ne serait pas du plus bel effet que l'Allemagne célèbre sa sortie définitive du nucléaire en oubliant une partie de ses déchets chez ses partenaires européens.

# 3. Vers 100 % d'énergies renouvelables ?

*« Si, en 2011, la production nucléaire manquante a pu être compensée, en 2022, ce sont 110 TWh supplémentaires qui manqueront à l'appel. Les énergies renouvelables ne semblent pas, dans l'immédiat, en mesure de produire une telle énergie. »*

*Centre d'analyse stratégique: « La transition énergétique allemande est-elle soutenable? », note d'analyse n° 281, septembre 2012.*

En 2014, pour la première fois, les énergies renouvelables sont devenues la première source d'électricité du pays, devançant d'une courte tête l'énergie qui tient le haut du pavé depuis le déclin du nucléaire: le lignite (voir graphique 9 ci-contre). Une victoire symbolique importante, car chaque point de pourcentage de gagné dans le mix électrique permet à la filière des renouvelables de renforcer ses arguments dans l'arène politique du pays. En six ans, de 2010 à 2016, elles ont augmenté leur production de plus de 87 TWh. Il est plus que probable qu'elles n'auront aucun mal à compenser la disparition de la production nucléaire (qui représentait encore 85 TWh fin 2016) au cours des six prochaines années, c'est-à-dire d'ici à 2022 – avec l'appui de la baisse de la consommation nationale d'électricité.

Ainsi, l'électricité renouvelable a couvert 32,3 % des besoins du pays<sup>35</sup> en 2016, alors que, six ans auparavant, cette contribution n'était encore que de 17%. Les décisions politiques qui ont fait suite à la catastrophe de Fukushima ont en effet dopé le secteur, comme on l'a vu dans le chapitre précédent. Leur branche professionnelle, l'Association fédérale des énergies renouvelables (BEE), estimait même en 2013 qu'elles seraient en mesure de satisfaire 47 % de la demande d'ici à 2020.

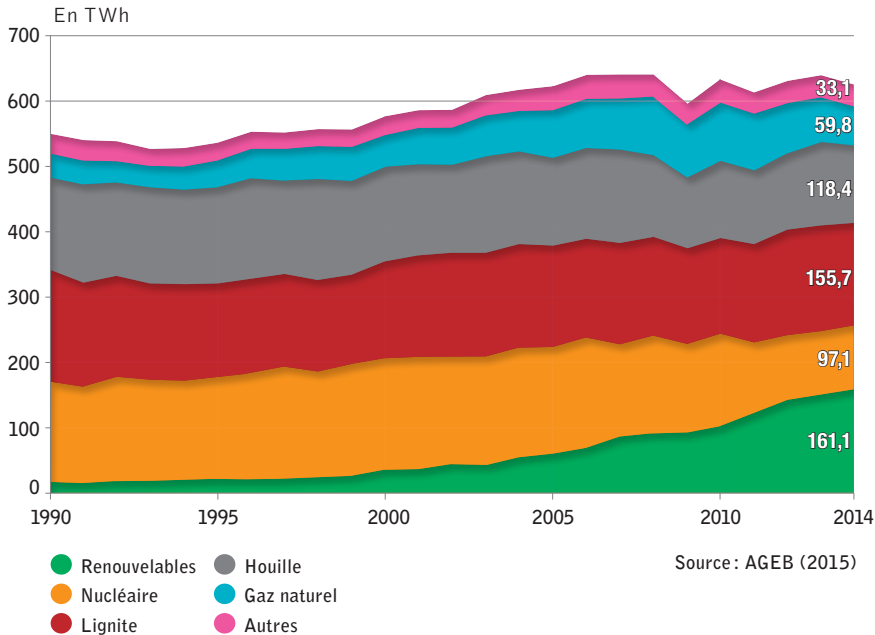
## Un coup de frein législatif

Mais la loi énergie renouvelable (Erneuerbare-Energien-Gesetz, dite loi EEG) d'août 2014 a fait retomber l'enthousiasme de la filière. En effet, pour la première fois depuis sa version initiale de 2000, cette loi ne fixe plus un objectif plancher compris comme un minimum à atteindre, mais impose un corridor de développement perçu par le

<sup>35</sup> La part des énergies renouvelables dans la production brute, qui inclut les exportations et les pertes, était fin 2016 de 29,5 %. Les objectifs du gouvernement se réfèrent quant à eux à la part des renouvelables dans la consommation intérieure d'électricité, raison pour laquelle nous retenons ces valeurs statistiques.

secteur comme un corset. La nouvelle loi EEG stipule ainsi que les énergies renouvelables devront couvrir de 40 à 45 % de la consommation d'électricité d'ici à 2025<sup>36</sup>, ce qui représente un recul conséquent comparé aux estimations du BEE. Elle précise également le volume annuel de nouvelles installations renouvelables : pour l'éolien et le photovoltaïque, il doit être de 2,5 GW installés par an par filière. Au-delà de cette limite, les incitations financières diminuent, mais elles augmentent si l'objectif menace de ne pas être atteint.

## 9 - Évolution de la production d'électricité de 1990 à 2014



Source : AG Energiebilanzen e.V.

Ce coup de frein donné par le gouvernement de coalition formé à l'automne 2013 s'explique avant tout par des raisons politiques. Après le vif débat sur le coût des renouvelables<sup>37</sup> qui a fait rage durant la campagne électorale des dernières législatives, le nouveau gouvernement a voulu montrer qu'il entendait maîtriser la hausse du prix de l'électricité. En outre, selon le gouvernement, un développement moins rapide des renouvelables devait permettre de donner du temps aux opérateurs de réseau pour construire les lignes électriques nécessaires. «Le gouvernement a pris

<sup>36</sup> Rappelons toutefois que les objectifs des lois EEG successives ont toujours été relevés pour rattraper la réalité. En 2004, la loi fixe un objectif d'«au moins» 20 % d'électricité renouvelable d'ici 2020, revu en 2009 à 30 % et en 2012 à 35 %, avant que la version 2014 ne change d'horizon temporel.

<sup>37</sup> Voir chapitre 5, p. 82.



cette décision pour mettre un terme à la discussion sur les coûts de l'*Energiewende*, mais elle n'était absolument pas motivée par l'état des infrastructures, estime au contraire Carsten Pfeiffer, directeur du département Stratégie et Politique du BEE. Les objectifs en matière d'éolien offshore ont également été réduits pour des raisons de coûts et non pas à cause d'un éventuel retard de développement du réseau en mer. » Certains commentateurs estiment qu'il s'agissait aussi de donner des gages au secteur du charbon, qui n'entend pas perdre si vite ses parts de marché. Quoi qu'il en soit, Carsten Pfeiffer exclut aujourd'hui toute possibilité que les énergies renouvelables fournissent près de la moitié de l'électricité du pays d'ici à la fin de la décennie. Mais si elles doivent, pour l'instant, se contenter d'un développement sous contrainte, les énergies renouvelables ont malgré tout acquis en moins de deux décennies une bonne crédibilité technique et économique, ce qui était l'essentiel du défi à relever. Reste que cette aventure industrielle n'en est encore qu'à ses débuts : **alors qu'elles n'ont encore qu'un rôle minoritaire dans la production d'électricité, les énergies renouvelables doivent à long terme produire entre 80 % et 100 % de l'électricité du pays. Il en va de même pour les autres secteurs énergétiques (production de chaleur et transport), où les énergies renouvelables devront également fournir la majorité, voire si possible l'intégralité, de l'énergie nécessaire. Elles ne pourront y parvenir que si la consommation globale d'énergie du pays est divisée de moitié d'ici à 2050, ce qui implique d'agir simultanément sur deux terrains : développement des énergies renouvelables d'un côté, économies d'énergie de l'autre.**

## Un pays entre soleil et vent

L'histoire des nouvelles énergies renouvelables électriques débute en Allemagne en 1991, avec la première loi d'obligation d'achat de l'électricité produite (*Stromerzeugungsgesetz*). Elle oblige les gestionnaires de réseau à accepter l'injection d'électricité d'origine renouvelable dans leurs réseaux. En parallèle, elle fixe un tarif d'achat qui rémunère les producteurs d'électricité renouvelable pour tout kilowatt-heure injecté. Mais, à l'époque, les tarifs d'achat instaurés sont si bas que seuls l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau<sup>38</sup> peuvent commencer à se développer. Les coûts des autres énergies renouvelables, comme le photovoltaïque et le biogaz, sont en effet à l'époque bien trop élevés pour que les projets voient le jour. Les grands énergéticiens, qui sont huit à l'époque, essaient d'obtenir l'abrogation de cette loi au milieu des années 1990. Ils sont en effet à la fois producteurs d'énergie et gestionnaires des réseaux de transport d'électricité, et ils estiment que les nouveaux venus représentent une charge supplémentaire dans la gestion du réseau, charge dont ils se passeraient bien. Mais leurs efforts échoueront en raison du large soutien des députés du Bundestag en faveur des énergies renouvelables. Une certaine Angela Merkel, alors ministre de l'Environnement du gouvernement d'Helmut Kohl, prend également fait et cause pour ces nouvelles sources d'énergie.

<sup>38</sup> Les centrales hydrauliques au fil de l'eau se situent en plaine et utilisent une partie du débit des rivières pour produire de l'électricité. Elles n'ont pas besoin de barrage, ni de chute importante.

Ce n'est qu'avec l'arrivée au pouvoir de la coalition SPD-Verts, emmenée par Gerhard Schröder, que la première loi EEG voit le jour, en 2000<sup>39</sup>. Elle fixe des tarifs d'achat garantis 20 ans, dont le niveau est adapté à chaque filière. La rémunération est dégressive, selon un taux de dégressivité lui aussi différent pour chaque filière : mensuel, trimestriel voire annuel. Cette loi sera par la suite modifiée périodiquement pour s'adapter à l'évolution des filières renouvelables et les inciter à trouver de nouvelles voies de développement commercial. Par exemple, pour le photovoltaïque, la loi EEG a encouragé dès 2009 l'autoconsommation, c'est-à-dire le fait de consommer soi-même une partie de l'électricité produite plutôt que de tout vendre au réseau au tarif d'achat garanti. En comparaison, la France a attendu 2016 pour se doter d'une réglementation sur le sujet.

Les différentes filières renouvelables n'ont pas toutes évolué au même rythme. Deux d'entre elles, l'éolien et le photovoltaïque, sont parvenues en une douzaine d'années à faire baisser leurs coûts de production de façon significative. Elles sont d'ores et déjà compétitives par rapport aux nouvelles centrales nucléaires ou au gaz naturel, voire, dans le cas de l'éolien, par rapport aux nouvelles centrales à houille. En fonction du site, l'éolien terrestre produit l'électricité en Allemagne à un prix de revient oscillant entre 4,5 et 10,7 centimes d'euros par kilowatts heure (c€/kWh), et le photovoltaïque entre 7,8 et 14,2 c€/kWh selon l'ensoleillement et la taille de l'installation<sup>40</sup>. Par comparaison, le courant produit dans les centrales à combustible fossile coûte de 3,8 à 5,3 c€/kWh pour les centrales au lignite, de 6,3 à 8 c€/kWh pour les centrales à houille et de 7,5 à 9,8 c€/kWh pour les centrales au gaz naturel (voir graphique 10, page suivante). Les coûts du nouveau nucléaire, celui dit de troisième génération, ne sont pas encore connus avec précision, puisqu'aucun EPR n'a encore été mis en service en Europe. Néanmoins, nous savons que le gouvernement britannique s'est engagé à garantir un tarif d'achat de 12,7 c€/kWh sur une période de 35 ans au projet de réacteur EPR d'Hinkley Point mené par EDF<sup>41</sup>.

La loi EEG a donc produit les effets qui étaient attendus d'elle à sa création. Elle a permis, en une quinzaine d'années, le développement de technologies qui sont aujourd'hui en mesure de produire assez d'électricité pour remplacer progressivement les centrales conventionnelles, à commencer par les centrales nucléaires. En outre, elle a donné lieu à l'émergence de filières industrielles qui ont réussi à diminuer leurs coûts de production pour rendre ces nouvelles énergies compétitives. Ceci a en grande partie été possible grâce aux économies d'échelle qu'autorisait le marché intérieur des énergies renouvelables, soutenu de façon continue par les différents gouvernements allemands. Une continuité de l'action politique en faveur des énergies renouvelables que la France n'a pas connue pendant la même période.

<sup>39</sup> La France adopte un mécanisme similaire la même année, mais le destin des énergies renouvelables ne cessera dans l'Hexagone d'être contrarié par des dispositions administratives.

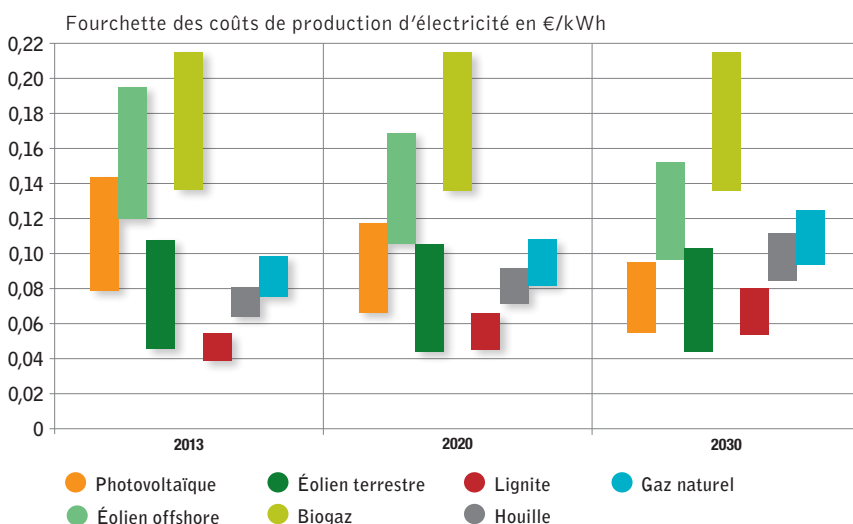
<sup>40</sup> « Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Fraunhofer ISE » (Les coûts de production des énergies renouvelables), novembre 2013.

<sup>41</sup> Une décision attaquée au niveau européen par le gouvernement autrichien, des fournisseurs d'électricité verte et des organisations écologistes.

Toutes les études prospectives indiquent clairement que l'éolien et le solaire seront à l'avenir les deux principales sources d'électricité de l'Allemagne. Si la biomasse, au travers notamment du biogaz, est encore aujourd'hui la deuxième source de production d'électricité verte derrière l'éolien, elle n'évolue pratiquement plus depuis deux ans. Son usage a non seulement suscité des pratiques peu écologiques<sup>42</sup>, mais, de plus, l'électricité produite par les unités biomasse est de deux à trois fois plus chère (13,5 à 21,5 c€/kWh) que celle tirée du soleil et du vent. De son côté, la ressource hydraulique est quasiment entièrement exploitée et ses marges de progression sont très faibles en Allemagne<sup>43</sup>. Enfin, la géothermie profonde pourrait jouer un rôle significatif à long terme, mais son développement restera embryonnaire outre-Rhin au cours de la prochaine décennie.

## 10 - Les énergies renouvelables deviennent compétitives

Prédiction d'évolution des coûts de production (LCOE) de l'électricité en Allemagne d'ici à 2030



Source : étude « Levelized cost of electricity renewable energy technologies », Institut Fraunhofer de recherche sur les systèmes d'énergie solaire (ISE), novembre 2013. ©Fraunhofer ISE

## Quel avenir pour l'éolien ?

L'éolien est la première source d'électricité renouvelable et produisait 12,3 % de l'électricité du pays fin 2016. Au cours des dernières années, le nombre d'éoliennes raccordées au réseau (donnant la puissance annuelle installée) n'a cessé de croître. En 2016, ce sont ainsi 5,4 GW qui ont été raccordés, soit près de cinq fois ce que la France installait cette année-là (1,3 GW). Le plafond annuel imposé par la loi ne

<sup>42</sup> Voir p. 54.

<sup>43</sup> La situation est à cet égard plus favorable en France, qui mise sur des énergies marines dont l'Allemagne ne dispose pas.

s'applique en effet qu'à l'éolien terrestre. Or, l'éolien en mer, après un démarrage difficile, monte enfin en puissance. En outre, ce plafond pose une limite à partir de laquelle la dégression du tarif d'achat s'accroît, mais cela n'interdit pas aux projets de voir le jour – tant que la rentabilité économique est au rendez-vous.

Tout ceci abouti au fait que l'éolien progresse plus vite que prévu. Avec une puissance installée de plus de 50 GW fin 2016, les éoliennes à terre et en mer sont déjà capables de couvrir à elles seules plus de la moitié des besoins du pays lors de journées particulièrement venteuses, en hiver notamment.

À long terme, une étude du potentiel éolien réalisé en 2012<sup>44</sup> indique que l'Allemagne pourrait installer 198 GW à l'aide du seul éolien terrestre, et ce en ne mobilisant que 2% de son territoire et en tenant compte de toutes les contraintes. Le rapport indiquait que l'éolien pourrait alors, avec une telle puissance, produire 65% de ses besoins en électricité. Pour l'éolien offshore, le même institut estime le potentiel d'installation à 54 GW dans les eaux territoriales allemandes. Au total, l'éolien en Allemagne présente un potentiel de production d'au moins 648 TWh, une valeur déjà bien supérieure à la consommation d'électricité du pays (qui était de 593 TWh en 2016). Ces estimations sont malgré tout très prudentes, car elles ne prennent pas en compte les caractéristiques techniques des nouvelles générations d'éoliennes, qui sont déjà en train d'être installées aujourd'hui<sup>45</sup>. Si, à long terme, tous les parcs éoliens à terre étaient équipés de ces nouvelles machines, la production d'électricité de l'éolien terrestre pourrait être de 50% plus élevée. Le potentiel éolien est par conséquent à lui seul déjà plus que suffisant pour couvrir les besoins nationaux d'électricité. En outre, les études convergent en Allemagne et en France<sup>46</sup> pour affirmer qu'un système électrique 100% renouvelable ne coûterait pas plus cher que celui d'aujourd'hui, et qu'il pourrait même être moins onéreux.

Est-ce à dire que l'Allemagne se couvrira d'éoliennes? Non, et cela pour deux raisons. D'abord, comme le précise l'étude citée, seule une faible proportion du territoire sera dans tous les cas occupée par les éoliennes. Ensuite, si la transition énergétique implique de multiplier au moins par deux la puissance installée, cela ne signifie pas mécaniquement que le nombre d'éoliennes à terre sera multiplié dans la même proportion, comme le montre déjà l'évolution de la filière. Le développement de l'éolien outre-Rhin a débuté en 1991 et une grande partie des 27 270 éoliennes installées aujourd'hui<sup>47</sup> sont par conséquent des machines vieillissantes dont le remplacement a d'ores et déjà commencé. Au cours des opérations dites de «repowering», ces vieilles installations sont remplacées sur le même

44 «Windenergie Report Deutschland», Fraunhofer IWES, avril 2012.

45 L'institut Fraunhofer prend en effet pour base de calcul un fonctionnement moyen du parc éolien à terre de 2000 heures par an, alors que les nouvelles machines sont déjà capables de produire à puissance nominale au moins 3000 heures par an.

46 Source pour l'Allemagne: «100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland» (100% d'énergie renouvelable pour l'électricité et la chaleur en Allemagne), Fraunhofer ISE, novembre 2012; pour la France: «Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050», Ademe, avril 2015.

47 Données datant de fin 2016.

site par des éoliennes modernes, ce qui permet d'augmenter la puissance du parc éolien en diminuant le nombre de machines. Les 336 éoliennes démontées dans le pays en 2016 représentaient une puissance de 366 MW. Elles ont été remplacées par 238 nouvelles, qui totalisent une puissance de 679 MW. Ainsi, malgré une diminution de 30 % du nombre d'éoliennes, ces parcs ont multiplié leur puissance par 2. Cette tendance se poursuivra très certainement dans le futur : à long terme, le Land de Basse-Saxe projette ainsi de diminuer significativement le nombre d'éoliennes sur son territoire en faisant plus que doubler la puissance installée. Ce Land est le premier producteur d'électricité éolienne d'Allemagne ; il disposait fin 2016 d'une puissance installée de 9,3 GW, soit presque autant que la France entière (11,6 GW) à cette date. Pour atteindre l'objectif de 20 GW installés en 2050, le ministre de l'Environnement et de l'Énergie de ce Land estime que le nombre de turbines pourrait passer des 5 857 actuelles à 4 500 voire 4 000 en 2050.

Tous les Länder ne sont pas de fervents partisans de l'éolien. Le gouvernement de Bavière, dirigé par la très conservatrice CSU, s'était donné des objectifs ambitieux en la matière après Fukushima, mais a décidé, pour des raisons plus ou moins populistes, de revenir sur ces engagements. Les éoliennes ont en effet la fâcheuse caractéristique de modifier l'aspect du paysage, ce qui rebute bon nombre de Bavarois. Le gouvernement du Land a par conséquent adopté une règle pour que les éoliennes ne puissent être construites qu'à bonne distance des habitations (équivalente à 10 fois la hauteur du mât des installations). Ainsi, une éolienne dotée d'un mât de 100 mètres doit être à au moins un kilomètre de toute maison ou immeuble, ce qui réduit considérablement les possibilités. Toutefois, le texte laisse aux communes le droit d'appliquer cette règle ou pas, ce qui permet à l'éolien de ne pas être complètement entravé dans cette région. Car la Bavière entend toujours couvrir de 6 à 10 % de ses besoins d'électricité grâce à l'éolien en 2021 (contre 1,2 % en 2012).

## Sous le soleil exactement

Bien que l'Allemagne ne soit pas le pays le plus ensoleillé d'Europe, 6 % de son électricité est produite par plus d'1,5 million d'installations solaires photovoltaïques. À long terme, le solaire pourrait fournir au moins 20 % de l'électricité du pays. Le photovoltaïque pouvant être mis en place à peu près partout, la quantité de surface disponible n'est pas un facteur limitant. Le potentiel technique du photovoltaïque est évalué au total à 275 GW par l'Institut Fraunhofer ISE<sup>48</sup>, alors que la puissance installée n'était encore que de 40 GW fin 2016. Néanmoins, la fièvre solaire est retombée en Allemagne depuis 2013. Le pays a en effet connu un formidable développement de cette énergie durant trois années consécutives, de 2010 à 2012, pendant lesquelles plus de la moitié de la capacité totale aujourd'hui en service a été raccordée au réseau. Cet essor a été rendu possible par le fait que la réduction drastique des coûts de la technologie survenait plus rapidement que la dégression des tarifs d'achats garantis par l'État - ce qui

<sup>48</sup> « Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland » (Faits actuels sur le photovoltaïque en Allemagne), Fraunhofer ISE, mai 2015.

offrait une bonne rentabilité des investissements. Ce n'est qu'à la suite des baisses répétées de ces tarifs, non moins drastiques, au cours de l'année 2012 que le rythme d'installation s'est ralenti<sup>49</sup>. Alors qu'en 2012 la puissance supplémentaire raccordée au réseau culminait à 7,6 GW, celle-ci était retombée à 1,5 GW en 2015 ; une diminution si forte qu'elle a mis la branche professionnelle en difficulté. Le nombre d'emplois dans la filière solaire (photovoltaïque et solaire thermique confondus) a en effet été quasiment divisé par deux en une seule année, passant de 113 900 en 2012 à 68 500 en 2013. Tout cela s'étant fait dans la précipitation, le secteur cherche à présent à trouver son rythme de croisière.

Seule certitude, le photovoltaïque réussira à moyen terme, en Allemagne comme partout ailleurs, à ne plus avoir besoin des tarifs d'achat garantis et volera de ses propres ailes. La raison en est que le coût de l'électricité solaire finira par être moins cher que celui de l'électricité livrée par les fournisseurs traditionnels. C'est déjà le cas pour plusieurs catégories de consommateurs dans de nombreux pays à travers le monde, dont l'Allemagne. Outre-Rhin, le prix du kWh solaire<sup>50</sup> est en effet déjà beaucoup moins élevé que celui du réseau pour les particuliers, les commerces ou les petites entreprises. Avec un prix évoluant entre 7,8 et 14,2 c€/kWh, l'électricité solaire était déjà en 2013 deux fois moins chère que l'électricité du réseau pour de nombreux clients : les ménages allemands payent en effet leur électricité autour de 28 centimes ; les petites entreprises et surfaces commerciales doivent, pour leur part, déboursier environ 22 centimes d'euros par kWh consommé ; l'industrie (hors électro-intensifs) environ 15 centimes. Pour cette raison, toutes les installations solaires construites depuis 2012 fonctionnent sur le principe de l'autoconsommation, ce qui signifie que seule la part de l'électricité photovoltaïque qui ne peut être consommée sur place est achetée par le réseau.

De nombreuses initiatives fleurissent dans le pays pour trouver de nouveaux modes de commercialisation du photovoltaïque : des entreprises investissent dans cette énergie pour réduire leur facture, des start-up proposent à des locataires d'acheter l'électricité solaire produite par le toit de leur immeuble, les fournisseurs d'électricité verte développent une offre consistant à acheter directement de l'électricité solaire, etc. Les systèmes photovoltaïques couplés à des batteries se développent également pour augmenter l'autonomie d'une maison : en 2016, environ 50 000 systèmes de ce type avaient déjà été installés en Allemagne, grâce aux subventions de l'État, contre quelques centaines en France<sup>51</sup>. Mais ces systèmes restent coûteux et pas forcément performants sur le plan écologique : la multiplication de batteries individuelles signifie une consommation de matières premières importantes,

---

**49** Ces tarifs d'achat sont passés d'une fourchette de 30 à 44 c€/kWh en 2010, variable selon le type de systèmes (résidentiel, commercial ou par centrale photovoltaïque au sol), à entre 8,59 et 12,40 c€/kWh en juin 2015.

**50** Le soleil n'envoyant pas de facture, le coût du kWh produit par un panneau solaire est calculé en rapportant le coût de l'investissement et celui de sa maintenance à la production annuelle d'électricité sur une période de 25 ans, qui est la durée de vie garantie par les fabricants.

**51** Les systèmes avec batteries ne faisant pas l'objet d'un soutien public en France, il n'existe pas de suivi statistique.

alors qu'un réseau électrique local pourrait parfaitement mutualiser production et consommation pour limiter les besoins de stockage. Pour mettre cela en place, il faudra néanmoins attendre que la réglementation, les modèles commerciaux et les technologies comme les *smarts-grids*<sup>52</sup> s'affinent encore. Dès lors, le photovoltaïque pourra recommencer à se diffuser de façon massive.

Comme les volumes d'électricité solaire achetés par le réseau et les tarifs d'achat eux-mêmes ne cessent de diminuer, le nouveau photovoltaïque ne pèse pratiquement plus sur la facture d'électricité. Ce que l'Allemagne paye et payera encore pendant une quinzaine d'années, ce sont les coûts de l'ancien photovoltaïque, celui d'avant 2012, à l'époque où les tarifs d'achat garantis étaient encore élevés. ). On peut cependant considérer que c'est l'Allemagne qui a permis à cette filière de décoller au niveau mondial : de 2004 à 2011, le marché allemand a représenté à lui seul de plus de la moitié des nouvelles capacités installées dans le monde, jusqu'à retomber à 25 % en 2012. Ce n'est qu'à partir de 2013 que d'autres pays ont pris le relais, en particulier la Chine, le Japon et les États-Unis. Pour cela, le ménage allemand moyen paye encore environ 7,80 euros par mois<sup>53</sup> sur sa facture d'électricité, *via* la EEG-Umlage, la compensation mise en place pour les tarifs d'achat - l'équivalent de notre CSPE (contribution au service public de l'électricité). Un prix somme toute modeste au regard de la transformation dont le photovoltaïque est porteur dans les systèmes énergétiques, et qui pourrait être moins élevé si le gouvernement allemand n'avait pas fait le choix d'exempter les industriels du paiement de la EEG-Umlage<sup>54</sup>.

## Coup de frein sur le biogaz

Intéressons-nous maintenant au biogaz. La biomasse représente la deuxième source d'électricité renouvelable du pays. En 2016, elle a permis de produire 7 % de l'électricité nationale, dont 5 % grâce au seul biogaz. La part du bois-énergie n'augmente pratiquement plus dans la production d'électricité, car la ressource doit en priorité être affectée aux usages de la chaleur. Mais le biogaz voit lui aussi ses velléités d'expansion sévèrement limitées : la loi énergie renouvelable d'août 2014 pose une limite de 100 MW par an à l'ensemble des nouvelles installations biomasse dans le secteur électrique. Par comparaison, la puissance installée annuellement par le seul biogaz se situait entre 200 et 500 MW au cours des dix dernières années, avec une pointe à plus de 800 MW en 2010. Du point de vue du gouvernement, cette restriction se justifie de deux manières : d'abord, la filière biomasse n'a pas réussi à faire baisser ses coûts de production aussi vite que l'éolien et le photovoltaïque ; mais, plus grave, le développement des unités de biogaz a donné lieu à des conflits d'usages des terres agricoles.

<sup>52</sup> Les *smart-grids*, ou réseaux intelligents, doivent permettre de mieux faire coïncider demande et production d'électricité. Par exemple, en activant à distance des machines ou appareils quand le soleil brille et que la production photovoltaïque est importante.

<sup>53</sup> Selon le ministère fédéral de l'Économie, le photovoltaïque coûte 2,66 c€/kWh pour l'année 2015 au consommateur d'électricité, contre seulement 1,17 c€/kWh pour l'éolien.

<sup>54</sup> Voir chapitre 5, p. 82.



Jusqu'en 2012, date à laquelle la réglementation est devenue plus restrictive, les tarifs d'achat encourageaient la production, sans prendre en compte les effets néfastes qui n'ont pas tardé à surgir. Ainsi, certaines régions ont vu s'imposer de véritables monocultures de maïs, car cette plante permet d'obtenir de bons rendements dans la production de biogaz. Le phénomène est surtout marqué en Basse-Saxe et en Bavière, qui concentrent à elles deux 40 % des installations du pays. En 2012, sur les 2,6 millions d'hectares de cultures de maïs plantés en Allemagne, 800 000 hectares étaient dédiés au biogaz – cinq fois plus que six ans auparavant. Quand une grosse unité biogaz était construite dans une commune, les cultures de maïs se concentraient autour. Cela a mené localement à l'intensification des cultures, à la transformation de pâturages en terre cultivable, mais aussi à l'augmentation du prix des fermages, engendrant des conflits dans le monde agricole. Une première modification législative dans la loi énergie renouvelable de 2012 a permis de mettre un coup d'arrêt à ces pratiques en favorisant d'autres types de ressources. L'intention de cette loi était de mettre l'accent sur l'utilisation des déjections animales, des biodéchets et des plantes méthanogènes. Elle obligeait également à une meilleure utilisation de l'énergie grâce à la cogénération, en forçant les exploitants à valoriser au moins 60 % de la chaleur produite par leurs installations. La loi de 2014 a enfoncé le clou en n'accordant plus aucune prime aux cultures énergétiques. Ainsi, alors que 345 nouvelles unités de biogaz avaient vu le jour en 2013, ce nombre était retombé à 150 en 2015, selon l'Association allemande du biogaz (Fachverband Biogas).

Mais le potentiel du biogaz n'est pas encore épuisé, puisque seulement un cinquième du gisement que représentent les déjections d'élevage est exploité à ce jour. Il en va de même pour les biodéchets ménagers, agricoles et forestiers. L'association professionnelle du biogaz estime en outre que d'autres cultures énergétiques permettraient encore d'installer près de 2 GW. Ces cultures énergétiques peuvent être par exemple des herbacées (mélilot jaune, miscanthus, sida hermaphrodite, etc.), qui sont des plantes non-alimentaires assez rustiques, ce qui permet de les cultiver avec peu ou pas d'emploi de produits phytosanitaires, d'herbicide ou de pesticide. Quoiqu'il en soit, les scénarios prospectifs n'accordent qu'un rôle modeste à la biomasse dans le futur mix électrique du pays. Nous avons vu que les potentiels de l'éolien et du solaire étaient suffisants pour fournir l'essentiel de l'électricité, et la biomasse sera précieuse pour remplacer en partie les combustibles fossiles dans d'autres secteurs, comme la production de chaleur industrielle, par exemple.

Dans le secteur électrique, elle jouera cependant à long terme le rôle d'un moyen de réglage. C'est en effet une des rares énergies renouvelables qui peut décaler sa production pour injecter de l'électricité sur le réseau quand le vent ou le soleil font défaut – il suffit pour cela de prévoir de plus grandes capacités de stockage du biogaz et d'adapter les équipements, notamment en ajoutant des générateurs d'électricité afin d'augmenter la puissance de production. De cette façon, les exploitants sont capables de produire massivement quand l'électricité vient à manquer et que son prix augmente sur le marché. Cette « flexibilité » de la production de biogaz est à l'œuvre depuis 2012, grâce à une prime de flexibilité introduite par la loi EEG. La filière



produit donc de moins en moins en continu, mais de plus en plus quand le marché a besoin d'électricité.

## Vers la maturité

Comme nous venons de le voir, les énergies renouvelables s'intègrent peu à peu au marché de l'électricité. Cette intégration doit permettre de diversifier les sources de revenus des producteurs d'électricité renouvelable. Et par là même d'alléger la part du soutien public, mais aussi d'adapter l'organisation du système électrique à une production provenant majoritairement de sources renouvelables. La loi EEG 2012 a en effet introduit un nouveau mécanisme qui a entraîné un changement de culture parmi les exploitants d'énergies renouvelables. Jusque-là, les producteurs d'électricité renouvelable percevaient une rémunération fixe et garantie leur permettant de ne pas se soucier du devenir de leur production, sur le principe du « produce and forget ». En 2012, la loi offre aux exploitants, des nouvelles comme des anciennes installations, le choix entre deux systèmes : celui de la rémunération fixe, ou celui de la vente directe sur le marché de l'électricité. Dans ce dernier système, l'exploitant se chargeait de vendre sa production, mais percevait en plus un complément de rémunération, une « prime de marché » (*Marktprämie*). Cette prime comblait la différence entre le prix moyen de l'électricité en bourse et le niveau du tarif d'achat de la rémunération fixe. Les producteurs se lançant dans l'aventure pouvaient en outre revenir à tout moment dans le système de rémunération fixe. Le seul « risque » pour eux était, en somme, de gagner davantage s'ils réussissaient à vendre leur électricité à bon prix sur le marché.

Le but de cette innovation était en fait d'initier les énergies renouvelables aux règles du marché. Elle permettait aussi de transférer aux exploitants la responsabilité de la prévision de production et de la commercialisation de l'électricité, qui était assurée jusque-là par les opérateurs de réseau. Comme la majorité des producteurs ne se sont pas chargés eux-mêmes de ces opérations, de nouveaux acteurs ont fait leur apparition : les opérateurs de vente directe, également appelés « agrégateurs ». La vente d'électricité renouvelable s'est ainsi très rapidement professionnalisée.

Les producteurs souhaitant bénéficier de la prime de marché percevaient une bonification si leur installation était pilotable à distance. Pour cela, elle devait être dotée d'équipements techniques permettant de suivre précisément l'injection en temps réel d'électricité dans le réseau et de réduire la puissance injectée si besoin. En 2013, près de la moitié de la capacité renouvelable électrique était passée sous le système de vente directe, avec une répartition par filière assez contrastée : 100 % pour l'éolien en mer, 82 % pour l'éolien terrestre, 43 % pour le biogaz et 33 % pour l'hydraulique<sup>55</sup>. Ce taux est seulement de 11 % pour le photovoltaïque, car les petites installations représentent une grande partie de la puissance installée.

Après deux années d'apprentissage, la loi EEG de 2014 a rendu le système de vente directe obligatoire pour toutes installations de plus de 500 kW, puis, au

<sup>55</sup> « Vente directe des énergies renouvelables sur la Bourse européenne de l'électricité », note de synthèse, Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, janvier 2015.

1<sup>er</sup> janvier 2016, pour toutes celles de plus de 100 kW. Les petites installations, résidentielles notamment, peuvent continuer à bénéficier des tarifs d'achat. La loi impose également que toutes les grandes installations soient désormais pilotables à distance, et incite à ce qu'elles soient arrêtées en cas de formation de prix négatifs sur le marché. Cette disposition a fait grincer des dents la branche des énergies renouvelables, puisqu'elle consiste, dans certaines situations, à arrêter des sources d'énergie propre pour favoriser les centrales fossiles, peu flexibles. Heureusement, le phénomène des prix négatifs reste rare et circonscrit<sup>56</sup>, et ne devrait avoir qu'une incidence négligeable sur l'économie des projets renouvelables. Enfin, la dernière loi en date, la EEG 2016, a instauré pour toutes les énergies renouvelables (exceptées les petites installations) le principe des appels d'offres, qui doit se mettre en place dès 2017. Désormais, les grandes installations ne recevront plus un tarif d'achat fixé par l'État. Ce sont au contraire les développeurs qui devront formuler des offres de prix et seules les moins élevées seront retenues. Cette évolution a été voulue par des lignes directrices fixées par la Commission européenne, mais le gouvernement allemand la juge positivement ; il estime qu'elle devrait permettre de baisser encore les coûts de l'électricité renouvelable en faisant jouer la concurrence.

Ces réformes de la loi EEG marquent à chaque fois une poussée qualitative des énergies renouvelables dans le système électrique. Ce qui les fait passer progressivement du statut d'outsider à celui de game changer, acteur transformant les règles du jeu – en l'occurrence l'organisation du marché de l'électricité.

## **Problème : la transition vers les renouvelables stagne dans la production de chaleur**

La transition énergétique a débuté dans le secteur de l'électricité, notamment grâce ou à cause du conflit autour du nucléaire. Elle est par conséquent beaucoup plus avancée dans ce domaine que dans les autres secteurs (la chaleur et le transport), lesquels représentent l'essentiel de l'énergie consommée en Allemagne. En effet, l'électricité ne compte que pour 20,5 % dans la consommation nationale d'énergie, tandis que la chaleur et les carburants pèsent respectivement 51 % et 28,5 %. Or, la part des énergies renouvelables dans le domaine de la chaleur n'est encore que de 13 %, et la situation n'est guère mieux dans le secteur des transports, où elles ne représentent que 5,5 % de la consommation – une part de marché qui n'a pas évolué depuis de nombreuses années<sup>57</sup> (2008).

Par conséquent, la production de chaleur en Allemagne repose toujours à près de 90 % sur les énergies fossiles – gaz naturel et fioul en tête. L'objectif du gouvernement en matière de chaleur est de porter la part des énergies renouvelables à 14 % d'ici à 2020. Et même si le ministère de l'Énergie estime que cet objectif pourra être dépassé de deux points, l'association fédérale des énergies renouvelables (BEE) n'y voit pas de motif de satisfaction. L'objectif pour la chaleur reste en effet bien modeste comparé à

<sup>56</sup> Voir explications au chapitre 4, p. 79.

<sup>57</sup> Le sujet des transports sera traité plus en détail dans le chapitre 7, p. 109.

celui pour l'électricité. « Au lieu de nous focaliser sur un cadre réglementaire obsolète et peu pertinent, nous avons besoin d'une stratégie ambitieuse, qui détermine clairement les mesures susceptibles d'exploiter le potentiel de la chaleur renouvelable et de l'efficacité énergétique », rappelle Hermann Falk, directeur de la BEE. En effet, jusqu'à présent, les gouvernements successifs ont malheureusement fait montre d'assez peu de volontarisme pour promouvoir la chaleur renouvelable. Il semblerait néanmoins que cette position soit en train d'évoluer, comme l'attestent les nombreuses initiatives récentes que nous allons détailler.

## D'où vient le problème ?

L'un des freins au développement des renouvelables dans le domaine de la chaleur est le fait que le gaz naturel et surtout le fioul domestique sont peu taxés en Allemagne par rapport à la moyenne européenne. Par exemple, en 2013, un foyer allemand payait son gaz naturel 6,89 c€/kWh, c'est 7,07 c€/kWh en moyenne en Europe et 7,29 c€/kWh en France. La différence est encore plus marquée pour le fioul : en 2013 toujours, un Allemand payait 91,90 euros pour 100 litres de fioul, contre 153,50 euros/100 litres pour un Danois et 96,20 €/100 litres pour un Français. Et la chute des cours du pétrole au cours des derniers mois n'a fait que renforcer à cet égard l'avantage compétitif des énergies fossiles par rapport aux énergies renouvelables. Par ailleurs, de nombreux Allemands considèrent que les chaudières à gaz individuelles sont compatibles avec la transition énergétique. Dans l'habitat, 92,7 % des équipements de chauffage central fonctionnent toujours au fioul ou au gaz, et, facteur aggravant, ces équipements ont pour la plupart dépassé la limite d'âge. Ainsi l'association fédérale de l'industrie allemande du chauffage (Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, BDH) estime que 70 % des 20 millions d'appareils de chauffage sont âgés de plus de 15 ans. La simple modernisation des appareils permettait donc d'économiser 13 % de l'énergie consommée chaque année dans le pays. Mais « les Allemands sont fiers de faire durer leur vieille chaudière le plus longtemps possible, commente Harald Uphoff, directeur adjoint de l'association fédérale des énergies renouvelables (BEE). Alors qu'ils changent de voiture avant que l'ancienne ne soit obsolète pour être à la page, ce n'est pas le cas avec le chauffage ».

Pour autant, l'Allemagne n'est pas la dernière de la classe au niveau européen. Selon les derniers bilans d'EurObserv'ER, l'observatoire européen des énergies renouvelables, l'Allemagne disposait en 2015 de 18,6 millions de m<sup>2</sup> de surface de capteurs solaires installés (qui représentent une puissance 13 038 MW), c'est-à-dire six fois plus qu'en France (2 059 MW). Elle produit trois fois plus de chaleur que la France à partir de ses usines d'incinération de déchets ménagers, lesquels alimentent des réseaux de chaleur. Le pays est également le premier en Europe, juste devant la France, pour l'utilisation du bois-énergie, et il fait partie des pays européens ayant les plus sévères normes d'émissions de polluants venant des appareils au bois. L'Allemagne est enfin la quatrième en Europe pour le recours aux pompes à chaleur.

Néanmoins, au contraire du secteur électrique, le système de soutien à la chaleur renouvelable manque, depuis sa mise en place, de lisibilité et de fiabilité. L'achat

d'appareils de production de chaleur renouvelable (capteur solaire, chauffage au bois, géothermie) est subventionné depuis 1994, mais le volume de subventions n'a augmenté significativement qu'avec l'arrivée au pouvoir en 1999 de la coalition SPD-Verts. Si le gouvernement Schröder a mis en place un mécanisme de « stimulation du marché », le Marktanzreizprogramm (ou MAP), qui accorde des subventions différentes selon les types d'équipement, le problème est que le volume global de ces subventions et les conditions d'attribution sont déterminés par des lignes directrices adoptées au début de chaque année par le Parlement. Il est ainsi arrivé que le fonds de subvention soit épuisé bien avant la fin de l'année ou que les modalités d'attribution soient changées en cours d'année. En toute logique, ce système a fini par s'attirer la méfiance des artisans installateurs et des consommateurs. D'où la lenteur de la progression des renouvelables dans le domaine de la chaleur par rapport à l'électricité. À noter toutefois : depuis 2012, les conditions du MAP n'ont plus été modifiées, ce qui donne davantage de crédit au mécanisme.

## Coups d'accélérateur

Malgré cette note positive, le rythme de progression de la chaleur renouvelable était toutefois trop lent par rapport aux objectifs de l'*Energiewende*, ce qui a poussé à l'adoption de plusieurs lois au cours des dernières années. En 2009, une loi (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) entre en vigueur, qui fixe notamment le fameux objectif de 14 % de chaleur renouvelable en 2020. Elle crée également une obligation pour toute construction neuve de recourir aux énergies renouvelables. Ainsi, tout nouveau bâtiment de plus de 50 m<sup>2</sup> doit couvrir au moins 50 % de ses besoins grâce à la biomasse ou à des pompes à chaleur, 30 % s'il s'agit de biogaz. Si le propriétaire opte pour le solaire, cette ressource doit à minima couvrir 15 % des besoins. Quelqu'un qui ne souhaite pas recourir aux énergies renouvelables est néanmoins obligé soit de se raccorder à un réseau de chaleur, soit de couvrir 50 % de ses besoins avec une chaudière à co-génération (produisant à la fois chaleur et électricité), soit d'augmenter l'efficacité énergétique du bâtiment. Le Land de Bade-Wurtemberg est même allé plus loin en adoptant sa propre loi sur la chaleur renouvelable. Elle intègre l'obligation faite au neuf par la loi fédérale, mais ajoute une contrainte pour l'ancien : les bâtiments anciens doivent désormais couvrir au moins 10 % de leurs besoins grâce aux énergies renouvelables, dès lors que des éléments importants du système de chauffage sont remplacés (la chaudière par exemple). Une exigence portée à 15 % en juillet 2015. En effet, le marché du neuf ne représente qu'une très faible partie du parc de bâtiments. Il a donc fallu prendre des mesures au niveau fédéral pour favoriser le remplacement des appareils dans l'habitat existant. Pour ce faire, le décret sur les économies d'énergie (Energieeinsparverordnung, EnEV), équivalent de la réglementation thermique française, a été révisé en mai 2014 afin d'obliger, entre autres, au remplacement des vieilles chaudières au fioul et à gaz au bout d'une durée de vie de 30 ans. « Cette loi est susceptible d'augmenter les ventes de systèmes solaires, estime EurObserv'ER, car les nouveaux systèmes de chauffage fossile sont désormais souvent vendus couplés à des capteurs solaires thermiques afin d'augmenter la performance

et l'efficacité de l'ensemble<sup>58</sup>. » Cependant, le prix du pétrole ayant chuté depuis 2014, les chaudières à gaz et fioul ont conservé un avantage sur les énergies renouvelables, et cette prédiction ne s'était pas encore réalisée fin 2016. Mais elle le sera certainement avec la remontée des cours du pétrole.

Enfin, début 2015, le MAP a été révisé pour augmenter de manière significative le niveau de subvention des équipements d'énergie renouvelables : « Le nouveau MAP va accorder davantage de subventions à chaque installation, mais il ne contribuera pas à augmenter suffisamment le nombre global de nouvelles installations, avertit toutefois Harald Uphoff. Les quelque 300 millions d'euros dédiés chaque année à ce programme ne suffisent pas. Il est admis qu'il faudrait environ 1 milliard par an, ce qui est peu par rapport à ce qui prévaut dans le secteur électrique [environ 20 milliards par an, ndlr]. » Ce qui n'est pas sans poser de problème, car il s'agit ici de subventions pesant sur le budget de l'État, au contraire de la contribution qui prévaut dans le domaine électrique, prélevée sur la facture des consommateurs d'électricité. Or, le gouvernement allemand actuel accorde une importance quasi obsessionnelle à l'équilibre des finances publiques, et il ne tient pas à s'engager dans de nouvelles dépenses.

Pour éviter de peser sur le budget national, le gouvernement pourrait évidemment créer une contribution prélevée sur la facture des consommateurs de gaz et de fioul afin de financer les investissements renouvelables. Mais cette solution ne plaît guère aux politiques. Ils craignent de reproduire dans le domaine de la chaleur l'expérience du EEG-Umlage du secteur électrique, dont l'envolée n'a été que difficilement maîtrisée. Néanmoins, pour Harald Uphoff, « cette crainte n'est pas fondée, car les deux secteurs n'ont rien de comparable. Personne n'achètera deux chauffages parce qu'une subvention est mise en place. Si on peut installer un grand système photovoltaïque pour injecter de l'électricité sur le réseau, on ne peut pas installer de grand système solaire thermique car on ne saurait quoi faire de la chaleur. Il ne faut pas compter, au cours des prochaines années, sur une remontée spectaculaire du prix du pétrole, car celui-ci est influencé par les techniques de fracturation hydraulique actuellement développées à travers le monde. Cela signifie que si l'on souhaite qu'il se passe quelque chose dans le domaine de la chaleur renouvelable, il faut l'inciter financièrement. »

Pour favoriser le secteur, un changement structurel doit également se produire dans le domaine des réseaux de chaleur. Wolfgang Schulz, chercheur à l'Institut Fraunhofer (Ifam), juge en effet que la part des renouvelables ne pourra augmenter qu'avec le développement des réseaux de chaleur alimentés par des énergies propres, en suivant l'exemple du Danemark<sup>59</sup>. Ceux-ci offrent de nombreux avantages comparés au chauffage individuel : la taille des chaufferies permet d'optimiser les rendements de l'énergie utilisée, les réseaux peuvent accueillir la chaleur fatale (incinérateurs et industries), ou encore permettre de développer la cogénération. Pour l'heure, les réseaux de chaleur couvrent 13,5 % des besoins de chaleur de l'Allemagne. La chaleur

<sup>58</sup> Baromètre solaire thermique et solaire thermodynamique, EurObserv'ER, mai 2014.

<sup>59</sup> Les réseaux de chaleur fournissent 63 % de la chaleur du Danemark et sont alimentés à 70 % par les énergies renouvelables et l'incinération des déchets.

injectée dans ces réseaux provient à 71 % du gaz naturel, à 17 % des incinérateurs de déchets ménagers et seulement à 2 % de la biomasse<sup>60</sup>. Les autres énergies renouvelables, dont la géothermie, comptent pour quantité négligeable. Le BEE réclame par conséquent que les réseaux de chaleur soient ouverts plus largement aux énergies renouvelables, soit par le biais d'incitations accordées aux exploitants de réseaux de chaleur, soit en donnant la possibilité à des tiers d'injecter de la chaleur renouvelable dans leurs réseaux : une chaleur venant par exemple de champ de capteurs solaires au sol ou de pompes à chaleur de taille industrielle. Cela ne pose pas de problème technique, mais il n'existe pas encore de cadre réglementaire qui l'autorise.

## Rénovation globale du bâti

La réflexion sur les nouvelles mesures à adopter est toutefois en cours. En effet, plus encore que dans le secteur électrique, la transition dans le secteur de la chaleur exige de jouer sur deux tableaux à la fois : d'un côté, réduire les besoins d'énergie dans le bâtiment et, de l'autre, promouvoir les énergies renouvelables. *L'Energiekonzept* de 2010 n'a pas défini d'objectif précis à la chaleur renouvelable au-delà de 2020. Il se fixe en revanche comme but de parvenir à un parc de bâtiments « neutre pour le climat » en 2050, ce qui signifie réduire de 80 % par rapport à 2008 la consommation d'énergie primaire<sup>61</sup> dans ce domaine. En effet, le bâtiment représente aujourd'hui environ 40 % de la consommation d'énergie de l'Allemagne. Pour parvenir à la neutralité climatique, il faudra un mélange d'économie d'énergie et de production de chaleur *via* les renouvelables.

Les bâtiments neufs construits depuis 2010 affichent une consommation moyenne de 50 kWh/m<sup>2</sup> par an, et ce depuis l'introduction de la réglementation thermique de 2009 (EnEV 2009), un niveau qui correspond à celui mis en place en France en 2012. Et, comme en France, les prochaines versions renforceront les exigences pour atteindre progressivement les niveaux du bâtiment passif, puis à énergie positive. Le chantier de la rénovation n'est en revanche pas une mince affaire : les deux tiers des bâtiments existants ont été construits en Allemagne avant 1978, c'est-à-dire avant même l'adoption de la première réglementation thermique imposant des normes de performance énergétique (elle date de 1979) ! Or, pour atteindre les objectifs climatiques, il faudrait diviser par deux la consommation moyenne des bâtiments afin de la faire passer des 169 kWh/m<sup>2</sup> par an actuels aux 89 kWh/m<sup>2</sup> par an nécessaires.

Aujourd'hui, le parc existant est rénové au rythme de moins de 1 % par an. Pour satisfaire aux objectifs de *l'Energiewende* et rénover l'ensemble du parc au cours des

---

**60** En 2013, les réseaux de chaleur couvraient en France 2,6 % des besoins de chaleur et étaient alimentés à 57 % par les énergies fossiles, à 26 % par la chaleur fatale, à 10 % par la biomasse et à 3 % par la géothermie. Source : Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU).

**61** L'énergie primaire est la forme d'énergie à l'état naturel avant transformation, comme le pétrole, le gaz naturel, le charbon, le bois, etc. Leur transformation donne une énergie finale, prête à être consommée : essence, fioul domestique, bûches, granulés de bois, etc.

trente-cinq prochaines années, ce taux doit passer à 2% par an. Il va donc falloir doubler, voire quadrupler, la cadence. En effet, la banque publique de développement KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) recensait 253 000 logements rénovés en 2014, alors qu'il faudrait en réhabiliter près d'un million par an au cours des vingt prochaines années, selon le ministère fédéral de l'Industrie et de l'Énergie. Par comparaison, la France ambitionne d'en rénover environ 500 000 par an à partir de 2017. Selon le réseau Plan bâtiment durable, le nombre de rénovations « lourdes », permettant de véritablement diminuer la consommation, se situait en 2013 entre 180 000 et 350 000 par an en France. Outre-Rhin, le gouvernement veut également s'assurer que les travaux réalisés permettent effectivement d'abaisser la consommation au niveau voulu<sup>62</sup>, pour ne pas « tuer le gisement d'économies ». Le tout en garantissant aux citoyens allemands des logements à des prix abordables.

C'est pourquoi, depuis juillet 2014, les acteurs de la société civile, du monde économique et de la communauté scientifique sont réunis au sein d'une plateforme de la transition énergétique dans le domaine du bâtiment (Energiewende Plattform Gebäude). Leurs travaux ont abouti à l'automne 2015 à la rédaction d'une stratégie nationale pour l'efficacité énergétique dans le bâtiment<sup>63</sup> (Energieeffizienzstrategie Gebäude). Cette stratégie établit d'abord que l'objectif de réduire de 80 % les besoins énergétiques du bâtiment est réalisable. Elle identifie également les voies pour y parvenir. Les membres de la plateforme se réunissent également deux fois par an pour débattre des mesures à mettre en place en s'appuyant sur le tryptique d'actions « informer, obliger, subventionner ». Les pierres angulaires de cette stratégie sont en effet l'information et le conseil des différents publics visés (particuliers, communes, commerces, etc.), le renforcement de la réglementation, la pérennisation et l'augmentation des subventions dédiées à la rénovation et aux économies d'énergie, ainsi que l'introduction d'un plan de route individuel de rénovation pour chaque bâtiment. Des groupes de travail se sont également constitués pour étudier la façon de rendre certains instruments plus efficaces, comme les moyens de financement de la rénovation. Et toutes les mesures pour atteindre l'objectif 2050 n'ont pas été introduites d'un bloc fin 2015 ; elles sont adoptées progressivement lors de la révision des lois régissant le bâtiment.

Le ministère de l'Économie et de l'Énergie a néanmoins déjà donné un avant-goût des mesures en question. La rénovation énergétique est déjà soutenue au travers de prêts bonifiés et de subventions accordées par la KfW. Depuis le 1<sup>er</sup> mars 2015, les conseils et audits énergétiques sont plus fortement subventionnés pour les bâtiments d'habitation. Courant 2016, une grande campagne de communication

---

**62** Pour les rénovations lourdes, la banque KfW conditionne déjà ses aides à une exigence de résultat. Le bâtiment doit atteindre après rénovation au moins 115 % du standard réglementaire pour le neuf, soit un besoin 80 kWh/m<sup>2</sup> par an, équivalent du niveau exigé en France pour obtenir le label BBC rénovation.

**63** Cette stratégie se concentre dans un premier temps sur les bâtiments d'habitation. Les bâtiments tertiaires et commerciaux feront ultérieurement l'objet d'un plan d'action, une fois que suffisamment de données scientifiques seront disponibles pour définir les objectifs et les mesures nécessaires.



a été lancée pour promouvoir l'efficacité énergétique dans différents secteurs (résidentiel, industrie, etc.); elle est présentée comme une véritable « offensive efficacité » par le gouvernement. Autre mesure emblématique, le ministère souhaitait introduire, en plus des prêts et subventions, des déductions fiscales pour les travaux de rénovation. La mesure devait coûter un milliard d'euros par an jusqu'en 2020. Malheureusement, les négociations ont échoué entre le pouvoir fédéral et les Länder, qui se partagent le revenu des impôts, car ces derniers craignent de voir fondre leurs ressources fiscales. Ce refus est étonnant, dans la mesure où l'argent investi par les autorités dans la rénovation rapporte davantage qu'il ne coûte. Comme l'explique Andreas Rüdinger, chercheur de l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) : « Une analyse plus approfondie des impacts macroéconomiques a permis d'observer que les autorités publiques récupèrent plus d'argent qu'ils n'en investissent au départ : pour 1 euro investi, entre 2 et 4 euros reviennent aux comptes publics, grâce au surplus d'impôts et de taxes générés par l'activité économique additionnelle<sup>64</sup>. » Reste à en convaincre les décideurs politiques. Il semble néanmoins indispensable que gouvernement et Länder trouvent à court terme un accord sur le sujet, car les objectifs de l'Allemagne en matière de rénovation nécessiteront 5 milliards par an d'aides publiques, contre 2,5 milliards actuellement. À cet égard, Ulrich Benterbusch, ancien directeur de la Dena, se montre confiant : « Nous nous sommes des années durant beaucoup concentrés sur le secteur de l'électricité et l'expansion des énergies renouvelables. Cette législature est la première dans laquelle le gouvernement accorde une réelle importance à l'efficacité énergétique. Le ministère de l'Économie et de l'Énergie dispose enfin d'une direction dédiée à l'efficacité énergétique et à la chaleur. Ce service est nouveau et on ne peut pas encore attendre de lui les mêmes résultats que ceux obtenus dans le secteur électrique au fil des ans. Mais je suis sûr qu'au cours des prochaines années le gouvernement va mobiliser toujours davantage l'attention du Parlement sur l'efficacité énergétique et le secteur de la chaleur. La réforme du marché de la chaleur est indispensable au succès de l'*Energiewende*. »

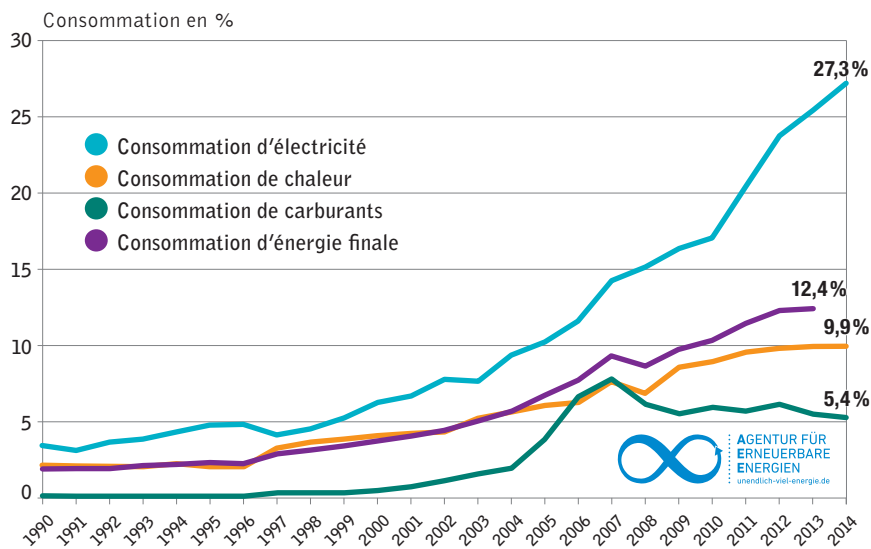
### **Le 100 % d'énergies renouvelables est-il possible ?**

Fin 2015, les énergies renouvelables ne fournissaient que 15 % de l'énergie totale du pays (voir graphique 11 page suivante). Et l'objectif du gouvernement allemand est de porter cette part à 18 % en 2020. Nombreux sont ceux qui doutent qu'il puisse être atteint. Mais il ne faudrait pas oublier que la transition énergétique allemande n'est pas une course de vitesse, elle ressemble plutôt à un marathon. Un marathon dont le pays n'a encore couru que les cinq premiers kilomètres, si l'on considère que la ligne d'arrivée est un système énergétique reposant à 100 % sur les énergies renouvelables.

<sup>64</sup> « La rénovation thermique des bâtiments en France et en Allemagne : quels enseignements pour le débat sur la transition énergétique ? » Andreas Rüdinger, Working paper, Iddri, mai 2013.



## 11 - Parts des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en Allemagne



L'Allemagne se donne pour objectif de réduire d'ici à 2050 ses émissions de CO<sub>2</sub> de 80 % à 95 % par rapport à 1990. Mais, en vérité, seule une réduction des émissions de 95 % est compatible avec l'objectif global de limiter le réchauffement de la planète à 1,5 °C (niveau permettant de réduire les risques du changement climatique). Pour cela, l'Allemagne n'a d'autre choix que de s'alimenter à 100 % grâce aux énergies renouvelables d'ici le milieu du siècle. Certaines émissions de carbone ne sont en effet pas liées au secteur énergétique (dans l'agriculture ou certains processus industriels, par exemple), et ne pourront être réduites que dans une certaine mesure.

Les exercices de prospective s'évertuant à se figurer le futur énergétique se donnent par conséquent de plus en plus pour horizon le 100 % renouvelable, que ce soit pour l'électricité, la chaleur ou la mobilité. Ainsi, alors qu'un scénario 100 % d'électricité renouvelable pour la France, réalisé par l'Ademe, a défrayé la chronique dans l'Hexagone au printemps 2015<sup>65</sup>, l'exercice est quasi annuel en Allemagne, non seulement pour le secteur électrique, mais aussi pour l'ensemble du système énergétique. Ces scénarios sont développés par de nombreux acteurs, institutionnels (comme l'UBA), scientifiques (comme l'institut Fraunhofer ou l'Öko-Institut), ou bien encore militants (comme la BEE ou Greenpeace), et cette liste est loin d'être exhaustive.

En outre, ces études ne sont pas seulement théoriques. De 2006 à 2013, le projet de recherche Kombikraftwerk a étudié la faisabilité d'un système électrique 100 % renouvelable. Ce projet a été mené par un consortium composé d'instituts de recherche et de grandes entreprises du domaine de l'énergie : Siemens, Enercon (fabricant

65 « Vers un mix 100 % renouvelable en 2050 », Ademe, 2015.

d'éoliennes), Solarworld (photovoltaïque), SMA (onduleurs photovoltaïques), Ökobit (biogaz), etc. Ces études ont été menées en simulant un contexte 100 % renouvelable sur des installations réelles – parcs éoliens, centrales solaires et biogaz – et des moyens de stockage comme des stations hydrauliques de pompage-turbinage et des batteries. La première phase du projet de recherche (2006-2008) a démontré la faisabilité technique d'un tel système. La deuxième phase du projet (2010-2013) a montré qu'il pouvait aussi garantir à chaque moment de l'année le maintien de la tension et de la fréquence du réseau électrique. Dans le scénario «Kombikraftwerk II», le mix électrique est composé à 60 % d'éolien, à 20 % de photovoltaïque, à 10 % de biomasse et à 10 % d'hydraulique et de géothermie. Certes, pour l'instant, les études sur un système énergétique 100 % renouvelable pour tous les secteurs n'en sont pas encore à un stade si avancé. Mais elles affichent néanmoins quelques caractéristiques communes, comme la forte réduction de la consommation d'énergie (de 40 % à 50 % par rapport à aujourd'hui) et l'augmentation de la production d'électricité. L'électricité devrait en effet jouer un rôle déterminant dans la production de chaleur (avec les pompes à chaleur notamment) et dans les transports. Dans ce domaine, l'électricité pourrait trouver deux usages : soit direct, avec les véhicules électriques dotés de batteries et les transports publics (train, tramway, trolleybus, etc.); soit indirect, consistant à produire des carburants de synthèse grâce à elle. Par exemple, 25 unités pilotes sont déjà à l'œuvre dans le pays pour produire de l'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut ensuite être combiné à du dioxyde de carbone par le procédé dit de méthanation (ou power-to-gas), pour produire du méthane de synthèse ayant les mêmes propriétés que le gaz naturel. D'autres technologies permettent par ailleurs de produire des carburants liquides de synthèse (essence, diesel ou même kérosène pouvant servir à l'aviation). Cette filière est connue sous le nom anglais de power-to-liquids, et repose sur la synthèse de molécules d'hydrogène et de carbone *via* le procédé Fischer-Tropsch. Ces technologies sont évidemment encore très coûteuses, mais rien ne permet de dire qu'elles ne seront pas pertinentes à long terme.

Le scénario produit en 2014 par l'UBA<sup>66</sup> assure qu'il est possible d'atteindre grâce à ces technologies une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 95 % d'ici à 2050. Pour construire son scénario, l'UBA a posé les données méthodologiques suivantes : outre une division par deux de la consommation d'énergie, le scénario implique une diminution de 90 % de l'exploitation des ressources naturelles (grâce au recyclage et à l'économie circulaire) et un arrêt progressif de l'artificialisation des sols ; le tout en maintenant une croissance du PIB de 0,7 % par an, contre 1,5 % en 2014. L'Allemagne conserverait ainsi, à l'avenir, à la fois son niveau de vie et la structure de son économie (c'est-à-dire un pays industriel tourné vers l'export), dans le contexte d'une baisse démographique de 12,5 % par rapport à 2005 (la population du pays passant de 82,5 à 72,2 millions d'habitants en 2050). Par ailleurs, l'UBA prend une position très claire au sujet de la biomasse, estimant que seule celle issue des déchets ménagers, agricoles, forestiers et autres effluents organiques (élevage, stations d'épuration, etc.) devrait être valorisée sous forme énergétique. Ainsi, les habitations seraient essentiellement

66 «Germany in 2050, a greenhouse gas-neutral country», UBA, avril 2014.

chauffées grâce à des pompes à chaleur couplées à des panneaux solaires thermiques. Si l'ensemble du parc de bâtiments n'est pas rénové au standard basse consommation, des chaudières fonctionnant au méthane de synthèse pourraient également être utilisées. Dans les transports, 85 % de l'énergie proviendrait de carburants de synthèse, et 15 % de l'usage direct d'électricité (pour les transports en commun ou les véhicules tout-électriques).

En fin de compte, l'approvisionnement énergétique de tous les secteurs, industrie comprise, reposerait presque intégralement sur l'électricité et les énergies dérivées de celle-ci (méthane et carburants de synthèse). Cela se traduirait par un besoin d'électricité de 3000 TWh par an, soit cinq fois plus qu'aujourd'hui, et uniquement produite par des sources renouvelables. Un besoin que l'UBA estime possible de couvrir avec les potentiels nationaux qu'elle a évalués à partir de ses propres données. Cette étude s'éloigne en effet très largement de l'approche citée plus haut de l'institut Fraunhofer IWES en ce qui concerne le potentiel de l'éolien (648 TWh), puisqu'elle l'estime à 2900 TWh par an pour le seul éolien terrestre, ce qui impliquerait de mobiliser 13,8 % de la surface du pays. À quoi s'ajoutent les autres filières : éolien en mer (180 TWh), photovoltaïque (248 TWh), biomasse (202 TWh), hydraulique (24 TWh) et géothermie profonde (50 TWh). Au total, les ressources renouvelables dont dispose l'Allemagne pourraient en théorie couvrir l'énorme besoin d'électricité défini par le scénario de l'UBA. « Toutefois, il faut partir du principe qu'une partie de l'électricité renouvelable sera produite à l'étranger dans le contexte d'échanges internationaux avec des pays présentant un avantage compétitif, conclut l'étude. Le cas échéant, ce courant sera également transformé directement sur place ou à proximité en hydrogène et vraisemblablement en carburant et méthane renouvelables. Il faut par conséquent s'attendre à ce qu'une grande partie de notre approvisionnement en combustible et carburants provienne de l'importation. » L'étude se borne à étudier la faisabilité technique d'un scénario 100 % renouvelable, sans se prononcer sur la faisabilité économique des solutions proposées. On peut cependant affirmer sans crainte que de nombreuses études seront produites au cours des décennies à venir pour scruter les options disponibles et leurs conditions de mise en œuvre. Mais, finalement, ce que cette conclusion de l'UBA révèle en creux, c'est que les Allemands ne croient pas seulement que la transition énergétique se produira dans leur pays, mais qu'elle finira également par s'imposer à l'échelle mondiale.

## En résumé

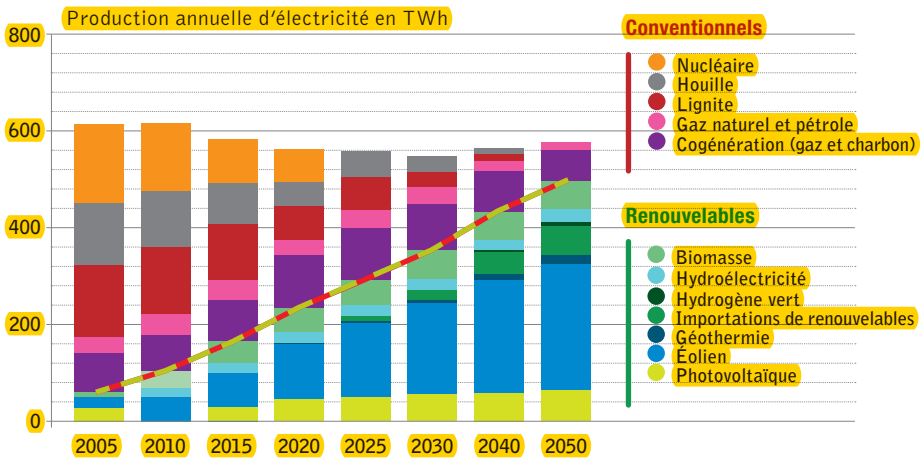
L'Allemagne dispose donc de suffisamment de ressources renouvelables pour que, à long terme, l'intégralité de l'électricité consommée dans le pays provienne des renouvelables. Les difficultés techniques pour y parvenir sont encore nombreuses, mais pas insurmontables. Le système électrique sera ainsi vraisemblablement le premier secteur énergétique à passer au 100 % renouvelables. La façon dont un tel système pourrait fonctionner fait déjà l'objet d'études et d'expérimentations détaillées depuis plusieurs années. Ces recherches scientifiques permettent d'établir des lignes

directrices, qui servent à leur tour au pouvoir législatif à adapter la réglementation encadrant les énergies renouvelables.

Il est en revanche moins évident de se figurer l'avenir des deux autres secteurs énergétiques, celui de la chaleur et celui des transports, car ils ont jusqu'ici fait l'objet de moins d'attention de la part du monde politique et du monde scientifique. La progression des énergies renouvelables y est par conséquent lente. La transformation du secteur de la chaleur implique de réduire drastiquement les besoins d'énergies, ce qui passe par de vastes et coûteux programmes de rénovation. De la même manière, le secteur des transports a non seulement besoin de nouvelles infrastructures (la rénovation de lignes de chemin de fer, par exemple), mais aussi de nouvelles technologies, qui ne sont pas encore complètement matures, comme les véhicules électriques. Néanmoins, ces secteurs représentent près de 80 % de la consommation d'énergie du pays et sont désormais au cœur des préoccupations. L'institut de recherche Fraunhofer IWES organise par exemple ses recherches autour du concept d'un système énergétique 100 % renouvelable, tous secteurs confondus. Ce programme a été baptisé «Projet Hercule», en référence aux douze travaux de la divinité antique<sup>67</sup>. Cela donne une idée de la difficulté de la tâche.

## 12 - Évolution de la production d'électricité de 2005 à 2050,

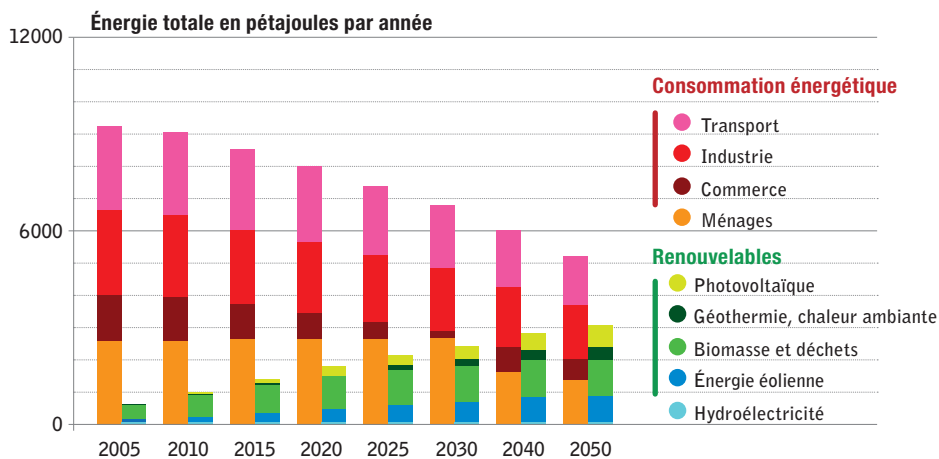
selon les projections du plan officiel : 80 % d'électricité renouvelable en 2050



Source : German Energy Transition - energytransition.de - cc-by-sa

67 Voir le site en anglais : [www.herkulesprojekt.de/en.html](http://www.herkulesprojekt.de/en.html).

### 13 - Évolution de la consommation d'énergie finale et de la production d'énergie renouvelable de 2005 à 2050, selon les projections du plan officiel : 60 % d'énergie renouvelable en 2050



Source : German Energy Transition - energytransition.de - cc-by-sa

# 4. Vers un système électrique décentralisé ?

*« Comme le montre l'Energiewende allemande, dès lors que la place des énergies renouvelables devient substantielle dans la production électrique, leur intermittence est un facteur de désorganisation. »*

*Cour des comptes, « La mise en œuvre par la France du paquet Énergie-Climat », rapport de janvier 2014.*

Les énergies renouvelables sont souvent présentées comme un facteur de risque pour la sécurité du système électrique pouvant engendrer des coupures d'électricité. En réalité, elles ne la menacent pas, mais elles imposent en revanche une profonde transformation du système, à la fois par le renforcement de l'infrastructure du réseau et par la façon dont ce dernier est géré. Il ne faut ainsi pas confondre « désorganisation » et « réorganisation », comme le faisait allègrement la Cour des comptes en janvier 2014. Il serait d'ailleurs étonnant qu'une transition de cet ordre puisse se dérouler sans bousculer les acteurs en place et bouleverser les pratiques actuelles.

En matière de stabilité du réseau, les pays comme l'Allemagne ou le Danemark, où les énergies dites « intermittentes » produisent respectivement 18 % et 45 % de l'électricité, n'ont pas de leçon à recevoir de la France, où l'on considère souvent ces nouvelles énergies comme des menaces pour le système. Le dernier rapport du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER) sur la continuité de l'approvisionnement électrique<sup>68</sup> indique en effet, qu'en 2014, l'Allemagne et le Danemark affichaient des durées moyennes de coupures électriques par client de respectivement 13,5 et 11,59 minutes – soit bien moins qu'en France<sup>69</sup> (51,5 mn), où la proportion d'électricité d'origine variable (éolien et photovoltaïque) n'était que de 5,5 % en 2016.

Ensuite, sur le principe, un réseau décentralisé reposant sur une multitude d'unités de production offre bien plus de sécurité qu'un réseau centralisé autour de grosses centrales. Si un réacteur nucléaire connaît une avarie, ce sont en effet 900 à 1 500 MW qui viennent soudain à manquer au réseau. S'il s'agit d'une éolienne, il n'y a que 2 à 5 MW qui feront défaut. Il suffit de penser à la catastrophe de Fukushima

<sup>68</sup> « 6<sup>th</sup> Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply », CEER, 2016.

<sup>69</sup> Indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) indiquant la durée moyenne des coupures de courant affectant un consommateur final.

pour s'en convaincre : à la suite de l'accident ayant touché quatre des réacteurs de la centrale japonaise, les cinquante autres réacteurs du pays ont été mis à l'arrêt pour évaluer leur sécurité. Dans les semaines qui ont suivi la catastrophe, le Japon a été obligé d'adopter dans l'urgence des mesures de rationnement de l'électricité et de recourir massivement aux combustibles fossiles. Ce scénario serait improbable dans un système décentralisé reposant sur les renouvelables, le vent ne cessant jamais complètement de souffler, ni le soleil de briller. Les centrales à gaz venant en appui n'auraient en outre aucune raison d'être toutes arrêtées en même temps pour des questions de sûreté.

En pratique, il faut toutefois adapter l'infrastructure électrique aux nouvelles sources d'énergie. Cela veut dire, d'une part, tirer de nouvelles lignes électriques et, d'autre part, remplacer les moyens de production produisant de façon continue (comme les centrales au lignite ou le nucléaire) par des centrales capables de monter très rapidement en puissance, comme des centrales modernes à gaz, afin de prendre le relais si la production varie de manière imprévue. L'Allemagne s'est donc engagée dans la rénovation et l'extension de ses réseaux, ce qui a souvent été présenté en France, avec un brin d'exagération, comme une tâche titanesque. Elle entreprend aussi à présent de moderniser son parc de centrales thermiques et de favoriser les innovations contribuant à l'équilibre du réseau, comme par exemple la gestion de la demande. Ici, il ne s'agit plus d'adapter la production à la demande d'électricité, mais, à l'inverse, d'adapter la demande à l'état de la production, grâce à une politique tarifaire ou à la technologie (réseaux et bâtiment intelligents). La transformation de l'infrastructure doit enfin être accompagnée en parallèle d'une amélioration de l'architecture du marché de l'électricité, afin de refléter au mieux les nouvelles réalités du système électrique.

## Un réseau à reconfigurer

Le réseau allemand est opéré par bien plus d'acteurs que celui de la France. Dans l'Hexagone, le réseau de transport, permettant d'acheminer l'électricité sur de grandes distances grâce à des lignes à très haute tension (220 et 380 kV), ne compte qu'un seul gestionnaire : le Réseau de transport d'électricité (RTE), une filiale d'EDF. En Allemagne, ce réseau est géré par quatre opérateurs, responsables chacun de zones bien définies : 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO et TransnetBW. La différence est encore plus frappante sur le réseau de distribution de l'électricité, comprenant les lignes haute, moyenne et basse tension. En France comme en Allemagne, le réseau de distribution appartient aux communes mais, en France, presque toutes les concessions ont été attribuées à un seul acteur, Enedis (ex-ErDF), une autre filiale d'EDF, qui gère près de 95 % du territoire. Le reste est sous la responsabilité de quelque 140 entreprises locales de distribution (ELD), qui sont soit des régies municipales, soit des sociétés d'économie mixte sous le contrôle de collectivités locales (départements, communes). Beaucoup d'entre elles sont situées en Alsace et en Lorraine, régions proches du modèle allemand. Outre-Rhin, ce sont en effet près de 900 entreprises qui gèrent la distribution d'électricité – des régies

municipales, pour l'essentiel. Les systèmes des deux pays ne sont donc pas comparables et le plan de modernisation des réseaux en Allemagne implique de mobiliser de nombreux acteurs.

Le réseau de transport est aujourd'hui celui qui fait l'objet de toutes les attentions, car il doit être développé afin de créer des « autoroutes électriques » pour l'électricité d'origine renouvelable. Jusqu'à l'avènement des renouvelables, les centrales électriques étaient construites dans les régions abritant les grands centres de consommation - où industries et population sont concentrées. Ces centres se trouvent surtout dans l'ouest du pays (autour du bassin de la Ruhr), et dans le sud. En outre, la partition de l'Allemagne en deux pays jusqu'à la réunification de 1989 a eu pour conséquence un faible développement du réseau entre l'Est et l'Ouest. Or, la carte de répartition des énergies renouvelables ne cadre pas avec celle des centres de consommation : les meilleurs gisements éoliens se trouvent au nord et à l'est du pays, dans les régions littorales de la mer du Nord et de la mer Baltique ; ce sont donc là qu'ont fleuri la majorité des parcs éoliens allemands. Et ce phénomène de concentration de la production éolienne est encore accentué par la montée en puissance de l'éolien en mer. Le Sud, pour sa part, accueille avant tout le solaire photovoltaïque, la biomasse et l'hydraulique. En résumé, la production d'électricité renouvelable se trouve surtout dans le Nord, quand les grands centres de consommation sont localisés dans l'Ouest et le Sud.

Pour que toutes ces productions puissent circuler de manière plus fluide, il est donc nécessaire de construire de nouvelles lignes sur l'axe Nord-Sud. Il faut de plus le faire vite, malgré l'opposition citoyenne qui se mobilise fortement contre la construction de lignes dans certaines régions. Le besoin de nouvelles transmissions est en effet devenu plus pressant depuis la catastrophe de Fukushima, qui a entraîné l'arrêt de huit des dix-sept réacteurs nucléaires du pays en 2011 et mené à la décision de sortir de l'atome d'ici à 2022. Sur les derniers neuf réacteurs nucléaires encore en service après 2011, six sont situés dans les Länder du sud. Leur arrêt programmé pourrait se traduire par un déficit de capacité de production si les lignes n'amènent pas le courant éolien produit au nord. Pour éviter tout risque de rupture d'approvisionnement, les gestionnaires maintiennent néanmoins des centrales électriques en réserve.

Les nouvelles lignes de transport serviront aussi à faire taire les plaintes des pays voisins : la Pologne et la République Tchèque apprécient peu, par exemple, que l'électricité éolienne emprunte leurs réseaux pour passer du nord au sud de l'Allemagne, car ces flux de courant menacent de congestion leurs propres réseaux. C'est pourquoi des déphaseurs, ces dispositifs permettant de gérer automatiquement les flux, ont été installés sur la frontière germano-polonaise afin de limiter ces effets indésirables ; d'autres sont en projet sur la frontière germano-tchèque.

La responsabilité du retard d'adaptation du réseau allemand aux énergies renouvelables incombe en partie à l'ancien oligopole des opérateurs du transport. En effet, dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité décidé par l'Union européenne en 1997, les métiers de producteur, de transporteur et de distributeur d'énergie ne devaient plus se trouver aux mains d'un seul et même groupe. Mais, outre-Rhin, ce principe a mis du temps avant d'être traduit dans les faits : les quatre gestionnaires du



réseau de transport sont restés jusqu'en 2005 des filiales des quatre grands énergéticiens (ce qui est d'ailleurs toujours le cas en France, où les deux principaux gestionnaires de réseau appartiennent à EDF). Et il s'avère qu'en Allemagne, les énergéticiens trouvaient peu d'intérêt à préparer le réseau à accueillir les énergies renouvelables, concurrentes directes de leurs centrales électriques. Ils ont même été pris en flagrant délit de sous-investissement dans le réseau qu'ils étaient censés entretenir : entre 1993 et 2004, les montants annuels investis dans les réseaux de transport et de distribution sont en effet passés de 4 milliards à 1,7 milliard d'euros. Jusqu'en 2007, sur les 17 à 20 milliards qu'encaissaient annuellement les opérateurs, seuls 2 à 3 étaient réinvestis dans le réseau, rapportait encore en février 2008 Aribert Peters, de l'association fédérale de protection des consommateurs, sur la chaîne publique allemande ZDF. Les opérateurs de réseau ont ainsi pu gonfler indûment leurs bénéfices. L'État a décidé de reprendre les choses en main à partir de 2005, date à laquelle l'Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur) a été créée. Véritable gendarme des réseaux allemands (gaz, électricité, poste et télécommunications, voies ferrées), cette agence est chargée en priorité de veiller au respect de la concurrence dans l'approvisionnement électrique et à la bonne application du droit communautaire. Elle doit aussi garantir la sécurité des réseaux et contrôler que le réseau électrique s'adapte aux énergies renouvelables. Peu après sa création, le montant des investissements est reparti à la hausse, de sorte qu'ils sont passés de 2,6 à 4 milliards d'euros par an entre 2007 et 2014.

L'adoption, en 2009, de nouvelles directives européennes, dans le cadre de la création du marché intérieur de l'énergie, a enfoncé le clou et contraint les opérateurs à séparer effectivement les activités de production d'électricité et de gestion du réseau. Ainsi, en 2010, E.ON a vendu sa filiale au néerlandais Tennet TSO, et Vattenfall a cédé la sienne à la société 50 Hertz, un consortium formé par le belge Elia et le fonds australien IFM. RWE a changé le nom de sa filiale RWE Transportnetz Strom en 2009, qui est devenue Amprion, puis a vendu deux ans plus tard les trois quarts des parts de la société. Aujourd'hui, seul TransnetBW, dont le champ d'action se cantonne à la gestion du réseau de transport du Land de Bade-Wurtemberg, demeure une filiale à 100 % d'EnBW.

## **Construction de lignes : « Not in my backyard »**

Depuis, le gouvernement a fait adopter plusieurs lois pour rattraper le temps perdu. En 2009, la loi de développement des réseaux d'énergie (Energieleitungsausbaugesetz, EnLAG) définit 23 projets prioritaires de construction ou de renforcement de lignes. La catastrophe de Fukushima amène ensuite les autorités allemandes à donner un nouveau coup de collier. Ainsi, en 2011, le pays adopte une loi d'accélération du développement du réseau de transport, (Netzbaugesetz Übertragungsnetz, Nabeg), dont l'objet est de réduire le temps d'instruction des projets de lignes, afin de faire passer la durée de planification de 10 ans à 4-5 ans. La même année, un amendement de la loi sur le secteur de l'énergie met sur pied une procédure visant à l'élaboration d'un plan de développement du réseau, lequel doit être réalisé en concertation avec tous les acteurs concernés. Ce travail aboutira deux ans plus tard

à la définition d'un plan de développement pour le réseau terrestre et d'un autre pour le réseau offshore permettant de raccorder les parcs éoliens en mer. Sur terre, le plan consiste essentiellement à la construction de liaisons nord-sud. Au total, il consiste à renforcer 3 050 km de lignes et à construire autant de nouvelles connexions, soit 6 100 km au total.

Fin 2016, un peu plus du tiers des 1 872 km de lignes prévues par loi EnLAG de 2009 avaient effectivement été réalisés. Mais, alors que la majorité d'entre elles devaient être achevées en 2015, les gestionnaires du réseau de transport estiment aujourd'hui que la moitié seulement le sera en 2017. Par ailleurs, la Bavière, le «*Sorgenkind*» (littéralement : un enfant causant des soucis) de la transition énergétique allemande, a refusé tout à coup, début 2015, le tracé des lignes haute tension qu'elle avait pourtant accepté en 2013. Le gouvernement du Land s'est en effet mis du côté des populations locales, qui s'élèvent contre la construction de nouveaux pylônes. Et, bien que le développement du réseau relève de la compétence de l'échelon fédéral, il est extrêmement rare que les décisions s'imposent contre l'avis d'un Land. En l'occurrence, la Bavière fait preuve, sur le sujet, d'un manque de coopération certain : «*Nous n'accepterons de nouvelles lignes électriques que si elles sont vraiment nécessaires, déclarait début 2015 Ilse Aigner, ministre (CSU) de l'Économie du Land. Nous n'approuverons aucune ligne qui ne serve pas à l'approvisionnement de la Bavière, mais qui serait prévue pour l'exportation de l'électricité éolienne excédentaire*<sup>70</sup>. » Le président du Land, Horst Seehofer, a même eu le front de proposer que le tracé soit déplacé vers l'ouest, faisant un détour par les Länder de Hesse et de Bade-Wurtemberg, pour qu'un minimum de lignes soient construites en Bavière.

Un sommet gouvernemental a néanmoins permis de dépasser le blocage bavarois en juin 2015 en décidant notamment qu'il fallait donner la priorité à la solution de l'enterrement des lignes très haute tension (THT) quand elles sont à courant continu. Cette option n'est en revanche pas suffisamment mature, d'un point de vue technologique, pour les lignes THT à courant alternatif. Par ailleurs, l'enterrement des lignes THT est une solution technique qui est loin d'être satisfaisante du point de vue de l'environnement, car elle suppose des travaux de terrassement dans des zones naturelles ; les dommages environnementaux peuvent ainsi être plus élevés que celui des lignes aériennes. Une vraie concertation avec la population offre au contraire de meilleures chances de succès aux projets de construction de lignes (l'acceptabilité locale n'est jamais acquise d'emblée). La contestation de la population et les procès engagés ont au contraire retardé de plusieurs années la construction de certains tronçons de lignes.

C'est d'ailleurs pour cette raison que, de 2008 à 2013, un forum de dialogue, le Forum Netzintegration Erneuerbare Energien (Forum pour l'intégration au réseau des énergies renouvelables), a été créé à l'initiative de l'association de protection de la nature Deutsche Umwelthilfe. Fin 2013, un groupe de travail composé d'associations, de scientifiques, d'opérateurs de réseaux et de collectivités locales

---

**70** «*Bundesländer mit neuer Energie - Der Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2014-2015*», rapport de l'Agence des énergies renouvelables, mai 2015.

a remis un rapport contenant un certain nombre de recommandations politiques<sup>71</sup> pour favoriser l'acceptabilité des nouvelles lignes. Il était préconisé d'impliquer les riverains dans toutes les étapes de développement des projets de lignes afin de choisir les options techniques permettant une meilleure protection de la nature et du cadre de vie des habitants. Le rapport contenait également des propositions pour réduire le nombre de lignes nécessaires. Il suggérait enfin d'ouvrir l'investissement dans les réseaux à la participation financière des citoyens et la mise en place de dédommagements obligatoires pour les villes et communes concernées par la construction de lignes. « Avant, le public ne disposait que de quatre semaines pour donner son avis sur les projets qui lui étaient présentés, rappelle Peter Ahmels, directeur Énergie et Climat de Deutsche Umwelthilfe. Mais comment des citoyens, qui ne connaissent rien à ces sujets techniques, peuvent-ils se faire une opinion en seulement quatre semaines ? Il faut entre trois et six mois pour s'informer et être en capacité d'émettre un avis. Depuis la publication de notre rapport, nous observons qu'une place bien plus importante est accordée à la concertation avec les citoyens. » Peter Ahmels cite ainsi deux projets de lignes dans le nord de l'Allemagne qui ont été menés en suivant les recommandations formulées par le forum de dialogue. Les associations locales ont collaboré étroitement à l'élaboration du tracé et voyaient leurs propositions de modification prises en compte. « Lors de la première présentation des projets, 300 personnes avaient été rassemblées dans un hall d'exposition de la ville de Husum, rapporte Peter Ahmels. La moitié des participants étaient alors contre ces projets. Six mois plus tard, lors de la présentation du tracé définitif dans ce même hall, il ne restait plus qu'une poignée d'opposants, qui ont, de plus, accepté l'avis de la majorité. » En définitive, l'implication en amont des citoyens permet de réduire le temps de construction, car elle peut éviter les recours en justice. Tous les projets ne sont pas menés de façon aussi exemplaire, mais Peter Ahmels souligne le fait que les opérateurs de réseau ont désormais une bien meilleure approche des populations locales qu'auparavant.

Malgré ces péripéties, l'Institut allemand pour la recherche économique (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, DIW) estimait, en février 2015, que les retards ne mettaient pas en péril le développement des énergies renouvelables : « De nombreuses autres sections du réseau sont à un stade de développement avancé et seront achevées dans un futur proche. Ainsi, bien que la construction du réseau soit légèrement en retard, cela ne présente pas, à un horizon prévisible, de goulot d'étranglement pour la transition énergétique. » La quantité d'électricité renouvelable ne pouvant être injectée sur le réseau à cause d'une congestion a certes explosé depuis 2010<sup>72</sup>, mais cela reste un phénomène supportable : fin 2015, elle ne représentait que 2,6 % des productions annuelles cumulées des énergies renouvelables. Cette valeur est en outre inférieure à la quantité maximale de déconnexions prévues par la loi. Les opérateurs de réseau sont en effet autorisés à déconnecter jusqu'à 3 % maximum de la production annuelle des parcs éoliens et photovoltaïques. Le législateur a estimé

71 « Plan N 2.0 », Forum Netzintegration Erneuerbare Energien, novembre 2013.

72 127 GWh n'ont pas pu être injectés en 2010, contre 4 722 GWh en 2015.

qu'il serait inutilement coûteux de forcer le réseau à accepter jusqu'au dernier kWh d'électricité renouvelable produit.

Pour les développements futurs, les gestionnaires du réseau de transport sont tenus d'établir tous les ans un scénario cadre sur l'évolution du paysage électrique qui tienne compte des objectifs de la politique énergétique du pays. De ce scénario découle la planification du réseau. Les besoins de développement doivent ensuite être réévalués tous les trois ans et soumis au vote du Parlement. En fonction de l'évolution du parc de production et des technologies, le besoin de lignes pourraient en effet se modifier avec le temps. Pour l'instant, l'Agence fédérale des réseaux estime l'investissement nécessaire au cours des dix prochaines années à environ 16 milliards d'euros pour le réseau terrestre et 19 milliards d'euros pour le réseau offshore – ce montant élevé s'expliquant par le fait que les parcs éoliens offshore allemands sont loin du littoral. L'Allemagne aura donc à investir 3,5 milliards d'euros par an. À titre de comparaison, en France, le plan décennal du Réseau de transport d'électricité (RTE) prévoit 1,5 milliard d'euros par an pour la construction de 1 400 km de nouvelles lignes, incluant le raccordement des parcs éoliens offshore, et 700 km de renforcement d'ouvrages. Le coût prévu en Allemagne peut par conséquent paraître élevé. Il doit néanmoins être relativisé, car ces 3,5 milliards annuels représentent une somme beaucoup moins importante que les investissements consentis chaque année dans les moyens de production : les énergies renouvelables représentent à elles seules un investissement annuel moyen de 20 milliards d'euros, à quoi il faut ajouter les investissements du parc thermique. En bref, la construction de lignes ne coûte pas cher : « Quand je discute de ce sujet avec des publics tel que des hommes politiques, ces derniers ont tendance à penser que le coût des réseaux est élevé parce qu'ils voient de gros chiffres, expliquait lors d'une conférence à Berlin, en mars 2015, Tomas Kåberger, professeur à l'école polytechnique Chalmers en Suède. Mais il est très important de se rendre compte que le coût des lignes de transmission est très faible par rapport aux coûts de production de l'électricité. »

Comme les producteurs, les gestionnaires des réseaux sont rémunérés grâce à une contribution prélevée sur la facture d'électricité, le *Netznutzungsentgelt*, équivalent du TURPE français (le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Cette contribution, régulée par l'Agence fédérale des réseaux, peut varier considérablement d'une région à l'autre en fonction de la topologie locale des réseaux et des besoins d'investissements. Une étude menée par l'université technique de Dresde<sup>73</sup>, en 2014, prévoit une augmentation de cette contribution au cours des prochaines années de 2 % par an en moyenne pour les ménages et les commerces, et de 4,9 % pour les clients industriels. C'est-à-dire qu'entre 2013 et 2023, elle devrait ainsi passer de 6,27 c€/kWh à 7,66 c€/kWh pour les ménages et commerces, et de 1,82 c€/kWh à

<sup>73</sup> « Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland » (Projection de l'évolution du tarif d'utilisation du réseau en Allemagne), Technische Universität Dresden, avril 2014.

2,93 c€/kWh pour l'industrie. L'impact sur la facture est donc loin d'être insupportable pour les consommateurs.

## **L'art de prévoir, ou comment équilibrer l'offre et la demande d'électricité issue d'énergies renouvelables**

Les contraintes propres au réseau ne se résument pas à la construction de nouvelles lignes. L'électricité ne pouvant pas se stocker, la tâche des gestionnaires de réseau est aussi de maintenir en permanence l'équilibre du système pour faire en sorte qu'il y ait, à tout moment, autant d'électricité produite que consommée. Techniquement, cela signifie qu'il faut maintenir la fréquence et la tension du réseau dans une plage à peu près constante. Si cet équilibre est rompu, les gestionnaires doivent alors recourir à des délestages : des « brownout » (abaissements de tension) ou des « blackout » (coupures de courant).

Pour éviter ce type de situation, ils disposent de nombreux outils. Ils peuvent, soit agir sur la demande, en incitant par exemple de gros consommateurs (industries) à réduire leur consommation ou à la déplacer à des périodes plus propices (heures creuses), soit, au contraire, agir sur l'offre, par le recours à des moyens de production très réactifs, comme les centrales hydrauliques ou les turbines à gaz. Selon leur réactivité, ces moyens de réglage appartiennent à la « réserve primaire », capables d'intervenir en quelques secondes, à la « réserve secondaire », permettant de rétablir l'équilibre en quelques minutes, ou à la « réserve tertiaire », pour les besoins d'ajustement de plusieurs minutes à plusieurs heures.

L'arrivée massive des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) a rendu le maintien de cet équilibre plus compliqué. Par exemple, le parc éolien allemand ne produit jamais à sa puissance nominale (50 GW), parce que le vent ne souffle pas de la même façon selon les régions. Même chose pour le solaire (40 GW). Néanmoins, lorsque le vent souffle et que le ciel est ensoleillé, la production d'électricité renouvelable peut couvrir en milieu de journée plus de 50 % des besoins du pays. Cela signifie que la puissance injectée dans le réseau peut passer de 1 à 2 GW en pleine nuit à plus de 30, voire 40 GW, en milieu de journée, soit l'équivalent de la production de 30 à 40 réacteurs nucléaires – ce qui est loin d'être anecdotique pour les gestionnaires de réseau ! Toutefois, prévoir est leur métier ; dans un système sans énergie renouvelable, le gestionnaire de réseau doit déjà anticiper l'évolution de la demande d'heure en heure pour pouvoir mettre en face les moyens adéquats (par exemple, si le temps se couvre, ce sont des millions de personnes qui allument la lumière en même temps). Les énergies renouvelables viennent certes compliquer la donne en introduisant de la variabilité du côté de la production. Mais cela ne se fait pas à l'aveugle : autrement dit, les productions éoliennes et solaires sont variables, mais prévisibles – au moins un jour à l'avance. En Allemagne, une partie importante des producteurs d'électricité renouvelable commercialisent déjà leur production sur le marché, soit directement, soit grâce à un agrégateur (un vendeur spécialisé dans le négoce d'électricité renouvelable sur le marché de gros). Ce mécanisme est par ailleurs devenu obligatoire en 2016 pour les grandes installations de plus de 100 kW.

Dans ce contexte, les producteurs d'électricité renouvelable allemands portent les mêmes responsabilités que les producteurs classiques : on dit qu'ils sont « responsables d'équilibre », c'est-à-dire qu'ils doivent annoncer la veille au gestionnaire la production qui sera injectée le lendemain. Une prévision affinée d'heure en heure, assortie d'un degré de fiabilité. S'ils se trompent dans les prévisions, ils peuvent se couvrir sur les marchés de court terme (intra-journaliers), mais doivent in fine supporter le coût du recours aux moyens d'ajustement. En outre, les installations renouvelables (éolien, solaire et biogaz) offrent elles aussi des services techniques d'équilibre du système – c'est même obligatoire pour l'éolien depuis la loi énergie renouvelable de 2009. Les machines doivent par exemple être capables de réduire leur puissance en moins d'une minute.

Le projet de recherche Kombikraftwerk, que nous avons vu au chapitre 3, a apporté la démonstration qu'il n'y avait pas d'impossibilité technique à maintenir à chaque instant la fréquence et la tension du réseau dans le contexte d'un approvisionnement 100 % renouvelable. Le rapport de synthèse « Kombikraftwerk 2<sup>74</sup> » précise : « Les défis posés par la mutation de l'approvisionnement en électricité au regard du maintien de la stabilité du réseau concernent moins les énergies renouvelables, qui répondent en principe aux exigences techniques en la matière, que l'organisation du système, qui doit être entièrement revue pour mettre en œuvre la nouvelle structure de production et de distribution d'électricité. [...] La mutation de l'approvisionnement en électricité ne pourra réussir sans une adaptation appropriée du développement du réseau, de tous ses composants, des réglementations et des marchés. » Ce que cette étude révèle, c'est que l'intégration au réseau des productions variables de l'éolien et du photovoltaïque exige avant tout une modification des pratiques de gestion du réseau.

## Stockage nécessaire à l'horizon 2030

Est-ce que cela signifie que le développement des énergies renouvelables requiert dès aujourd'hui la mise en place de fortes capacités de stockage d'électricité ? Non. Le stockage sera certes nécessaire à long terme, il est donc important que la recherche se poursuive et que des unités pilotes soient installées afin de disposer d'un panel de solutions. Mais aujourd'hui, l'urgence est ailleurs, car le système électrique allemand dispose déjà d'un large potentiel de flexibilité qui n'est pas suffisamment valorisé, notamment en matière de gestion de la demande. Et ce qui importe pour le moment, c'est de faire en sorte que le marché de l'électricité ne favorise plus les centrales peu flexibles (notamment celles brûlant du lignite), comme c'est le cas actuellement<sup>75</sup>, au détriment des centrales à gaz plus réactives : « Développer le stockage aujourd'hui serait un moyen de maintenir en place les capacités de production fossiles et peu flexibles, en donnant une échappatoire à l'électricité qu'elles produisent, plutôt que de les forcer à réduire leur production, estime Dimitri Pescia, expert du think tank

74 « Kombikraftwerk 2 », rapport de synthèse, traduction de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, novembre 2014.

75 Voir chapitre 1, p. 15.

**Agora Energiewende. En réalité, le système électrique allemand n'aura pas besoin de stockage tant que les énergies renouvelables n'auront pas atteint une part d'au moins 50 à 60 % dans le mix électrique. Jusqu'à ce seuil, d'autres options de flexibilité moins coûteuses existent. Par ailleurs, les moyens de production conventionnels, notamment le charbon, ont prouvé qu'ils étaient capables de s'adapter techniquement pour intégrer les énergies renouvelables. Cela s'est observé très clairement lors de l'éclipse solaire de mars 2015. »**

Agora Energiewende a produit une étude simulant le fonctionnement du marché européen de l'électricité en 2030<sup>76</sup>, date à laquelle les énergies renouvelables devraient produire la moitié de l'électricité du Vieux Continent, avec des parts de plus de 50 % en Allemagne et de 40 % en France. Au passage, cette étude analyse le cas de la France et estime, contrairement à une idée reçue, que le parc nucléaire est en capacité technique d'adapter sa puissance de façon très significative. En ajoutant à ceci la forte capacité hydroélectrique de la France, la deuxième d'Europe, il serait possible d'intégrer sans difficulté technique 40 % d'électricité renouvelable à l'horizon 2030. Dans le cas de l'Allemagne, ce scénario indique que la production d'électricité renouvelable n'excédera la demande d'électricité du pays que 1 200 heures dans l'année, soit durant 13 % du temps. Ces excédents de production pourraient être exportés vers les pays voisins ou, à défaut d'acheteur, être réduits en écrêtant la production d'origine renouvelable, comme cela se pratique déjà aujourd'hui – ce qui coûte moins cher que d'investir dans des capacités de stockage.

Ces échanges avec les pays européens impliquent simplement de meilleures connexions. À titre d'exemple, l'Allemagne est déjà en train de construire une nouvelle ligne très haute tension vers la Norvège, le « Nordlink ». Ce pays dispose de vastes capacités de stockage hydrauliques qui permettront d'accueillir les excédents de production éoliens venant du nord de l'Allemagne. À l'inverse, l'Allemagne pourra acheter de l'hydroélectricité norvégienne quand sa production éolienne sera faible. Le câble reliant les deux pays, long de 600 km, aura une capacité de 1 400 MW, l'équivalent de celle d'un gros réacteur nucléaire. Son installation sous-marine en mer du Nord doit être achevée en 2019.

**Au-delà de 60 % de renouvelables dans le mix électrique, le stockage devient par contre indispensable. Avec 100 % d'électricité renouvelable, Kombikraftwerk a tenté d'évaluer ce besoin, dans le cadre d'une consommation nationale d'électricité de 600 TWh (à peu près équivalente à celle d'aujourd'hui). L'Allemagne ne disposant que d'un faible potentiel hydroélectrique, le projet ne retient qu'un développement modéré du stockage hydraulique (qui consiste à stocker l'électricité en pompant de l'eau vers un réservoir pour la relâcher et actionner des générateurs quand le réseau a besoin d'électricité). La simulation prévoit par contre qu'un tiers des bâtiments équipés de photovoltaïque disposeront de batteries. Elle s'appuie enfin sur la technologie du power-to-gas, la méthanation, pour transformer les excédents d'électricité en méthane de synthèse. Le scénario estime ainsi qu'il serait nécessaire de disposer**

<sup>76</sup> « The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits », Agora Energiewende, juin 2015.



de 11 GW de stations de pompage, de 55 GW de batteries et de 13 GW d'unités de méthanation. Le besoin de centrales thermiques à gaz, brûlant du biométhane et du méthane de synthèse, ne serait que de 54 GW, soit bien moins que les 77 GW de centrales thermiques nécessaires aujourd'hui<sup>77</sup>. En revanche, le scénario de Kombikraftwerk ne s'appuie que de façon limitée sur les échanges avec les pays voisins « afin de ne pas faire porter aux centrales et systèmes de stockage implantés dans d'autres pays la responsabilité d'assurer la sécurité du système allemand d'approvisionnement en électricité ». Le volume des exportations d'électricité dans ce scénario est donc exactement égal à celui des importations, soit 11,5 TWh, ce qui est sept fois moins que le niveau des exportations de 2016. Le besoin de moyens de stockage nationaux d'un système 100 % renouvelable pourrait par conséquent être moindre, avec une meilleure intégration européenne.

## Marché de l'électricité 2.0

Un des révélateurs du fait que le marché de l'électricité n'est pas adapté aux énergies renouvelables est l'apparition, depuis quelques années, de prix négatifs à la bourse de l'électricité. Les prix négatifs signifient que des producteurs doivent payer leurs clients pour écouler leur production d'électricité. Ce phénomène se produit lorsque l'offre d'électricité est surabondante sur le marché, mais que les exploitants de moyens peu flexibles (nucléaire, lignite) préfèrent continuer à faire fonctionner leurs centrales, parce qu'il serait plus coûteux de limiter leur production pour quelques minutes ou quelques heures. Les prix négatifs ont beaucoup fait parler d'eux, en France notamment, où ils surviennent également depuis 2010, mais ils conservent un caractère anecdotique. Les énergies renouvelables, qui sont prioritaires sur le réseau, ont été accusées un peu vite d'être les seules responsables de la formation des prix négatifs et de mettre ainsi en péril la rentabilité du parc de production conventionnel.

En réalité, si les producteurs préfèrent payer et maintenir leur production, c'est qu'ils ont un avantage économique à le faire : « En 2013 comme en 2014, l'Allemagne a connu 64 heures cumulées de prix négatifs, ce qui représente 0,7 % de l'année, indique Dimitri Pescia. Les prix négatifs n'ont donc pas augmenté, bien que la production renouvelable soit à la hausse. Ils se forment surtout en novembre-décembre, quand le vent souffle fort et que la demande est faible - le week-end, par exemple. Les prix négatifs révèlent en fait véritablement le manque de flexibilité du système. Si les centrales thermiques classiques continuent à produire sur le mode actuel, de façon continue et sans s'adapter à la production renouvelable, on atteindra 1 000 heures de prix négatifs par an à partir de 2022. » Un scénario improbable, car personne n'aurait intérêt à payer pour écouler sa production pendant 11 % de l'année. Les prix négatifs ont en réalité la vertu d'obliger les producteurs à rendre leurs installations plus flexibles. Ils contribuent ainsi à l'évolution du système électrique allemand et européen. Ces producteurs ont ainsi déjà réussi à limiter l'amplitude des prix négatifs. En 2008,

<sup>77</sup> Avec les centrales produisant pour l'export et celles servant de marge de sécurité, la capacité en service actuellement dépasse 100 GW, bien plus que nécessaire.



un record avait été atteint, avec -3 000 €/MWh, alors que, désormais, il est rare que les prix passent la barre des - 50 €/MWh. Dans le jargon, on dit que les acteurs ont réagi au « signal-prix ».

Pour permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système électrique, le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi) a entrepris une réforme du marché de l'électricité, baptisée « Marché de l'électricité 2.0 » (*Strommarkt 2.0*), en concertation avec tous les acteurs du système. Elle a été formalisée sous la forme d'un livre blanc rendu public en juillet 2015 et comportant une vingtaine de mesures, qui ont été traduites dans la législation courant 2016. Elles visent à mettre en œuvre trois principes : le renforcement des mécanismes de marché – afin, justement, de laisser le signal-prix guider les acteurs en place ; la promotion d'un approvisionnement en électricité flexible et efficace ; et la création d'un filet de sécurité supplémentaire. Cette réforme fait surtout le choix de ne pas créer de marché de capacité, au contraire de ce qui a été mis en place en France. Un marché de capacité revient à créer une rémunération supplémentaire pour les exploitants mettant à disposition une puissance de production garantissant l'équilibre du réseau. Il peut aussi, comme en France, rémunérer l'effacement, c'est-à-dire le fait de pouvoir réduire la consommation dès que cela est nécessaire (en période de pointe, notamment).

En Allemagne, les exploitants de centrales à gaz et à charbon plaidaient depuis plusieurs mois pour la mise en place d'un tel système. À cause de la concurrence des énergies renouvelables, leurs centrales vendent en effet moins d'électricité sur le marché depuis quelques années. Ils comptaient sur le fait que l'introduction d'un marché de capacité améliorerait la rentabilité de leurs unités. Mais, concrètement, cela risquait de maintenir des surcapacités de production dans le système. Le BMWi a donc écarté cette option, estimant que les mécanismes d'ajustement existants suffisaient à assurer la sécurité du système. À la place, il a simplement choisi de créer une réserve de capacité, en dehors du marché, qui ne doit servir aux gestionnaires de réseaux qu'en cas d'extrême urgence. Cette réserve est assez modeste puisqu'elle représente 4 GW de puissance, dont 2,7 GW viennent des centrales au lignite devant être arrêtées au cours des prochaines années.

La réforme *Strommarkt 2.0* doit ainsi clarifier les règles du jeu afin que les acteurs économiques sachent comment orienter leurs investissements à l'avenir : « Les débats sur la définition des règles du marché de l'électricité ont généré de l'incertitude chez les acteurs du marché, indique le livre blanc pour justifier ces mesures. Les exploitants de centrales n'ont pas arrêté certaines capacités de production parce qu'ils espéraient qu'elles bénéficieraient de nouvelles rémunérations ; les autres acteurs ont reporté leurs décisions d'investissement dans de nouvelles capacités parce qu'ils ne savaient pas comment le marché allait évoluer à l'avenir. » Ces incertitudes levées, le fonctionnement du marché allemand devrait à présent s'adapter à une part toujours croissante d'électricité renouvelable.

Mais le marché de l'électricité sera toujours incapable de permettre à lui seul le financement des installations d'électricité renouvelable. Ces dernières, comme les centrales nucléaires, ont un coût de production de l'électricité qui provient essentiellement de l'investissement initial, et les frais d'exploitation et de combustibles sont

en revanche faibles ; c'est l'inverse pour les centrales à gaz ou au charbon. Or, les prix sur le marché de l'électricité sont fixés sur la base des coûts d'exploitation et de combustibles des centrales fossiles (le coût marginal). Le marché n'est ainsi pas fait pour rémunérer les producteurs d'électricité renouvelable. Tant que l'architecture de ce marché n'aura pas été transformée, il faudra qu'il existe des contrats de long terme définissant un prix garanti pour l'électricité produite, pour que de nouvelles installations renouvelables puissent être financées et voir le jour. Cela vaut aussi pour les nouvelles centrales nucléaires : le gouvernement britannique a ainsi décidé d'accorder un tarif d'achat garanti sur une période de 35 ans<sup>78</sup> à l'électricité qui doit être produite par les futurs réacteurs nucléaires qu'EDF entend construire à Hinkley Point, dans le sud-ouest du pays – conditions sans laquelle la construction ne pouvait être envisagée. Dans le cas des énergies renouvelables, les contrats de long terme sont définis par la puissance publique, en Allemagne comme en France, *via* des tarifs d'achat ou des appels d'offres. À travers le monde, des fournisseurs d'électricité lancent également des appels d'offres pour acheter de l'électricité renouvelable à prix garanti. Dans les zones favorables, ensoleillées ou ventées, les énergies renouvelables sont en effet capables de proposer des prix moins élevés que des centrales fossiles.

---

**78** Un tarif 42 % plus élevé que celui accordé au nouvel éolien en Allemagne et pendant quinze ans de plus.

# 5. Combien coûte et combien rapporte la transition ?

« Les Allemands sont en train de réaliser le coût exorbitant du boom des énergies renouvelables. »

*Thibaut Madelin, quotidien Les Échos, 13 novembre 2012.*

De toutes les critiques entendues en France contre l'*Energiewende*, celle qui revient sans doute avec le plus de régularité concerne le coût de cette transition, en particulier dans le secteur de l'électricité. Les énergies renouvelables seraient responsables de hausses incontrôlables des factures, alors que le nucléaire garantirait au contraire une électricité bon marché. La différence du prix du kilowattheure payé par les ménages passe en effet du simple au double entre la France et l'Allemagne, soit 0,15 €/kWh contre 0,29 €/kWh. Mais cette différence s'explique par de nombreuses raisons. Il est indéniable que les énergies renouvelables ont contribué à une augmentation du coût du kWh en Allemagne, mais cette hausse aurait pu être maîtrisée si cela avait vraiment été une priorité pour les deux derniers gouvernements. À bien y regarder, l'augmentation du prix de l'électricité en Allemagne n'est pas supérieure à celles des autres énergies : entre 2000 et 2013, elle a été de près de 199 %, soit un peu moins que pour le fioul domestique (203 %) ; le gaz naturel, pour sa part, a connu une hausse de 177 %, et les carburants automobiles de 166 %. Pourtant, l'attention du public n'a été mobilisée que sur la seule électricité.

En Allemagne, le débat sur le coût de l'électricité a en effet agité la scène politico-médiatique pendant deux à trois bonnes années, s'accroissant à l'annonce de chaque augmentation du EEG-Umlage : la contribution mise en place pour compenser les tarifs d'achat des énergies renouvelables. La polémique a connu un pic durant la campagne électorale des législatives de 2013, qui ont porté Angela Merkel au pouvoir pour la troisième fois consécutive. Le quotidien populaire *Bild* en avait fait un de ses thèmes favoris, avec un certain sens de la dramaturgie : « L'électricité va coûter encore plus cher ! » (19 octobre 2012), « Est-ce que bientôt seuls les riches pourront se payer l'électricité ? » (10 août 2013), ou encore « Qui arrêtera la folie du prix de l'électricité ? » (5 novembre 2013). Les politiques n'étaient pas en reste, et donnaient même dans la surenchère ; l'ancien ministre de l'Économie, Philipp Rösler, président du parti libéral (FDP), a appelé ainsi à une réforme « radicale » de la loi énergie renouvelable : « Pour beaucoup, la limite du supportable est atteinte » (*Die Welt*, 14 octobre 2012). Le conseil économique de la CDU est même allé jusqu'à assurer, en août 2013, que « l'explosion des prix de l'énergie mène à une désindustrialisation de l'Allemagne ».

À en croire tout ce bruit médiatique, la transition serait non seulement en train de grever le pouvoir d'achat des ménages allemands, mais aussi de menacer l'ensemble de l'économie du pays. Tant et si bien que le nouveau gouvernement a fait de la maîtrise des coûts la pierre angulaire de sa politique énergétique.

Qu'en est-il en réalité ? Le coût du passage aux énergies renouvelables est-il vraiment « exorbitant », voire même « insupportable » ? La transition énergétique a certes un coût, c'est admis, mais elle apporte aussi de nombreux avantages. Le débat est systématiquement biaisé, car ceux qui dénoncent les coûts oublient de mentionner les bénéfices de l'*Energiewende* : économies sur les importations d'énergie fossile, création d'emplois ou encore retombées économiques dans les territoires. Surtout, ce débat occulte un autre fait d'importance : l'arrêt de la transition n'empêcherait pas le prix de l'électricité d'augmenter malgré tout, car le parc de production de centrales thermiques au charbon devra quoi qu'il en soit être renouvelé au cours des prochaines années. Cette situation est exactement similaire à celle de la France, où plus de la moitié des réacteurs nucléaires affichent plus de trente ans de service.

## Le choix d'une électricité chère

Avant d'analyser les coûts de la transition allemande, il faut rappeler une différence fondamentale de principe entre la France et l'Allemagne : cette dernière a fait le choix politique de renchérir le prix de l'électricité pour en inciter l'économie. À l'inverse, en France, le pouvoir politique tente systématiquement de limiter les hausses réclamées par EDF et recommandées par la Commission de régulation de l'électricité (CRE). Par exemple, la CRE a prescrit en juillet 2015 une augmentation comprise entre 3,5 % et 8 %, mais la ministre de l'Environnement, Ségolène Royal, a décidé de la fixer à 2,5 %.

En outre, les prix hors taxes de l'électricité pour les ménages sont assez proches entre les deux pays, puisqu'ils étaient en 2016 de 10,87 c€/kWh en France et 13,88 c€/kWh en Allemagne, selon les données d'Eurostat, l'office statistique européen. Tout le reste est dû à des taxes et prélèvements.

En 1999, le gouvernement de Gerhard Schröder a introduit une nouvelle taxe sur le courant (Stromsteuer) dans le cadre d'une réforme fiscale « écologique ». Son but était de renchérir le coût de l'énergie, à l'instar d'autres pays européens comme le Danemark, l'Autriche ou les Pays-Bas. Cette taxe existe toujours et s'élève aujourd'hui à 2,05 c€/kWh. La taxe sur la valeur ajoutée (TVA), quant à elle, est en France de 5,5 % sur l'abonnement (ce qui représente une part non négligeable de la facture) et de 20 % sur l'énergie. En Allemagne, la TVA est de 19 % sur l'ensemble, alors qu'elle n'était que de 16 % jusqu'en 2007. L'effet de ces mesures n'a pas tardé à se faire sentir : alors que les consommations d'électricité spécifique (ce qui regroupe l'éclairage, l'électroménager, l'audiovisuel, l'informatique et exclut le chauffage) augmentaient de façon similaire entre les deux pays aux cours des années 1990, celles de l'Allemagne se mettent à décrocher à partir de 1999. Aujourd'hui, un

ménage allemand consomme 27 % moins d'électricité spécifique qu'un ménage français<sup>79</sup>.

Or, ce qui établit le montant d'une facture est bien la quantité d'électricité consommée, et non le seul coût du kWh. Selon une analyse menée par l'Ademe dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, la facture d'un ménage français s'élevait en 2011 en moyenne à 720 euros, contre 840 euros pour un ménage allemand. Des sommes finalement assez proches, le surcoût du kWh allemand étant compensé par le poste chauffage : se chauffer principalement à l'électricité, ce qui est le cas en France, revient en effet plus cher que de se chauffer majoritairement au gaz, comme en Allemagne – le prix du kWh de gaz naturel ne coûtant, toutes taxes comprises, qu'autour de 7 c€ kWh dans les deux pays. En fin de compte, l'effort énergétique des ménages, c'est-à-dire la part de l'énergie dans leur budget, est à peu près le même dans les deux pays, puisqu'il s'établit à 4,2 % pour la France et 4,8 % pour l'Allemagne<sup>80</sup> (hors carburant et transports).

## Impact des renouvelables sur la facture

L'impact des énergies renouvelables sur la facture est néanmoins beaucoup plus sensible en Allemagne qu'en France. En effet, la contribution prélevée sur la facture pour financer la EEG-Umlage a été multipliée par trois en l'espace de cinq ans : en 2010, elle était de 2,05 c€/kWh, alors qu'en 2015 elle atteignait 6,17 c€/kWh. Par comparaison, la CSPE en France s'élevait à 1,95 c€/kWh en 2015, dont seulement 64 % étaient imputables aux énergies renouvelables, soit 1,24 c€/kWh (le reste servant à la péréquation tarifaire avec les départements et territoires d'outre-mer, aux tarifs sociaux ou à la cogénération). Pour autant, l'Allemagne est-elle condamnée à voir cette contribution continuer à augmenter à l'avenir ?

L'évolution actuelle indique le contraire : pour la première fois depuis la création des tarifs d'achat en 2000, la EEG-Umlage a baissé entre 2014 et 2015, passant de 6,24 c€/kWh à 6,17 c€/kWh – une baisse toute symbolique, mais capitale dans la bataille médiatique autour du prix de l'électricité. La raison de cette baisse est comptable : le niveau de la contribution est fixé chaque année pour l'année suivante, sur la base d'une estimation ; les entrées ayant été supérieures aux dépenses en 2014, la contribution a été revue à la baisse. Le EEG-Umlage a de nouveau augmenté de façon modérée en 2016 et s'établit en 2017 à 6,88 c€/kWh. Cela vient illustrer le fait que les nouvelles installations d'énergies renouvelables électriques ne pèsent que très peu dans l'évolution des coûts, car cette relative stabilisation de la taxe survient alors que le développement éolien bat son plein. Le ministère de l'Économie fait en outre remarquer que, en raison de la baisse des prix sur le marché de gros de

79 « L'énergie en Allemagne et en France, une comparaison instructive », *Les Cahiers de Global Chance*, n° 30, septembre 2011.

80 Andreas Rüdinger et Stefan C. Aykut, « Les transitions énergétiques française et allemande. Convergence ou divergence dans le cadre européen », *Annuaire français des relations internationales*, n° 16, juillet 2015.

l'électricité, le prix moyen payé par le client final reste stable, de 28,84 c€/kWh en 2013 à 28,73 c€/kWh en 2016.

À plus long terme, la EEG-Umlage devrait toutefois continuer à augmenter, mais de façon plus lente que sur la période 2010-2014. Une étude du think tank Agora Energiewende<sup>81</sup> pronostique qu'elle pourrait culminer à 7,60 c€/kWh en 2022, notamment à cause de la montée de la production éolienne offshore dans le mix électrique. En revanche, la contribution devrait décroître à partir de 2024, jusqu'à retomber à 4,4 c€/kWh en 2035. Les tarifs d'achat étant valables vingt ans, les premiers contrats arriveront à échéance à partir de 2020, ce qui « sortira » les anciennes installations, les plus coûteuses, de la contribution. Cet effet sera renforcé par les gains de compétitivité des futures installations renouvelables. Par exemple, le nouvel éolien terrestre perçoit en moyenne 8,9 c€/kWh en 2015, or ce montant ne devrait être que de 5,3 c€/kWh en 2035. De même, pour le photovoltaïque, la rémunération moyenne devrait passer de 11 à 8,4 c€/kWh au cours des vingt prochaines années. L'explosion des coûts tant redoutée n'aura donc pas lieu.

## Privilèges aux entreprises

La charge actuelle, quant à elle, pourrait être bien moins élevée si l'Allemagne avait choisi de la répartir équitablement. Mais, tout à la protection de son industrie, le gouvernement a accordé de larges exonérations de paiement de la EEG-Umlage à un nombre croissant d'entreprises. Ces exonérations ne devaient à l'origine bénéficier qu'aux industries électro-intensives soumises à la concurrence internationale (chimie, cimenterie, aciérie, papeterie, etc.), afin d'éviter que le coût de l'énergie ne leur fasse perdre en compétitivité. Puis ces exonérations se sont progressivement étendues à d'autres secteurs, dont certains ne sont absolument pas positionnés sur le marché international. Résultat : en 2009, seuls 770 consommateurs industriels bénéficiaient de ce privilège, représentant un total de 700 millions d'euros soustraits au compte du EEG-Umlage ; en 2015, ils étaient 2834 représentants, pour un manque à gagner de 4,8 milliards d'euros. Une analyse de l'Öko-Institut avait chiffré l'impact de ces exonérations sur le montant de la contribution pour l'année 2014<sup>82</sup> : sans les privilèges accordés aux entreprises, la EEG-Umlage n'aurait été que de 4,89 c€/kWh au lieu de 6,24 c€/kWh.

Le deuxième principal facteur d'augmentation de la contribution n'a pas été le nombre de nouvelles installations, mais la baisse du prix de l'électricité sur le marché. Le tarif d'achat est versé aux producteurs d'électricité renouvelables par les opérateurs de réseau, ce qui représente pour eux un surcoût par rapport au prix de marché. La contribution compense par conséquent cette différence entre le prix moyen en Bourse et le niveau du tarif d'achat garanti. Plus le prix de référence en Bourse diminue, plus l'écart à combler est grand. Alors qu'en 2011, le prix moyen évoluait autour de 50 €

**81** « Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035 » (L'évolution de la EEG-Umlage d'ici à 2035), Agora Energiewende, mai 2015.

**82** « Analyse der EEG-Umlage 2014 » (Analyse de la EEG-Umlage 2014), Öko-Institut, octobre 2013.

par mégawattheure (MWh), il a chuté entre 2012 et 2014 pour rester sous la barre de 40 €/MWh. L'influence de ce facteur est loin d'être négligeable : l'Öko-Institut avait ainsi calculé que si le prix moyen en Bourse était resté au niveau de 2011, la contribution aurait été de 5,85 c€/kWh au lieu de 6,24 c€/kWh. Il est vrai que les énergies renouvelables sont en partie responsables de la baisse des cours de l'électricité, mais en partie seulement.

Sur le marché de l'électricité, le prix est fixé par le coût marginal de production de la dernière centrale appelée pour satisfaire la demande. Si des centrales à coût marginal élevé, comme les centrales à gaz, sont nécessaires à un temps « T », le prix de marché sera celui permettant de couvrir les coûts de ces centrales. Ce principe est celui du « merit order », l'ordre de mise en service des centrales. Or, les énergies renouvelables bénéficiant du tarif d'achat ont un coût marginal quasi nul et, quand elles produisent à plein, elles sont capables de couvrir jusqu'à 75 % de la demande du pays, ce qui réduit le besoin d'appeler des centrales plus coûteuses. De plus, le photovoltaïque a la particularité de produire à pleine puissance en milieu de journée – c'est-à-dire pendant l'une des pointes de consommation d'électricité –, ce qui diminue le besoin d'avoir recours à des moyens de production de pointe (qui sont aussi ceux qui fixent les prix les plus élevés). Tout cela réduit le nombre d'heures à prix élevés dans l'année. Mais n'oublions pas que les énergies renouvelables ne produisent encore que 30 % de l'électricité du pays. Les centrales au charbon demeurent les principales productrices, et elles ont vu leurs coûts de production chuter depuis 2011 pour les raisons évoquées au premier chapitre. Ce sont ces deux phénomènes conjugués qui ont mené à la diminution du prix moyen de l'électricité sur le marché allemand.

En toute logique, les consommateurs auraient dû profiter plus tôt de ces baisses de prix, ce qui aurait compensé l'augmentation de la EEG-Umlage. Mais ce n'est pas du tout ce qui s'est passé. Les clients finaux, particuliers, commerces et petites entreprises, n'en ont pas vu la couleur, car les principaux fournisseurs d'électricité ont tout simplement maintenu leurs prix, sans répercuter les baisses enregistrées sur le marché de gros. Rien ne pouvait d'ailleurs les y obliger : dans leur majorité, les consommateurs ne connaissent pas le prix auquel ils payent leur électricité ; de plus, la clientèle dans ce secteur est très peu mobile (elle ne change pas facilement de fournisseur d'électricité), même si le simple fait d'en changer peut permettre d'économiser plusieurs dizaines d'euros par an. Au plus fort de la polémique sur le prix de l'électricité, des journalistes vedettes de la télévision publique ou le ministre de l'Environnement de l'époque, Peter Altmaier, n'ont cessé de recommander au public de sauter le pas. Mais la vague de migration de clientèle ne s'est pas produite et les fournisseurs d'électricité ont tranquillement pu augmenter leurs marges. L'État ne s'est d'ailleurs pas comporté autrement : si le coût de l'électricité avait réellement été aussi insupportable pour le budget des ménages, le gouvernement aurait pu baisser le niveau de la TVA, mais il n'en a rien fait. Au contraire, il a engrangé des recettes supplémentaires, puisque le produit de la taxe augmentait dans les mêmes proportions que la hausse du prix du kWh. Ainsi, on pourrait dire que l'intérêt pour les questions du prix de l'électricité était pour la population inversement proportionnel à celui des médias populaires. Et pour cause, la part de



l'électricité dans le budget des ménages reste à peu près constante : comme l'indique un article du DIW<sup>83</sup>, elle s'élevait à 2,5 % en 2013, contre 2,31 % en 1986.

## Le mythe de la désindustrialisation

Si les particuliers n'ont pas bénéficié pleinement des baisses du prix de l'électricité sur le marché de gros, il en va autrement des grandes entreprises. Les industries électro-intensives se fournissent en effet directement auprès du marché. Ils gagnent ainsi sur les deux tableaux, en étant exonérés de la EEG-Umlage et en achetant un courant moins cher. Ce constat a amené associations et parti écologistes à demander une révision des privilèges des entreprises, arguant qu'elles ne pouvaient pas décentement tirer tout le profit d'une transition supportée par les autres consommateurs. Mais ces revendications sont jusqu'ici restées lettre morte.

Loin d'avoir mené à une « désindustrialisation » du pays, ces dernières années, la transition énergétique a plutôt renforcé la compétitivité des entreprises allemandes par rapport à leurs voisines européennes. Sur la période 2008-2012, le prix sur le marché de l'électricité était par exemple en moyenne 5,1 % plus élevé en France qu'en Allemagne, selon une étude de FÖS<sup>84</sup>. Cette association a approfondi le sujet en comparant en 2014 les prix de l'électricité pour l'industrie en Allemagne et aux États-Unis<sup>85</sup>. Ce dernier est en effet présenté comme une référence par les milieux économiques, parce que les industriels américains disposent de prix très bas pour l'énergie. À l'inverse, les prix sont communément considérés comme élevés en Allemagne : en 2014, Eurostat l'évaluait ainsi à 14,5 c€/kWh pour les clients industriels allemands consommant de 70 à 150 GWh par an. Mais Eurostat n'a pas pris en compte les nombreuses exonérations dont bénéficie l'industrie en Allemagne. Ces exonérations ne se bornent pas à un allègement de la EEG-Umlage, mais aussi de toutes les taxes composant le prix de l'électricité. En réalité, les gros consommateurs industriels ont payé leur courant cette année-là autour 4,1 c€/kWh. De fait, selon FÖS, la différence de prix entre les États-Unis et l'Allemagne n'est pas significative pour cette catégorie : « Dans le cas des entreprises électro-intensives, les prix aux États-Unis sont à peine inférieurs à ceux pratiqués en Allemagne. » Sachant que, depuis cette étude, les prix sur le marché allemand ont continué de baisser, la différence entre les deux pays se réduit comme une peau de chagrin.

Le tissu économique du pays ne se restreint pas à ses grandes industries, mais, pour l'essentiel de l'industrie allemande, le coût de l'énergie est un poste négligeable. En 2013, les dépenses énergétiques ne représentaient en moyenne que 2,2 % du chiffre d'affaires de l'ensemble de l'industrie allemande. Pour 92 % des entreprises,

---

**83** « Steigende EEG-Umlage : Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden » (Augmentation de la EEG-Umlage : les effets de répartition non voulus peuvent être évités), DIW, octobre 2012.

**84** « Strompreise in Europa und Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie » (Les prix de l'électricité en Europe et la compétitivité de l'industrie électro-intensive), FÖS, janvier 2013.

**85** « Industriestrompreise in Deutschland und » den USA (Prix de l'électricité pour l'industrie en Allemagne et aux États-Unis), FÖS, mai 2014.



elles ne pesaient même que 1,6%. Dans ce bilan, l'électricité seule ne représente qui plus est que les deux tiers des dépenses en énergie. Les oiseaux de mauvais augure évoquant la menace d'une « désindustrialisation » de l'Allemagne sont en fait bien en peine de trouver des exemples concrets d'une délocalisation d'activité provoquée par la hausse du prix de l'électricité. S'il devait en être autrement, la transition énergétique ne pourrait tout simplement pas continuer, comme le relève le journaliste Gerd Rosenkranz dans un rapport dressant un état des lieux de l'*Energiewende*<sup>86</sup> : « Si la migration vers les énergies renouvelables [...] menait réellement à affaiblir l'économie allemande de façon sensible, aucun gouvernement, quelle que soit sa couleur politique, ne pourrait poursuivre durablement une politique de transition énergétique. » Le mythe de la désindustrialisation est cependant régulièrement entretenu par les milieux industriels afin de protéger les privilèges dont ils bénéficient. Une stratégie qui, jusqu'ici, a remarquablement fonctionné.

## Ce que coûte vraiment l'électricité

Les énergies renouvelables doivent leur succès au soutien public, ce qui leur a valu d'être accusées de fausser le fonctionnement du marché de l'électricité et d'entrer, en somme, en concurrence déloyale avec les autres sources d'énergie. « En l'espace de dix ans, l'éolien, le solaire et compagnie ont fait passer leur part de marché de 9% à 26%, et cela, non pas parce qu'ils présentaient un avantage économique, mais parce que la loi leur assurait un tarif d'achat élevé et une priorité sur le réseau », écrivait encore en juillet 2015 le quotidien économique *Handelsblatt*. Mais quelle source d'énergie innovante aurait pu se développer sans un soutien public ? Ce n'est pas le marché qui a permis en France aux centrales nucléaires d'être construites, pas plus qu'il n'a permis la construction des centrales au charbon en Allemagne. « L'énergie est toujours quelque chose de politique, il n'y a pas de marché au sens propre, estime David Wedepohl, directeur de la communication du syndicat des professionnels du solaire, le BSW Solar. Ça n'a pas de sens de vouloir faire entrer en compétition des nouvelles technologies comme les renouvelables avec des centrales conventionnelles amorties, et qui ont été à l'origine construites par des entreprises publiques. » Le marché de l'électricité ne peut pas être le seul instrument régissant le système électrique. Pour atteindre des objectifs politiques, comme la protection de l'environnement ou la lutte contre le réchauffement climatique, les autorités publiques ne cessent de créer des dispositifs permettant d'influencer l'évolution de ce marché dans la direction voulue. Cela peut être par exemple la création d'une taxe du CO<sub>2</sub> ou le soutien à des technologies propres. L'argument de la « concurrence déloyale » a donc peu de sens. Il faut en outre être doté d'une mémoire assez sélective pour reprocher aux énergies renouvelables de profiter de l'argent public depuis une quinzaine d'années, alors que les autres énergies « conventionnelles » en bénéficient depuis des décennies.

Une autre étude de FÖS, réalisée pour Greenpeace Energy, a calculé le total des aides publiques perçues par chaque source d'énergie sur la période allant de 1970

<sup>86</sup> Gerd Rosenkranz, « *Energiewende 2.0* », Fondation Heinrich Böll, 2014.

à 2014<sup>87</sup>, pour voir si les énergies renouvelables coûtaient davantage que les autres. L'étude a ainsi comptabilisé pour chaque source d'énergie le total des aides financières (subventions, recherche et développement, etc.), des allègements fiscaux et des avantages réglementaires, comme l'attribution gratuite de quotas de CO<sub>2</sub>. L'industrie de la houille est celle qui arrive en tête, avec 327 milliards d'euros en valeur réelle (euros constants) perçus depuis 1970. L'industrie nucléaire se place en deuxième position, avec 219 milliards d'euros, devançant largement les énergies renouvelables (102 milliards d'euros) et le lignite (95 milliards d'euros). Le gaz naturel n'apparaît pas dans ce chiffrage, faute de données, mais également parce qu'il a été très peu subventionné.

Ces sommes concernent pour certaines filières à la fois la production d'électricité et la production de chaleur. Pour pouvoir comparer entre elles les énergies dans le domaine de l'électricité, l'étude a pris le parti de rapporter ces montants à la quantité d'électricité produite sur la période, afin d'estimer l'impact qu'auraient eu ces aides sur la facture d'électricité. Le coût des énergies renouvelables dans le secteur électrique est largement transparent puisque la compensation des tarifs d'achat apparaît sur la facture sous la forme de la EEG-Umlage. Il en va tout autrement du nucléaire et des énergies fossiles, où ces coûts sont cachés au consommateur d'électricité. Dans leur cas, les subventions et avantages fiscaux sont financés par le budget national et sont donc payés par les contribuables. Ainsi, sur la période 1970-2014, la production d'électricité renouvelable a coûté en moyenne 4,5 c€/kWh, contre 3,9 c€/kWh pour l'électricité nucléaire, 3,3 c€/kWh pour la houille et 1,3 c€/kWh pour le lignite.

Cela relativise beaucoup le « surcoût » des énergies renouvelables. D'autant que l'étude de FÖS ne s'arrête pas là. Elle entreprend aussi de chiffrer le coût des « externalités », c'est-à-dire celui des dommages sanitaires et environnementaux causés par les énergies fossiles et nucléaires<sup>88</sup>, lesquels ne sont jamais pris en compte dans les débats sur le coût de l'énergie. Au total, le coût des externalités des énergies « conventionnelles » s'élèverait en 2015 à 9,8 c€/kWh, à quoi il faudrait ajouter 1,3 c€/kWh correspondant aux aides étatiques dont elles continuent de bénéficier. En définitive, si tous ces coûts apparaissaient sur la facture, l'électricité coûterait en Allemagne non pas 29 c€/kWh, mais 40 c€/kWh. « On pourrait discuter ce chiffrage, estime Claudia Kemfert, directrice du département Énergie du DIW<sup>89</sup>, pourtant, l'avantage décisif des énergies renouvelables réside justement dans le fait que la production d'électricité réduit au minimum les dommages sur l'environnement et la santé. C'est le cœur même du concept de durabilité [...]. Le prix de l'électricité augmente. Ce fait est indiscutable [...]. Et cela ne pose pas de problème, si nous sommes prêts à endosser les coûts d'un approvisionnement énergétique durable. Ce qui pose

<sup>87</sup> « Was Strom wirklich kostet » (Ce que coûte vraiment l'électricité), Greenpeace Energy, janvier 2015.

<sup>88</sup> Pour le nucléaire, le chiffrage est assez délicat car les coûts peuvent atteindre des sommets en cas d'accident nucléaire, ce qui donne une estimation des externalités du nucléaire allant de 0,1 à 320 c€/kWh, soit un facteur de 3 200 entre le bas et le haut de la fourchette. L'étude choisit par conséquent d'attribuer au nucléaire la même valeur que le lignite, un coût de 11,5 c€/kWh.

<sup>89</sup> Commentaire à la version d'août 2012 de l'étude de Greenpeace Energy dans l'ouvrage de Claudia Kemfert, *Kampf um Strom* (La bataille de l'électricité), Murmann, 2013.

problème, en revanche, c'est que l'on nous fasse croire que l'électricité nucléaire est bon marché et que les dommages environnementaux occasionnés par les centrales au charbon comptent pour quantité négligeable. Cette façon de faire conduit à coller à l'électricité verte l'étiquette trompeuse d'un produit de luxe, que seule une société riche serait en mesure de se payer.» En s'appuyant sur une méthodologie développée par plusieurs instituts de recherche, l'Agence des énergies renouvelables a ainsi chiffré à 11,6 milliards en 2014 les dommages évités à l'environnement et à la santé grâce à la transition énergétique. Elle se fonde sur un prix de la tonne de carbone évitée de 80 euros.

L'*Energiewende* devrait en effet améliorer sensiblement la santé publique, par la réduction de la pollution de l'air due aux centrales à combustibles fossiles ou aux émissions des véhicules essence et diesel. Pour tirer tout le bénéfice sanitaire de la transition énergétique, il faut néanmoins porter une attention particulière sur les sujets où le gain pour la santé ne va pas de soi. Cela vaut dans le domaine des bâtiments, qui sont non seulement isolés, mais également rendus étanches à l'air. Pour garantir un air intérieur sain, ces logements doivent absolument être équipés d'une ventilation efficace et régulièrement contrôlée. De même pour les appareils de chauffage au bois, qui peuvent devenir des sources de pollution s'ils sont mal conçus et mal utilisés, raison pour laquelle le déploiement de ces technologies s'accompagne en Allemagne d'un renforcement des normes et du contrôle des équipements<sup>90</sup>.

## La transition énergétique est rentable

Toutes les polémiques sur le « coût de la transition » ont en fait pour point commun d'occulter complètement les bénéfices qu'elle apporte. Pourtant, les avantages de l'*Energiewende* pèsent bien plus que son coût. Les dépenses consenties par l'Allemagne pour mener à bien sa transition énergétique sont en effet à rapporter avec ce qu'elle dépense en importations de produits énergétiques. Le pays dépend en effet à près de 70 % des importations pour satisfaire ses besoins énergétiques : il consacre chaque année plus de 90 milliards d'euros pour acheter du pétrole, de la houille et du gaz étrangers. Cette facture énergétique pèse de plus en plus sur l'économie du pays, elle ne s'élevait qu'à 39 milliards d'euros en 2000. Malgré la baisse des cours du pétrole depuis 2013, il est à peu près certain que le coût des énergies fossiles va continuer à croître à l'avenir. Si l'Allemagne n'entreprenait rien pour baisser sa dépendance aux énergies fossiles, la facture annuelle pourrait s'élever à 252 milliards d'euros en 2040.

À l'inverse, les « coûts » de la transition énergétique sont des investissements dont les retombées profitent pour l'essentiel à l'économie allemande : la rénovation des bâtiments, la modernisation des infrastructures, l'installation d'éoliennes ou de panneaux photovoltaïques sont réalisées par les entreprises locales. À choisir, quel

<sup>90</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, les propriétaires d'appareils à bois dont les émissions de polluants dépassent les valeurs limites sont obligés de remplacer leurs appareils ou de les équiper de filtres.

est le plus sensé : dépenser des devises pour brûler des combustibles (et faire, littéralement, partir l'argent en fumée et en émissions de CO<sub>2</sub>), ou, au contraire, investir dans une transformation structurelle de son approvisionnement énergétique pour s'affranchir des combustibles fossiles ?

La réduction de la dépendance énergétique répond également à un impératif de sécurité d'approvisionnement ; comme le soulignait Frank-Walter Steinmeier, ministre fédéral des Affaires étrangères, en mars 2015, lors de la conférence Berlin Energy Transition Dialogue : « De nombreux États dans le monde sont dépendants des importations de matières premières pour leur approvisionnement énergétique. Quand des crises surviennent, la sécurité et la fiabilité des voies d'approvisionnement sont cependant remises en cause. L'approvisionnement énergétique est ainsi l'une des premières relations internationales à être régulièrement menacée. »

En 2016, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables avaient déjà permis d'économiser respectivement 16,3 et 8,8 milliards d'euros sur la facture énergétique grâce aux importations évitées, selon le ministère de l'Économie. Ce montant est pourtant encore faible, car la transition énergétique n'a pas encore pris toute son ampleur dans les secteurs où le potentiel d'économie d'énergie fossile est le plus élevé, à savoir dans les domaines de la chaleur et des transports. Pour exploiter ce potentiel, l'Allemagne va devoir investir des sommes conséquentes à long terme. D'ici à 2020, le DIW estime que le pays doit investir entre 31 et 38 milliards d'euros par an dans les différents domaines : rénovation des bâtiments, infrastructures et systèmes énergétiques et installations d'énergies renouvelables<sup>91</sup>. Pour ces dernières les investissements ont culminé en 2010 à 27 milliards d'euros, mais sont depuis retombés, pour atteindre 14,5 milliards d'euros en 2015. Ces investissements étaient cette année-là dédiés à 80 % aux énergies renouvelables électriques, selon une clé de répartition qui reste inchangée entre chaleur et électricité depuis l'introduction de la première loi EEG. Le DIW estime qu'au cours des prochaines années, le besoin d'investissement restera au niveau actuel, soit de 17 à 19 milliards par an. Il chiffre le besoin à 4,3 milliards d'euros pour l'investissement dans le réseau électrique, auxquels s'ajoute 1 milliard pour les services d'intégration des énergies renouvelables (stockage, adaptation du parc de centrales thermiques). La rénovation énergétique des bâtiments, en excluant les autres types de rénovation (ravalement de façade, extensions, etc.), nécessiterait quant à lui un investissement annuel de 7 à près de 13 milliards d'euros par an. Ces sommes comprennent à la fois les incitations financières des autorités publiques et l'investissement privé qu'elles déclenchent. L'évaluation du DIW n'a en revanche pas calculé les investissements nécessaires dans le domaine des transports. Toutefois, les montants évoqués représentent moins de la moitié de ce que l'Allemagne dépense chaque année pour ses importations d'énergies fossiles.

À plus long terme, une autre étude, réalisée par l'institut Fraunhofer IWES, estime qu'il faudrait que les investissements augmentent progressivement pour se stabiliser autour de 40 milliards d'euros par an (hors coût du capital) entre 2020 et 2035

<sup>91</sup> « Energiewende erfordert hohe Investitionen » (*L'Energiewende* nécessite de hauts investissements), DIW, 2013.

pour tous les secteurs confondus<sup>92</sup>, avant de redescendre autour de 30 milliards d'euros jusqu'à 2050. Mais ces investissements réalisés seraient, dès 2032, totalement compensés par les économies sur la facture énergétique nationale. «À l'horizon 2050, un excédent très significatif pourra être généré, car les dépenses de combustible évitées représenteront plusieurs fois le montant des investissements courants de repowering [renouvellement] des installations [...]. Les conclusions des premières études montrent que le projet d'ensemble de la transition énergétique peut être financièrement rentable même en retenant des hypothèses très conservatrices (c'est-à-dire hors augmentation des prix des combustibles et hors coûts des dommages liés à l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub>).» Par conséquent, il est faux de dire que la transition énergétique représente une charge pour l'économie du pays, elle peut au contraire apporter des avantages économiques bien plus élevés que le niveau des investissements qu'elle nécessite.

## Effets sur l'emploi

Le nombre de personnes employées par le secteur des énergies renouvelables a doublé entre 2004 et 2015 (dernières statistiques disponibles), pour passer de 160 600 à 330 000 personnes (voir graphique 6 p. 24). Il s'agit qui plus est d'emplois généralement non-délocalisables, même dans le cas du solaire photovoltaïque : la majeure partie de la production mondiale de modules se trouve désormais en Asie, mais les modules ne représentent que 30 à 50 % du coût d'une installation photovoltaïque. Le reste consiste en études, ingénierie, équipements électroniques, main-d'œuvre, etc., qui sont forcément fournis sur place. Le plus gros pourvoyeur d'emplois est le secteur de l'éolien, qui représentait à lui seul 43 % des emplois de la branche en 2015, soit 142 900 personnes. L'éolien continue actuellement de créer un nombre significatif d'emplois grâce au rythme accru d'installations à terre et en mer au cours des dernières années. La biomasse se situe dans le même ordre de grandeur, avec 113 200 employés en 2015, mais accuse une baisse d'activité depuis 2012. Le solaire avait également pu atteindre un nombre comparable d'actifs en 2012, mais, à cause du ralentissement du marché allemand du photovoltaïque, le nombre d'emplois a chuté à 42 200 en 2015 – une baisse de 63 % en trois ans. Néanmoins, le solaire thermique devrait connaître une embellie avec la remontée des prix du pétrole, et le photovoltaïque pourrait également retrouver un certain dynamisme grâce aux mesures prises fin 2016 pour endiguer l'hémorragie, comme l'allègement des taxes sur les installations en autoconsommation. Ainsi, toutes filières confondues, le développement de l'emploi devrait être positif à l'avenir. La branche professionnelle des énergies renouvelables prévoit en tout cas d'atteindre un total de 500 000 emplois d'ici à 2020. Par comparaison, la puissante industrie allemande de l'automobile représente près de 800 000 emplois.

<sup>92</sup> «Geschäftsmodell Energiewende» (Transition énergétique : un modèle économique), Fraunhofer IWES, janvier 2014. Traduction disponible auprès de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables.

Plus du tiers des emplois des énergies renouvelables (35 %) concernent la fabrication et l'installation des équipements sur le territoire national, mais 27 % des emplois, sont occupés par la fabrication de machines et de composants pour l'export. Le reste des postes se répartit surtout entre l'élaboration des combustibles (collecte et transformation de la biomasse), l'exploitation et l'entretien des installations. Un faible nombre, 7 700, revient au secteur de la recherche publique.

Les créations d'emplois dans le domaine de l'efficacité énergétique (isolation des bâtiments, modernisation des équipements de chauffage) ont été moins étudiées que celles du domaine des énergies renouvelables. Toutefois, une étude menée par DIW-Econ, société de consulting émanant du DIW, estime que 30 000 emplois supplémentaires devraient être créés dans ce secteur d'activité d'ici à 2020. Cette étude a tenté d'évaluer les effets globaux de l'*Energiewende* sur l'emploi en Allemagne d'ici à la fin de la décennie. C'est-à-dire, non seulement les créations, mais également les destructions d'emplois occasionnées par la transition dans les secteurs des énergies conventionnelles. L'effet de l'arrêt des centrales nucléaires est à cet égard assez peu significatif, car l'étude estime que jusqu'à 75 % du personnel du nucléaire doit être maintenu en poste pour l'entretien et le démantèlement des centrales. Il en va autrement dans le domaine de l'exploitation minière ou des centrales au charbon. Quoi qu'il en soit, en 2013, l'ensemble du secteur énergétique conventionnel, allant de l'extraction de ressources premières (gaz, pétrole, charbon) à la production d'énergie (raffineries, centrales électriques, etc.), totalisait 213 000 emplois. À long terme, ces emplois seront amenés à disparaître, entièrement ou en partie. Malgré tout, en mettant dans la balance les effets positifs et négatifs de l'*Energiewende* sur l'emploi, l'étude de DIW-Econ évalue que 105 400 postes seront créés entre 2015 et 2020, soit une moyenne de 18 000 nets créés par an. À plus long terme, les études commandées par le ministère de l'Économie et de l'Énergie attendent également un solde positif de plus de 230 000 emplois supplémentaires d'ici à 2050. La transition énergétique fera par conséquent plus que compenser la disparition des emplois de l'actuel système énergétique. En outre, le processus est assez lent pour pouvoir éviter la casse sociale dans les industries des combustibles fossiles, notamment de la houille et du lignite. D'autant plus que ces secteurs préparent leur propre transition : l'industrie du lignite, notamment, entend faire évoluer le « charbon brun » du statut de combustible à celui de matière première pour l'industrie chimique. En tant qu'hydrocarbure, le lignite peut en effet être décomposé par gazéification en un mélange gazeux, un gaz de synthèse (ou « syngas ») contenant des atomes de carbone et d'hydrogène. Ces éléments peuvent ensuite être chimiquement recomposés en différents produits : carburants, matières plastiques, cires, etc. Le réseau IBI (Innovative Braunkohlen Integration), constitué de centres de recherches et d'entreprises de la chimie et du charbon, explore cette voie en pariant sur le fait que l'augmentation du prix du pétrole rendra cette option économiquement viable pour le lignite à l'horizon 2030. De cette façon, l'Allemagne pourrait être indépendante des ressources pétrolières, non seulement pour la production d'énergie, mais également pour la production de matières plastiques. Dans ce cas, une partie de l'industrie du lignite pourrait survivre à l'arrêt des centrales électriques au charbon. Toutefois, il est difficile de dire aujourd'hui si



cela pourrait être compatible avec les objectifs de protection de l'environnement et de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. En outre, l'exploitation du lignite présente de tels inconvénients (comme la destruction de zones naturelles, l'anéantissement de villages entiers, le déplacement de population, etc.) qu'il est probable qu'elle ne rencontre plus aucune acceptabilité à l'avenir, au sein d'un processus de transition écologique.

## Création de valeur locale

Les effets positifs de l'*Energiewende* se traduisent de façon très concrète en revenus et en nouvelles activités pour les territoires accueillant les fabricants ou les installations de renouvelables. Les retombées économiques sur le budget de la commune peuvent être directes, grâce aux revenus des taxes professionnelles générés par les installations de renouvelables, à la location de ses terrains pour l'accueil d'installations et, si elle est elle-même propriétaire ou actionnaire d'un projet, par la vente de l'énergie produite. Des ressources bienvenues, car, comme en France, de nombreuses municipalités allemandes sont lourdement endettées. Les retombées sont ensuite indirectes, par le regain d'activité des entreprises locales (artisans, transporteurs, génie civil, etc.), ou par l'amélioration du niveau de vie de la population grâce à la création d'emploi et la vente d'énergie. Les agriculteurs, en particulier, ont bien compris l'intérêt de diversifier leurs revenus grâce aux énergies renouvelables, et il est difficile en Allemagne de trouver une exploitation agricole sans une éolienne, une unité de biogaz ou des panneaux photovoltaïques.

Dans une note de synthèse sur le sujet, l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR) donne un aperçu de la création de valeur locale en présentant quelques valeurs concrètes<sup>93</sup>. Il prend l'exemple d'une ville modèle allemande de 75 000 habitants dans laquelle le développement des énergies renouvelables correspond à la moyenne nationale : « Au total, la valeur ajoutée créée à l'échelle communale s'élève à 3 millions d'euros par an, dont 235 000 euros grâce aux recettes fiscales de la commune. Outre une valeur ajoutée de 40 euros par personne à l'échelle communale, 50 emplois à temps complet ont été créés dans les entreprises opérant dans le domaine des énergies renouvelables. » L'Agence des énergies renouvelables estime que la valeur ajoutée créée au niveau local s'élevait à 11 milliards d'euros pour l'année 2012. Pour l'ensemble du pays, on atteint 16,9 milliards d'euros, en ajoutant les taxes perçues par l'État fédéral. À cet égard, on peut également signaler que, plus les collectivités et citoyens sont impliqués dans le développement des énergies renouvelables, plus les retombées sont grandes pour le territoire. Ainsi, une étude commandée par l'Union des régies de Hesse du Nord (Stadtwerke Union Nordhessen – SUN) a évalué la différence de création de richesse sur le territoire selon la nature des propriétaires d'un parc éolien<sup>94</sup>. Si les investisseurs et l'opérateur sont externes à la localité, un parc de 21 MW, composé de 7 éoliennes de 3 MW chacune, rapportera sur 20 ans au

<sup>93</sup> « La création de valeur ajoutée dans les territoires et communes grâce aux énergies renouvelables », Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, février 2015.

<sup>94</sup> « Regionale Wertschöpfung in der Windindustrie am Beispiel Nordhessen » (Création de richesse régionale grâce à l'éolien, exemple en Hesse du Nord), SUN, mai 2016.

territoire 7 millions d'euros sous forme de taxes professionnelles et d'emplois créés. Si, au contraire, les investisseurs (citoyens, collectivités, régie, banque locale) et l'opérateur (régie) sont locaux, ce même parc rapportera 58 millions d'euros sur la même durée – soit 51 millions de plus! En effet, le parc va générer des taxes professionnelles et de l'emploi local, mais aussi des dividendes pour les citoyens et autres investisseurs locaux, ou encore des intérêts de la dette pour la banque.

L'*Energiewende* reçoit ainsi un soutien généralement plus net de la part des Länder, plus proches du terrain, que de l'État fédéral. Les ex-Länder de l'Est, par exemple, économiquement plus faibles que ceux de l'ex-Allemagne de l'Ouest, trouvent dans le développement des renouvelables de nouvelles voies de croissance économique. En 2012, les objectifs des Länder en matière d'électricité renouvelable dépassaient très largement ceux que l'État fédéral s'était donnés pour 2020. Quand ce dernier envisageait une part des renouvelables de 38% dans le mix électrique, les objectifs cumulés des Länder aboutissaient à une part de plus de 45%.

Tout ceci explique que l'*Energiewende* reçoive un fort soutien de la population allemande: en septembre 2016, un sondage réalisé par l'institut TNS Emnid révélait que 93% des personnes interrogées considèrent « extrêmement important » ou « important » le développement des énergies renouvelables. En outre, un nombre conséquent d'initiatives citoyennes fait que cette transition est davantage portée par « le bas », citoyens et territoires, que tirée « d'en haut », État ou multinationales de l'énergie.



## 6. Un système énergétique aux mains des citoyens ?

*« En Allemagne, la moitié des énergies renouvelables est produite par les citoyens grâce à des panneaux photovoltaïques ou des éoliennes plantées dans le jardin. »*

*Marc Fauvel, éditorialiste, France Inter, le 27 février 2015 à 8 h 45.*

La vision d'une énergie « potagère » du journaliste de France Inter est assez pittoresque, mais décrit mal ce que l'on entend communément sous le terme d'« énergie citoyenne » (Bürgerenergie) en Allemagne. Il est vrai que, sur les 1,5 million d'installations photovoltaïques, de nombreuses ont été installées par des particuliers. Mais il en va évidemment autrement de l'éolien ou du biogaz : les éoliennes modernes sont en effet plantées sur des mâts d'au moins 100 mètres, qui auraient du mal à trouver place dans les jardins allemands ! En outre, l'implantation du moindre aérogénérateur coûte désormais plusieurs millions d'euros, ce qui exige que des centaines, voire des milliers de petits investisseurs se fédèrent. Il est vrai en revanche que près de 47 % de l'électricité d'origine renouvelable (hors éolien offshore, stockage hydraulique ou géothermie) étaient aux mains de citoyens en 2012. Les agriculteurs possédaient 11,2 % de la capacité installée, tandis que 35 % étaient possédés par des personnes privées (particuliers et coopératives citoyennes). En 2012, sur les 16,7 milliards investis sur l'année dans les énergies renouvelables, 30 % l'ont été par des personnes privées et des agriculteurs, soit 5,1 milliards d'euros. En outre, 7 % appartenaient à des entreprises de dimension locale et régionale, pour la plupart des régions municipales – dont nous verrons les liens étroits les unissant aux initiatives citoyennes. Seuls 5 % de la puissance installée appartenaient aux quatre grands de l'énergie. Le reste revenait aux fonds d'investissement, industries ou PME et à des développeurs de projets renouvelables (voir graphique 7, p. 28).

Cette répartition montre sur quelle diversité d'acteurs les énergies renouvelables se sont développées en Allemagne. Elles ont longtemps été l'apanage de pionniers ou d'associations, à l'image des comités pour la transition énergétique (*Energie-wendekomitees*) qui ont fleuri outre-Rhin dans les années 1980. Mais cette diversité trouve également son origine dans la forte décentralisation de la gestion de l'énergie, qui est demeurée constante dans l'histoire de l'Allemagne industrielle. En France, au contraire, la nationalisation des acteurs de l'énergie, après-guerre, a mené à la création de grands monopoles publics centralisés. « Avant la loi de nationalisation conduisant à

la création d'Électricité de France en 1946, la France comptait 200 entreprises locales de production, une centaine pour le transport et 1 150 pour la distribution, auxquelles s'ajoutaient 250 régies, rappelle un article<sup>95</sup> de l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri). Ensemble, ces organismes prenaient en charge les 20 000 concessions locales d'électricité, à l'époque.» En Allemagne, l'énergie est toujours en grande partie une prérogative d'entreprises de dimension locale, communale ou régionale. Le pays compte en effet des centaines de producteurs et distributeurs d'énergie.

## De la **libéralisation** à la remunicipalisation

«Jusqu'à la fin des années 1990, nous avons, en Allemagne, un système qui était totalement non-libéral, explique le Pr. Wolfhard Gottschalk, ancien directeur de l'association des entreprises communales (Verbands Kommunalen Unternehmen, VKU). Les territoires étaient compartimentés en zones d'approvisionnement exclusives: une régie municipale ne pouvait alimenter que les usagers de sa commune, RWE ne pouvait vendre de l'énergie que dans ses propres zones, etc. On appelait ça la "démarcation".» Le pays comptait alors huit grands énergéticiens, qui exploitaient les grandes centrales électriques (charbon et nucléaire notamment). À cela s'ajoutaient 34 entreprises de dimension régionale, c'est-à-dire desservant plusieurs cantons (Landkreis) ou villes de taille moyenne. Enfin, quelque 500 régies municipales étaient responsables de l'approvisionnement des principales villes allemandes. Si une régie municipale ne disposait pas de suffisamment de moyens de production d'électricité pour satisfaire la demande de ses usagers, elle pouvait se fournir auprès des autres énergéticiens. En revanche, ces derniers ne pouvaient pas vendre directement l'énergie aux habitants d'une ville dans laquelle opérait une régie.

La directive européenne sur la libéralisation du marché de l'électricité de 1997 a mis fin à ces monopoles territoriaux. À cette date, l'Allemagne a fait le choix de libéraliser complètement son marché de l'électricité, comme avant elle la Suède et l'Angleterre. «Au moment de la libéralisation, les communes ont craint de ne pas être capables de gérer seules leur régie dans cet univers libéralisé, indique le Pr. Gottschalk. Elles redoutaient d'être obligées de les vendre aux grands groupes de l'énergie. Nombre d'entre elles ont donc décidé d'ouvrir le capital de leur régie aux énergéticiens. Certaines ont vendu moins de 50 % afin de rester majoritaires, d'autres n'ont au contraire conservé qu'une part minoritaire. À cette époque, les grands groupes ont pu prendre des participations considérables dans les régies municipales, dont de nombreuses sont devenues leurs filiales.» Cette libéralisation donne en effet lieu à un jeu de fusions-acquisitions qui a mené à la création d'un véritable oligopole. Les fusions entre les huit grands énergéticiens allemands aboutissent à l'émergence des « quatre grands » actuels: RWE, E.ON, Vattenfall et EnBW, à quoi s'est ajoutée la

<sup>95</sup> Noémie Poize, Andreas Rüdinger, « Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable : une comparaison France-Allemagne », Iddri, janvier 2014.

quasi-disparition des entreprises de taille régionale, qui ont aussi été rachetées par les grands groupes.

Certaines régies ont cependant joué le jeu de la libéralisation et ont également gagné en importance, jusqu'à intervenir bien au-delà des limites de leur commune. Par exemple, le groupe Trianel a été fondé à Aix-la-Chapelle, en 1999, par cinq régies municipales, dont une hollandaise. Aujourd'hui, Trianel compte parmi ses actionnaires plus de 50 régies municipales d'Allemagne, d'Autriche et de Suisse. Le groupe est actif dans la production et la fourniture d'électricité, ainsi que dans la fourniture de gaz. Il affichait en 2014 un chiffre d'affaires de 2,8 milliards et employait 325 salariés.

De la même manière, la régie de la ville de Mannheim (Land du Bade-Wurtemberg) présente un profil assez singulier, puisque sa filiale chargée de l'énergie, MVV Energie, est une des rares à être cotée en Bourse. Bien qu'elle ait été privatisée en 1999, la société a toujours pour actionnaire majoritaire (50,1 %) la ville de Mannheim. Aujourd'hui, MVV Energie est à la fois producteur et distributeur d'énergie (électricité, gaz, chaleur). Elle emploie 5 400 personnes et affiche un chiffre d'affaires de près de 4 milliards d'euros. Elle s'est ainsi imposée comme une entreprise de poids. Avec des participations importantes dans le capital de plusieurs autres entreprises communales allemandes, elle est également active en Grande-Bretagne et en République Tchèque. En 2014, elle a entrepris d'augmenter son portefeuille dans le domaine des énergies renouvelables en achetant 100 % du développeur éolien Windwärts Energie et 50,1 % des parts de Juwi, une entreprise développant et exploitant des installations renouvelables (éolien, solaire et biomasse).

Enfin, la régie municipale de Munich, Stadtwerke München (SWM), est un groupe de 8 660 salariés (tous domaines : eau, transport, télécoms) réalisant un chiffre d'affaires de 6 milliards d'euros, dont près de 5 milliards dans le domaine de l'énergie. SWM développe des projets d'énergie renouvelables un peu partout en Europe, notamment en France.

L'Allemagne compte aujourd'hui 650 régies actives dans le domaine de l'énergie (production d'électricité, réseau de distribution de gaz ou d'électricité, et exploitation des réseaux de chaleur urbaine). En 2015, les régies municipales géraient environ 13 % de la capacité de production électrique installée en Allemagne, qu'il s'agisse de centrales conventionnelles ou d'énergies renouvelables. Mais cette part était bien plus conséquente dans la fourniture d'électricité (46 %), de gaz (62 %) ou de chaleur urbaine (63 %), *via* l'exploitation des réseaux de chaleur.

## La remunicipalisation

À la vague de libéralisation succède depuis plusieurs années une vague de « remunicipalisation » de l'énergie (Rekommunalisierung) : une reprise en main par les régies municipales des concessions accordées aux entreprises privées. Ce retour de balancier est particulièrement marqué dans le domaine de l'électricité. Bien qu'il n'existe pas de recensement exhaustif du nombre de concessions reprises par des acteurs publics, l'association fédérale des entreprises communales (VKU) compte que 234 concessions ont été réattribuées à des régies municipales depuis 2007. Et un

nombre conséquent de régies a vu le jour, puisque VKU recense 141 nouvelles entités depuis 2005. Des chiffres qui donnent une idée de la tendance actuelle.

Dans la grande majorité des cas, ces nouvelles régies sont fondées par des communes de moins de 25 000, voire moins de 10 000 habitants, car dans les villes de plus de 50 000 habitants, de nombreuses régies existaient déjà. En général, les petites communes se regroupent pour créer une entreprise municipale, car elles manquent de la masse critique et des compétences pour mener seules ce genre d'entreprise. Ces processus peuvent être amorcés par les autorités locales, ou décidés sur initiative citoyenne, comme ce fut le cas récemment à Hambourg (nous y reviendrons).

Les motivations présidant à la fondation d'une régie municipale sont avant tout économiques: il s'agit de faire revenir dans le budget de la commune des bénéfices qui étaient jusque-là captés par les entreprises privées. L'exploitation des réseaux d'énergie est en effet une activité rentable, qui compense les activités structurellement déficitaires d'une commune, comme les transports publics par exemple. Cette raison a ainsi mené les communes de droite comme de gauche à récupérer le contrôle de leurs régies. Ainsi la ville de Dresde, située dans le Land de Saxe (ex-RDA) et comptant 525 000 habitants, a racheté en 2010 les parts qu'EnBW détenait dans l'entreprise communale au terme du contrat de vingt ans, établi au moment de la réunification du pays, et ce alors qu'elle était dirigée par la CDU. « En tant que responsable des questions financières, cela m'a toujours beaucoup agacé de voir que les bénéfices générés allaient aux entreprises privées, témoigne Hartmut Vorjohann, élu délégué aux Finances. Nous nous sommes donc dit que nous pouvions garder ces bénéfices pour nous-mêmes. »

Les régions souffrant d'une structure économique faible y voient aussi un instrument permettant de renforcer l'emploi et l'économie locale: en 2013, les régies employaient environ 106 300 personnes dans le domaine de l'approvisionnement en énergie (électricité, gaz, chaleur). Par ailleurs, plusieurs études de l'Institut Pestel de Hanovre<sup>96</sup> ont montré que les revenus de l'énergie reviennent davantage aux territoires lorsqu'ils sont perçus par une entreprise municipale que par une entreprise privée. Dans la ville de Solingen, en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, il a été démontré que pour chaque euro versé par un client à la régie pour son approvisionnement en eau et en énergie, 55,20 € retournaient dans l'économie locale, alors que c'était le cas de seulement 26,50 € lorsque les services étaient gérés par une grande entreprise privée. Même constat à Duisburg, dans le même Land, où, pour chaque euro dépensé par un usager pour son électricité, 29 € restaient dans la région, contre 12 € auparavant.

Parfois, la récupération des concessions ou la création de régies n'est pas un choix mais une nécessité. Cela a surtout été le cas en ce qui concerne les réseaux de distribution d'électricité, car dans plusieurs villes ou communautés de communes, les gestionnaires de réseaux ont failli à leur obligation d'investissement dans les infrastructures. L'Institut Wuppertal rapporte ainsi, dans une étude publiée sur le sujet: « Il n'est pas rare que les anciens concessionnaires négligent l'entretien, la maintenance et la modernisation des réseaux de distribution, mais également des lignes

96 ISP Eduard Pestel Institut für Systemforschung, Hanovre.

d'alimentation régionales. La plupart des opérateurs privés de réseaux percevaient régulièrement la redevance de réseau, mais négligeaient cependant d'investir dans les infrastructures et amélioraient ainsi leur résultat économique. Un tel comportement de la part des anciens concessionnaires et des opérateurs de réseau se fait au prix de la sécurité d'approvisionnement locale<sup>97</sup>. » Le rapport cite ainsi plusieurs cas de reprises de réseaux réalisés dans l'urgence entre 2005 et 2013 afin d'éviter les pannes de courant à répétition : réseaux des villes d'Umkirch, de Nümbrecht ou de Bocholt, de la région de Münsterland, du lac de Constance, etc.

La remunicipalisation peut enfin être motivée par le désir d'avoir les mains libres pour la mise en œuvre de la transition énergétique au niveau local. Cela peut signifier, par exemple, de remplacer le parc de production d'électricité par des énergies moins polluantes (comme les cogénérations au gaz naturel) ou des énergies renouvelables. Les régies peuvent aussi orienter les investissements pour développer les réseaux de chaleur ou offrir des services d'économie d'énergie. En 2015, le parc de production d'électricité des entreprises communales n'était encore qu'à 16,6 % composé d'énergies renouvelables et à 43,3 % de cogénérations, le reste revenant à des centrales électriques classiques. En revanche, 23,3 % des nouvelles capacités en construction étaient des installations renouvelables et 39,7 % des unités cogénération. La part des énergies renouvelables augmente ainsi un peu plus chaque année.

## Référendums populaires

Plusieurs villes ont récupéré la gestion publique de leurs réseaux grâce à une mobilisation citoyenne active, animée par le désir de mettre en œuvre la transition au niveau local. L'une d'entre elles est assez représentative de l'histoire de l'*Energiewende* en Allemagne : la régie électrique Elektrizitätswerke Schönau (EWS Schönau), qui a vu le jour après une bataille épique dans la petite ville de Schönau (2300 habitants en 2013), située dans le Land du Bade-Wurtemberg, au cœur de la Forêt-Noire.

Cette résistance citoyenne remonte aux années 1980. En effet, à Schönau, après l'accident nucléaire de Tchernobyl, une poignée de militants, bientôt affublés par la presse du surnom de « rebelles de l'électricité » (Stromrebellen), lance une initiative citoyenne intitulée « Parents pour un futur sans nucléaire ». Ils fondent ensuite une entreprise de production d'électricité renouvelable, qui remettra notamment en service de petites centrales hydrauliques. De son côté, le concessionnaire privé fournissant la ville en électricité n'affiche aucune intention de modifier son mix électrique pour augmenter la part d'énergie renouvelable. C'est pourquoi les « rebelles » de Schönau entreprennent de réclamer un référendum populaire pour remunicipaliser la gestion du réseau lors du prochain renouvellement de concession, dont l'échéance approche. L'opérateur de réseau tente de couper court à la campagne en proposant aux autorités locales de renouveler de manière anticipée

<sup>97</sup> « Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierungen » (Nouvelles créations de régies municipales et remunicipalisations), Institut Wuppertal de recherche sur le climat, l'environnement et l'énergie, septembre 2013.

la concession, mais cette tentative est déjouée en 1991 par un premier référendum d'origine populaire (Volksentscheid). En 1994, la SARL EWS Schönau est fondée par un sociétaire unique, une coopérative de 650 citoyens. Enfin, en 1996, un second référendum est réclamé pour permettre à la commune de récupérer la concession. Il donnera lieu à une campagne de mobilisation, d'appel aux dons et d'expertise technique à l'échelon national. Le vote est à nouveau couronné de succès. Dès 1997, EWS Schönau récupère la gestion du réseau local de distribution d'électricité et devient le premier opérateur de réseau issu du mouvement antinucléaire. Aujourd'hui, EWS Schönau agit bien au-delà des frontières de la ville, puisque la société fournit de l'électricité 100 % verte à 150 000 clients à travers l'Allemagne. Mais, plus récemment, deux autres initiatives citoyennes emblématiques ont eu lieu dans les deux plus grandes villes du pays : à Berlin (3,4 millions d'habitants) et à Hambourg (1,7 million d'habitants). En 2013, deux référendums populaires portant sur le rachat par les municipalités des réseaux d'énergie se sont en effet déroulés à quelques semaines d'intervalle. Dans la capitale, une fédération d'une cinquantaine d'organisations écologistes, de syndicats, d'associations militantes ou de consommateurs avait mené la campagne « Neue Energie für Berlin » (Une nouvelle énergie pour Berlin) pour obtenir un référendum sur le rachat par la ville du réseau d'électricité géré par Vattenfall. Le vote s'est tenu le 3 novembre 2013, mais a été invalidé parce que le quorum de votants n'a pas été atteint. Pour que l'issue du référendum ait force de loi, il aurait fallu que 25 % des électeurs berlinois s'expriment en faveur du rachat, or seul 24,1 % l'ont fait. Pourtant, ceux qui se sont déplacés ont voté pour à plus de 83 %. Un résultat d'autant plus décevant pour les militants berlinois que l'initiative avait été couronnée de succès à Hambourg, quelques semaines plus tôt.

Le 22 septembre 2013, la population hambourgeoise s'est suffisamment mobilisée pour que le quorum soit atteint, elle s'est exprimée à 51 % en faveur du retour dans le giron de la ville de la gestion des réseaux de gaz, d'électricité et de chaleur<sup>98</sup> – ces derniers étaient gérés jusque-là par E.ON et Vattenfall. L'initiative populaire « Unser Hamburg, Unser Netz » (Notre Hambourg, notre réseau) faisait valoir plusieurs arguments plaidant en faveur du rachat, comme le contrôle des prix de l'énergie facturée aux usagers, le retour des bénéfices générés par ces réseaux à la ville et surtout la mise en place d'une politique énergétique ambitieuse : « Les réseaux locaux de distribution jouent un rôle déterminant pour un approvisionnement venant à près de 100 % des énergies renouvelables. [...] Le fait d'avoir tous les réseaux dans une seule main, en y incluant les réseaux d'eau, ouvre de nouvelles possibilités pour des solutions innovantes. Surtout, Hambourg a besoin de ses réseaux pour disposer des données indispensables permettant d'organiser une stratégie énergétique intelligente. »

Le résultat du référendum a été certes plus serré qu'à Berlin, car les opposants au rachat rassemblaient beaucoup d'organisations influentes. Les partisans du « non » regroupaient en effet la majorité municipale (SPD), son opposition (CDU et FDP), la chambre de commerce et d'industrie, certaines centrales syndicales et bien entendu

<sup>98</sup> Hambourg possède déjà une régie, Hamburg Energie, pour la production et la vente d'électricité, la vente de gaz ainsi que l'exploitation de réseaux de chaleur dans certains quartiers.

les énergéticiens eux-mêmes. Ils mettaient en avant le coût d'une telle opération pour justifier leur refus, notamment *via* la campagne d'affichage « 2 milliards pour racheter les réseaux ? Pas avec mon argent ». Le camp du « oui » rassemblait pour sa part 50 organisations citoyennes, écologistes et syndicales ainsi que le parti des Verts et le parti de gauche Die Linke. Ils affirmaient pour leur part que l'exploitation des réseaux était une activité plus que rentable et que la ville n'aurait aucun problème pour financer ce rachat. Leur victoire a obligé les autorités locales à engager les négociations avec les énergéticiens. En janvier 2014, Hambourg a racheté son réseau d'électricité à Vattenfall et créé l'entreprise communale Stromnetz Hamburg. Concernant les réseaux de chaleur, elle ne pourra les récupérer qu'en 2019. Le réseau de gaz reviendra enfin dans le giron municipal le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

## Les coopératives d'énergie

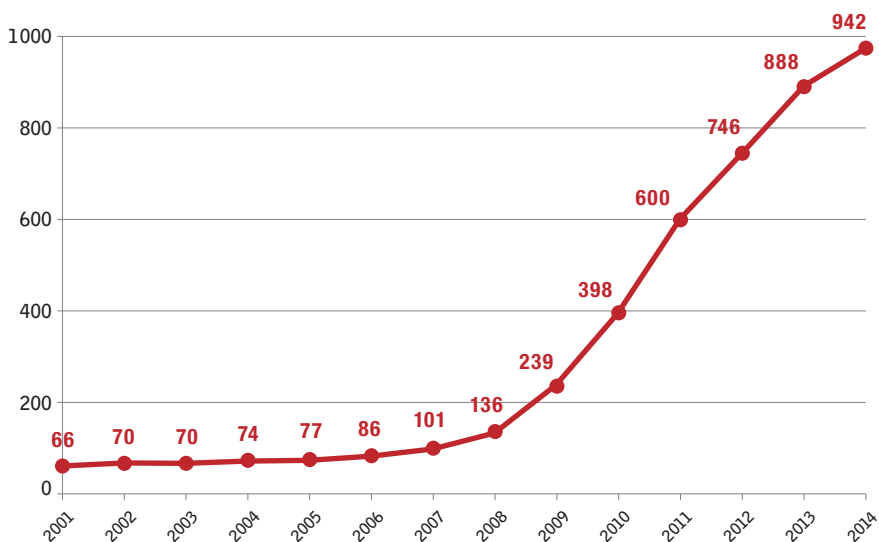
Cette soif de reprise en main locale et citoyenne de la gestion de l'énergie se traduit également par la vague de création de coopératives citoyennes de production d'énergie. Depuis 2001, pas moins de 942 nouvelles coopératives d'énergie citoyenne ont été créées, dont 500 depuis 2011 – sans compter les initiatives menées sous d'autres formes juridiques (associations, SARL, etc.), qui ne sont pas recensées. La catastrophe de Fukushima a eu ici aussi un effet dopant. Ces nouvelles coopératives rassemblent plus de 165 000 membres. Elles se constituent pour mener à bien des projets de construction d'installations d'énergie renouvelable, souvent en partenariat avec les communes, lesquelles sont dans 60 % des cas membres des coopératives. Les initiatives peuvent également associer des banques régionales, des agriculteurs, voire des entreprises. Toutefois, 92 % des membres des coopératives sont des personnes privées.

Les coopératives peuvent ainsi, par exemple, avoir accès à des surfaces de toits (écoles, crèches, hangars, etc.) pour y installer des systèmes photovoltaïques. Elles ont investi depuis 2006 environ 1,8 milliard d'euros dans les renouvelables. Dans l'écrasante majorité des cas, elles ont pour but de produire de l'électricité renouvelable. En 2013, l'électricité produite par les coopératives était équivalente à la consommation de 230 000 foyers allemands, ce qui représente une toute petite portion de la consommation nationale (0,2 %). Mais quelques-unes (19 % d'entre elles) s'occupent de produire de la chaleur et/ou d'exploiter des réseaux de chaleur. Ainsi, depuis 2006, plus de 145 réseaux de chaleur ont été installés par des initiatives citoyennes. Enfin, une petite minorité (1 %) exploite un réseau de distribution d'électricité.

Ces coopératives peuvent prendre des formes très diverses et mener des projets de grande envergure. Les salariés de l'usine Volkswagen d'Emden, en Basse-Saxe, ont par exemple fondé en 2008 une coopérative dans le but de construire et d'exploiter une centrale photovoltaïque installée sur les toits de l'usine. Les 227 coopérateurs ont d'abord investi 1,34 million d'euros dans une centrale solaire de 280 kW, dont la puissance a ensuite été portée à 370 kW. Elle produit aujourd'hui l'équivalent de la consommation annuelle de 100 ménages de quatre personnes.



## 14 - Nombre de nouvelles coopératives de l'énergie en Allemagne



Source : Klaus Novy Institut

Toujours dans le nord de l'Allemagne, à Scharrel (Basse-Saxe), un parc éolien de 72 MW a vu le jour en 2012 sur l'initiative d'un groupe d'agriculteurs. Sa production correspond à la consommation de 42 000 foyers et le projet représente un investissement record de 120 millions d'euros. Pour le mener à bien, les agriculteurs sont allés voir leur banque coopérative locale, la Raiffeisenbank. Celle-ci a accepté non seulement d'aider le projet, mais son fondé de pouvoir a même entrepris de le diriger. La banque a réussi à collecter en six semaines, auprès de ses clients, une somme de 18 millions d'euros, qui a été versée au capital de la coopérative. Le reste est venu d'emprunts auprès d'autres banques coopératives<sup>99</sup>. Un article de l'Iddri explique cette relation étroite entre banques locales et initiatives citoyennes : « Au niveau pratique, le processus de souscription est souvent facilité par la collaboration étroite entre les coopératives de l'énergie et les banques coopératives locales qui en font la publicité auprès de leurs propres sociétaires. Aux côtés des fédérations régionales de coopératives, le réseau des banques coopératives est également le premier partenaire pour le conseil juridique et financier des coopératives<sup>100</sup>. » Les initiatives citoyennes bénéficient en outre, au même titre que les développeurs professionnels de projets renouvelables, de prêts à taux préférentiels (entre 1 % et 4 % sur 20 ans) accordés par la banque fédérale KfW. En France, l'accès au financement est au contraire plus difficile et coûteux.

<sup>99</sup> Reportage « Vent de citoyenneté en SaterLand », *Le Journal des énergies renouvelables*, n° 217, sept.-oct. 2013.

<sup>100</sup> « Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable : une comparaison France-Allemagne », *art. cit.*



Ainsi, le fort développement des coopératives dans le domaine de l'énergie ne vient pas seulement du fait que les Allemands sont plus mobilisés que les Français sur le sujet de la transition énergétique<sup>101</sup>. Il s'explique par un contexte réglementaire et économique plus favorable outre-Rhin. D'une part, le paysage de l'énergie y est bien plus diversifié qu'en France, ce qui laisse de l'espace à de nouveaux acteurs. D'autre part, le développement de projets d'énergies renouvelables est bien plus compliqué en France qu'en Allemagne, ce qui se traduit par des risques, des coûts et des délais supplémentaires : il faut en moyenne deux fois plus de temps pour développer un parc éolien en France qu'en Allemagne. Enfin, ces coopératives ont connu un boom outre-Rhin à compter de 2006 parce que le gouvernement fédéral a modifié le cadre réglementaire en leur faveur. Elles bénéficient notamment de privilèges dans le montage juridique et financier : en France, l'appel à l'épargne citoyenne est encadré par l'Autorité des marchés financiers (AMF), selon une procédure qui est à la fois longue et coûteuse pour cette catégorie d'acteurs ; en Allemagne, au contraire, les coopératives sont complètement exonérées depuis 2004 d'obtenir l'autorisation du régulateur financier. Elles sont en revanche obligées d'être auditées par la fédération régionale de contrôle des coopératives, ce qui en fait, d'ailleurs, la forme de société affichant le plus faible taux de dépôt de bilan. Enfin, en 2006, la réforme de la loi sur les coopératives (*Genossenschaftsgesetz* - GenG) a facilité leur création et allégé leurs obligations administratives, il suffit désormais de trois membres pour en créer une. « La réforme de la loi des coopératives de 2006 a également facilité les apports en nature, indique l'article de l'Iddri, ce qui a notamment permis à de nombreuses collectivités de devenir sociétaire d'une coopérative sans apport financier conséquent, mais en mettant à disposition (de manière gratuite ou rémunérée) les toits ou terrains sur lesquels ont été implantés les projets. »

L'investissement dans les projets d'énergie renouvelable, à travers les coopératives ou la participation dans les sociétés d'exploitation d'installations renouvelables, n'est cependant pas que le fait de militants écologistes. Il s'agit aussi d'une façon de gérer l'argent du ménage « en bon père de famille ». Les coopératives affichent en effet un retour sur investissement de 4 % en moyenne, soit largement plus que ce qu'offrent les plans d'épargne logement ou l'épargne populaire, dont les taux tournent au mieux autour de 1,5 %. Malgré cela, l'évolution du cadre réglementaire des énergies renouvelables provoque un ralentissement de la dynamique de création de coopératives d'énergie. En effet, la Commission européenne a voulu, à travers des lignes directrices publiées en 2014, que les aides d'État pour soutenir les projets d'énergie renouvelables soient attribuées *via* des procédures d'appel d'offre dès le 1<sup>er</sup> janvier 2017, à l'issue d'une phase transitoire courant sur les années 2015 et 2016. La volonté affichée était de créer une mise en concurrence afin de faire baisser le coût de l'électricité renouvelable. Cependant, les projets citoyens sont moins armés pour se développer dans un tel cadre, lequel suppose de fournir de lourds dossiers administratifs sans être certain que le projet sera retenu.

---

**101** Le mouvement coopératif a une histoire plus que centenaire, en Allemagne comme en France. Selon la fédération Cooperatives Europe, l'Allemagne comptait 20,5 millions de coopérateurs en 2010, soit un peu moins que la France, avec 23 millions.

## Déboires de l'investissement citoyen

Pour autant, l'investissement citoyen n'est pas toujours sans risque. Plusieurs développeurs d'énergies renouvelables ont par le passé fait appel à l'épargne citoyenne, en faisant prendre de grands risques aux petits investisseurs (salariés, retraités, etc.). Le cas le plus retentissant est sans doute celui du développeur éolien Prokon. Cette entreprise en commandite simple<sup>102</sup> offrait, depuis 1998, «un placement écologique» pour le développement de parcs éoliens en vendant des certificats d'investissement, c'est-à-dire des titres de propriété ne donnant droit qu'à des dividendes, sans accorder aucun pouvoir à son détenteur (droit de vote par exemple). En outre, en cas de faillite, les détenteurs de ces titres, les commanditaires, risquaient de perdre complètement leur mise. Prokon a ainsi pu collecter 1,4 milliard d'euros auprès de plus de 75 000 petits investisseurs, à force de publicité et de promesses alléchantes de dividendes (8 % d'intérêt). En réalité, les revenus provenant de l'activité ne suffisant pas à couvrir ces dividendes, l'argent des nouveaux venus a servi à rémunérer les dividendes, et l'entreprise a accumulé les pertes, malgré ses 54 parcs éoliens installés (537 MW) en Allemagne et en Pologne. Cette gestion aventureuse a fini par avoir raison de l'entreprise. Prokon a été déclaré en faillite début 2014, et le curateur en charge de la faillite a annoncé alors que les petits épargnants risquaient de perdre de 40 % à 70 % de la valeur de leur placement. Ces derniers avaient le choix entre deux solutions : soit un rachat de l'entreprise par EnBW, qui aurait pu ainsi acquérir un conséquent portefeuille de parcs éoliens à prix cassé, soit la transformation de Prokon en coopérative.

En juillet 2015, une large majorité des commanditaires de Prokon s'est prononcée en faveur de la création d'une coopérative, ce qui a permis de limiter la casse. Les certificats d'investissement ont été transformés en part de la coopérative, accordant à chacun une voix. La perte de capital initial a été de 42 % pour les personnes qui ont choisi de récupérer leur mise. «Une grande partie des investisseurs de Prokon sont des personnes retraitées ou d'un âge avancé, et certaines d'entre elles ont estimé qu'à 70 ou 80 ans, elles ne pouvaient pas investir dans une coopérative», explique Klaus Wethmar, membre de l'association des Amis de Prokon. La valeur du capital réinvesti par les nouveaux coopérateurs a également subi une dégradation du même ordre, mais pourrait être revalorisée avec le temps. De plus, ces derniers devraient à nouveau percevoir des dividendes si Prokon se remet à faire des bénéfices, ce qui semble vraisemblable avec un retour à une gestion saine. Cette société a en effet encore de nombreux projets en cours. «L'histoire de Prokon s'est terminée de façon plus positive que prévue et s'est soldée par une victoire de la base, des petits investisseurs sur le grand capital représenté par EnBW», se réjouit Klaus Wethmar. Si l'issue s'avère à moitié heureuse pour les investisseurs de Prokon, de nombreux autres épargnants n'ont pas eu cette chance. Le système employé par Prokon avait également été

---

**102** Ce type d'entreprise est constituée de deux catégories d'associés : les commandités, qui sont responsables de sa gestion, et les commanditaires, qui apportent le capital mais ne peuvent pas s'immiscer dans l'administration de la société.

mis en place par d'autres développeurs éoliens pour faire appel à l'épargne populaire : en 2008, European Energy Consulting (EECH) a fait faillite, faisant perdre 66 millions d'euros à 10 000 investisseurs ; l'entreprise Provento et le groupe Plambeck, quant à eux, ont été condamnés pour avoir trompé les investisseurs.

Wolfgang Kühn est avocat et spécialiste de l'éolien. Il a défendu plus de 300 petits épargnants ayant investi de 2 500 à 250 000 euros dans des parcs éoliens. « Des petits investisseurs, qui avaient par exemple épargné pour leur retraite, pouvaient investir dans les énergies renouvelables et ainsi bénéficier d'allègements fiscaux. Le bénéfice devait être double, grâce aux versements de dividendes d'un côté et à la déduction fiscale de l'autre. Dans les faits, j'ai défendu le cas d'un parc éolien qui est en service depuis douze ans et pour lequel les investisseurs n'ont toujours pas perçu le moindre sou. » Ce à quoi ces investisseurs n'avaient pas pensé, c'est que, en tant que commanditaires, ils se trouvaient « en bout de chaîne alimentaire », les dividendes coulant dans différentes poches sans qu'ils puissent contrôler les flux d'argent. « En tant qu'avocat, je conseille de faire attention à la façon dont on place ses économies durement gagnées. Je ne participe pas à un projet sur lequel je n'ai pas de droit de regard. Le marché des énergies renouvelables en Allemagne a aussi grossi sur le dos de petits investisseurs. Je vois un énorme potentiel pour l'épargne citoyenne en France, mais, si l'on souhaite entraîner les petits épargnants dans la transition énergétique – ce qui est une très bonne chose –, mon expérience me fait dire qu'il y aura aussi des chausse-trappes. Et si on peut éviter cela et si la France peut apprendre des erreurs commises en Allemagne, cela pourra aller beaucoup plus vite. » Wolfgang Kühn s'empresse néanmoins de préciser que sans les petits épargnants et sans les entreprises pionnières, comme WPD, Energiequelle, Ostwind, etc., l'éolien ne serait pas aujourd'hui ce qu'il est en Allemagne. Enfin, dans la majorité des cas, les projets éoliens financés par de petits investisseurs fonctionnent sans encombre et permettent de dégager les dividendes prévus.

## Les régions 100 % renouvelables

Ces mésaventures ne remettent cependant pas en cause l'enracinement très local de la transition énergétique allemande. La conjonction des initiatives citoyennes et des engagements des collectivités territoriales se traduit par le développement continu de « régions 100 % renouvelables ». Ce label a été créé en 2007 par l'Institut des technologies d'énergie décentralisée (Ide), de l'université de Cassel. Le projet a été subventionné jusqu'en 2013 par le ministère de l'Environnement et a reçu l'appui scientifique de l'Agence fédérale de l'Environnement. Ces « régions » ne correspondent pas à une strate de l'administration territoriale allemande : sont labellisées « région 100 % renouvelables » des villes ou communautés d'agglomérations, des communautés de communes ou des associations de plusieurs cantons (Landkreise). Elles sont ainsi de tailles très variables, allant de l'île de Pellworm (mer du Nord), comptant 1 000 habitants, à l'opulente région Rhin-Neckar, de 2,3 millions d'habitants. Ces régions couvrent en général des territoires ruraux ou des villes moyennes, mais deux des plus grandes villes allemandes se sont tout de

même lancées dans l'aventure : Francfort (679 600 habitants) ainsi qu'Hanovre et sa périphérie (1,1 million d'habitants).

Une région 100 % renouvelables n'est pas une région qui satisfait d'ores et déjà à tous ses besoins grâce aux énergies renouvelables, mais une région qui s'engage à atteindre ce but. Cela consiste en l'élaboration d'un plan local de réduction des consommations d'énergie, l'identification des gisements locaux disponibles d'énergies renouvelables et la planification des investissements à réaliser pour les exploiter. En général, les objectifs se cantonnent à viser un 100 % électricité et chaleur renouvelables, mais certaines régions vont plus loin en incluant les transports. L'horizon de temps est, lui aussi, variable selon les régions. L'objectif 100 % d'électricité renouvelable est le plus facile à atteindre, car il suffit parfois d'un parc éolien installé sur la commune pour que l'équivalent de la consommation de la ville soit produit. D'ailleurs, nombreuses sont celles qui ont déjà atteint cet objectif pour l'électricité. En revanche, pour la chaleur ou les transports, l'horizon temporel peut aller de 2030 à 2050.

Ces programmes s'apparentent moins à une décision politique d'un conseil municipal qu'à la création d'une dynamique locale impliquant à la fois coopératives, régies, entreprises, élus et habitants. Difficile de décréter la rénovation lourde de telle ou telle maison individuelle. En revanche, l'émulation, l'information et l'aide financière peuvent déclencher la décision d'investissement. En octobre 2016, l'IdE recensait 153 régions 100 % renouvelables, soit 36 % du territoire du pays et dans lesquelles vivaient 25 millions d'habitants, près d'un tiers de la population allemande.

Depuis 2012, le projet des régions 100 % renouvelables s'est étendu au niveau européen à travers l'initiative « 100 % RES Communities ». Dix pays en Europe voient des projets de ce type se développer, comme en France à travers les « Territoires à énergie positive ». En 2015, le ministère français de l'Environnement a sélectionné 212 territoires, dans le cadre d'un appel d'offres, rebaptisés pour l'occasion « Territoires à énergie positive pour la croissance verte (TEPCV) ». Les lauréats bénéficient ainsi d'une subvention de 500 000 euros devant contribuer à la mise en œuvre de leur programme d'actions.

Historiquement, les énergies renouvelables appartenaient au domaine des solutions alternatives aux centrales dites « conventionnelles », fossiles et nucléaires. Elles ont par conséquent été soutenues à l'origine par des pionniers et des militants : particuliers, associations, voire communes. À cela s'ajoute le fait que ces énergies sont par nature décentralisées et que tout un chacun peut devenir, à son échelle, producteur d'énergie. Ces deux caractéristiques font que les énergies sont pour une large part aux mains des citoyens. Aujourd'hui, alors que les renouvelables sont établies et appelées à devenir les principales sources d'énergie du pays, les grands énergéticiens essaient de reprendre le dessus sur ce terrain. Ils s'imposent surtout dans les filières très capitalistiques comme celle de l'éolien en mer. Ailleurs, la reconquête est plus difficile, car ils interviennent à un moment où une grande diversité d'acteurs, développeurs, régies, coopératives citoyennes, etc., ont eu le temps de se professionnaliser et d'acquérir un certain poids. Le monde de l'énergie en Allemagne devrait donc continuer à voir cohabiter les grandes

entreprises avec des producteurs, gestionnaires et fournisseurs d'énergie citoyens. Bien que le déploiement de la Bürgerenergie (l'énergie citoyenne) ne soit pas un fait acquis et immuable, nombreux sont ceux, en Allemagne (y compris au sein des communes, des gouvernements des Länder et du gouvernement fédéral), qui souhaitent que cette « biodiversité » continue à se développer dans le système énergétique du futur.

# 7. Comment se déplacer sans pétrole ?

*« De toute façon, la pollution est une culture nationale. Peut-il en être autrement ? La place qu'occupent une certaine industrie automobile et la grosse voiture individuelle polluante dans le modèle allemand est si essentielle ! »*

*Jean-Luc Mélenchon, Le Hareng de Bismarck.*

Le secteur des transports est un terrain encore peu défriché de la transition énergétique allemande. Alors que toujours plus d'électricité renouvelable est produite chaque année et que le domaine de la chaleur commence à occuper sérieusement les esprits, l'action politique dans le domaine du transport s'est surtout caractérisée par un certain immobilisme. Il manque encore à l'Allemagne une stratégie à long terme figurant la future mobilité. Jusqu'ici, les principales mesures ont consisté en l'introduction des agrocaburants (mais leur part stagne autour de 5 % de la consommation énergétique depuis 2008) et en la promotion des véhicules électriques.

Les objectifs du gouvernement pour ce secteur sont d'atteindre une part d'énergies renouvelables de 10 % en 2020 et de réduire la consommation d'énergie. Celle-ci doit baisser de 10 % en 2020, puis de 40 % d'ici à 2050 par rapport à 2005. Cependant, en 2015, la consommation d'énergie, non seulement n'avait pas diminué, mais avait même augmenté de 1,3 %. Pour autant, l'Allemagne fait-elle moins bien que la France dans ce domaine ?

La consommation d'énergie dans les transports rapportée au nombre d'habitants était en 2012 quasiment identique à celle de la France, 0,765 tonne d'équivalent pétrole par habitant (tep) – contre 0,770 tep pour l'Hexagone. Ainsi, l'Allemagne n'est en effet pas la plus mauvaise au niveau européen concernant le développement des alternatives à la route : elle est par exemple au 5e rang européen pour l'usage du vélo<sup>103</sup>, alors que la France arrive seulement au 12e rang. La différence avec la France est également sensible dans le transport de marchandises : selon Eurostat, en 2014, 23,4 % des marchandises étaient transportées en Allemagne par voie ferrée, un pourcentage en nette progression depuis 2002 (18,8 %). En France, au contraire, le fret ferroviaire est en perte de vitesse, puisqu'il est passé de 19,1 % en 2002 à 15,6 % en 2014. Le transport fluvial se porte également beaucoup mieux outre-Rhin, il représente 12,3 % du transport de fret, contre seulement 4,3 % en France.

---

<sup>103</sup> Selon le baromètre de la Fédération des cyclistes européens.

Au moment où la France revenait sur la mise en place de l'écotaxe poids lourds, l'Allemagne étendait le périmètre de la sienne (Lkw-Maut), introduite en 2005. En novembre 2014, le ministre fédéral des Transports annonçait en effet que 1 100 km supplémentaires de routes nationales (Bundesstraßen) seraient soumis à la taxe dès 2015. En outre, la Lkw-Maut s'applique désormais aux camions de 7,5 tonnes, et non plus seulement à partir de 12 tonnes comme auparavant. Cette taxe doit être étendue à l'ensemble du réseau des routes nationales en 2018. «La taxe a permis de faire en sorte que des camions plus modernes roulent sur les autoroutes allemandes, ce qui se traduit par une légère diminution de la consommation, estime Lars Mönch, expert transport de l'agence fédérale de l'Environnement. Mais le but de la taxe était la réduction des polluants, comme les particules fines et les oxydes d'azote, et non pas la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules. Les réflexions sont en cours pour aller dans ce sens et inciter à l'achat de poids lourds économes en carburant, mais ce n'est pas encore abouti.» Cette taxe avait permis de collecter 4,6 milliards d'euros en 2016, servant exclusivement à financer l'entretien et l'extension du réseau routier. Il faut rappeler cependant que les autoroutes sont gratuites en Allemagne et que ce sont par conséquent tous les contribuables qui doivent payer pour l'entretien des infrastructures routières, qu'ils aient ou non un véhicule.

C'est donc sans surprise que les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur des transports n'évoluent pas non plus dans la bonne direction. Elles représentent près de 17 % des émissions totales du pays (hors transports internationaux) et sont toujours au même niveau qu'en 1990. Cette évolution n'est pas propre à l'Allemagne, puisque les émissions des transports n'ont cessé de croître dans la plupart des pays industrialisés : elles ont augmenté de 14 % au niveau européen et de plus de 10 % en France sur la période – sans tenir compte de la part des transports internationaux. Sans changement structurel, cette tendance pourrait se poursuivre pendant de longues années, car la demande de transport n'est pas appelée à diminuer. Pour l'Allemagne, les projections du ministère fédéral des Transports estiment qu'elle continuera à augmenter d'ici à 2030, tant pour le transport des personnes que pour le transport de marchandises, respectivement de 13 % et 38 % par rapport à 2010<sup>104</sup>. Malgré la baisse démographique, les Allemands continueront à se déplacer plus souvent et plus loin, en train, en voiture et en avion : le transport aérien devrait connaître, selon ces prévisions, une croissance de 65 %. Dans le transport de fret, la plus forte croissance viendra du rail (+ 43 %), suivi de la route (+ 39 %) et du transport fluvial (+ 23 %). L'augmentation des déplacements n'est pas fatalement obligée de se traduire par une augmentation proportionnelle de consommation de combustibles fossiles ni d'émissions de gaz à effet de serre. Si les modes alternatifs au transport routier sont favorisés, et si le parc automobile lui-même évolue vers des technologies plus propres, la tendance pourrait au contraire s'inverser. Le Programme d'action pour la protection du climat 2020 du ministère fédéral de l'Environnement prévoit en tout cas une quinzaine de mesures qui doivent diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur de 7 à 10 millions de tonnes d'ici à la fin de

<sup>104</sup> Mesurés en milliards de voyageurs-km pour les personnes et en milliards de tonnes-km pour les marchandises.



la décennie, équivalent à entre 4 % et 6 % du niveau actuel. À plus long terme, le Plan de protection du climat adopté fin 2016 stipule que les transports devront diminuer leurs émissions de CO<sub>2</sub> de 40 à 42 % d'ici à 2030. Ce qui implique d'engager dès maintenant un vrai tournant dans la politique des transports.

## Une autre voiture est-elle possible ? Pas si sûr...

Comment réformer les transports au pays des grosses cylindrées ? En Allemagne comme en France, la place de la voiture dans le transport de personnes est quasi hégémonique, représentant près de 85 % (hors marche et vélo). Mais le nombre de véhicules est en revanche plus élevé de l'autre côté du Rhin, puisqu'en 2014 l'Allemagne comptait 550 voitures pour 1 000 habitants, contre seulement 483 pour 1 000 en France. En outre, les constructeurs automobiles allemands se positionnent sur des véhicules plus haut de gamme que les constructeurs français, ce qui signifie un parc de véhicules globalement plus lourds et plus puissants. Surtout, la tendance au toujours plus gros s'est poursuivie au cours des dernières années : cela s'illustre notamment par l'augmentation des ventes de crossover et autres 4x4, qui représentaient 7,2 % du parc automobile fin 2014, contre seulement 4,8 % deux ans auparavant. De la même manière, les véhicules, quelle que soit leur classe, ont vu leur poids augmenter, notamment à cause des équipements de sécurité, ce qui a un impact direct sur la consommation de carburant. « Tous les gains d'efficacité enregistrés dans la motorisation ont été avalés par les augmentations de la puissance des moteurs et du poids des véhicules », affirme Frank Wolter, porte-parole de l'institut InnoZ (Centre d'innovation pour la mobilité et le changement sociétal). C'est ce que l'on appelle l'effet rebond : plus le véhicule est efficace, moins il consomme de carburant et plus le consommateur a tendance à choisir une classe supérieure. Il reste à espérer que le renforcement des normes d'efficacité des véhicules contrecarre à l'avenir cette tendance, car les gains d'efficacité sont étroitement liés à la réduction du poids des véhicules – un critère qui vaut aussi pour les véhicules électriques.

La réduction de la consommation des véhicules neufs, et donc des émissions de CO<sub>2</sub>, est une obligation faite aux constructeurs automobiles en Asie, aux États-Unis et en Europe. L'Union européenne a instauré en 2009 des objectifs obligatoires de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> pour les voitures neuves : en 2015, les véhicules ne devaient plus émettre que 130 gCO<sub>2</sub>/km, ce qui correspond à une consommation de 5,6 litres pour 100 km pour les voitures essence et de 4,9 litres pour 100 km pour le diesel. Il s'agit cependant d'une moyenne qui vaut pour l'ensemble des constructeurs européens. Le niveau d'émissions est en effet déterminé pour chaque gamme de véhicule en fonction de leur masse, ce qui laisse aux fabricants le loisir de produire des véhicules plus gourmands, autorisés à émettre davantage. Seule la moyenne d'émissions de la flotte produite est contraignante, et tout dépassement de la norme imposée donne lieu au versement de pénalités financières. Par ailleurs, pour favoriser l'émergence de véhicules très économes (électriques ou hybrides, par exemple), la réglementation européenne a instauré le système de « super-crédits » dégressifs. Selon ce système, chaque véhicule très peu émetteur (moins de 50 gCO<sub>2</sub>/km) fabriqué



« comptait » ainsi pour 3,5 voitures en 2013, ce qui améliorait la moyenne de la gamme de manière artificielle. Toutefois, ce « super-crédit » n'était plus que de 1,5 en 2015, et il a pris fin en 2016.

Malgré ces facilités, les constructeurs allemands ne sont pas particulièrement bien placés par rapport à leurs voisins européens. Et ce du fait des caractéristiques « haut de gamme » de leur production. Alors qu'en 2013 tous les constructeurs européens étaient déjà passés sous la barre des 130 gCO<sub>2</sub>/km pour les véhicules particuliers, les Allemands affichaient, eux, une moyenne supérieure à 135 gCO<sub>2</sub>/km<sup>105</sup>. Les constructeurs français, qui produisent des voitures plus légères, étaient au contraire bien classés, avec une moyenne de 118 gCO<sub>2</sub>/km. Et lorsqu'il a été question, cette année-là, d'établir le prochain objectif européen, l'Allemagne a freiné des quatre fers : alors que l'Union européenne avait décidé de fixer une valeur de 95 gCO<sub>2</sub>/km en 2020, la chancelière allemande Angela Merkel a tenté d'obtenir un report de quatre ans de l'entrée en vigueur de la nouvelle norme. Elle n'a cependant pas complètement obtenu gain de cause : la nouvelle valeur limite s'imposera à 95 % des véhicules en 2020, et à 100 % des flottes en 2021. Toutefois, l'accord prévoit aussi la réintroduction de « super-crédits » pour la période allant de 2020 à 2023, ce qui atténue la contrainte. Nombreux sont ceux qui estiment que les industriels sont, au contraire, en mesure de faire bien mieux. D'ailleurs, la moyenne européenne se situait déjà à 123 gCO<sub>2</sub>/km fin 2014. Pour l'Allemagne, l'institut InnoZ estime que les constructeurs sont en mesure d'atteindre une valeur limite de 50 gCO<sub>2</sub>/km d'ici à 2025.

Les utilitaires de moins de 3,5 tonnes sont également tenus de respecter une limite d'émission, fixée à 147 gCO<sub>2</sub>/km d'ici à 2020. En revanche, les poids lourds et les bus n'y sont pas encore soumis. Jusqu'ici, seules des normes d'émissions de polluants locaux (particules fines, oxydes d'azote) s'appliquent à ces véhicules. La Commission européenne essaie de mettre sur pied des limites d'émissions de CO<sub>2</sub>, mais il semble plus difficile de définir des valeurs communes à des véhicules ayant des poids et des usages très différents les uns des autres.

Toutefois, le scandale Volkswagen qui a éclaté en septembre 2015 révèle le besoin d'une remise à plat du système de contrôle des émissions des véhicules. Certes, cette affaire ne portait pas sur les émissions de CO<sub>2</sub> mais sur les émissions d'oxydes d'azote (NOx) des véhicules diesel. Néanmoins, il a mis en lumière, d'une part, l'esprit de fraude qui règne parmi les constructeurs automobiles – et pas seulement chez les Allemands – et, d'autre part, le laxisme des instances européennes censées faire respecter les normes. La Fédération européenne pour le transport et l'environnement (Transport & Environment) estime qu'aucune des marques vendant des véhicules diesel en Europe ne respecte les normes d'émissions de NOx. D'après les tests menés par cette fédération, seul un véhicule sur dix est conforme à la limite légale. Il en va de même pour les émissions de CO<sub>2</sub>, selon un rapport qu'elle a publié fin septembre 2015<sup>106</sup>. L'écart entre les résultats des tests d'homologation en laboratoire et les

<sup>105</sup> « European vehicle market statistics 2015/16 », International Council on Clean Transportation (ICCT).

<sup>106</sup> « Mind the Gap 2015, Closing the chasm between test and real-world car CO<sub>2</sub> emissions », Transport & Environment, septembre 2015.

consommations réelles de carburant est en moyenne de 40 %. Cette différence n'était que de 8 % en 2001, ce qui signifie que les constructeurs ont pu améliorer en toute impunité leurs méthodes de triche. Les économies de carburants et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> affichées par les constructeurs sont par conséquent très largement illusoire. Parmi les véhicules s'écartant le plus de la norme (plus de 40 %) figuraient trois modèles de Mercedes, un modèle de BMW, mais également une Renault Megane et une Peugeot 308. Pour redonner de la crédibilité à la réglementation européenne, il faudrait agir sur deux leviers, comme le déclarait en septembre 2015 Julia Hildermeier, chargée de mission Véhicules propres de Transport & Environment, au quotidien en ligne Actu-Environnement<sup>107</sup> : « En Europe, les agences d'homologation sont les clients des constructeurs : ces derniers peuvent payer un laboratoire pour conduire cet examen. Nous aurions besoin en Europe de deux garanties : tout d'abord, d'une procédure d'examen indépendante sous surveillance européenne et non économiquement liée aux constructeurs. Ensuite, nous devrions pouvoir assurer la conformité des voitures produites aux valeurs testées dans le laboratoire. »

## Un million de véhicules électriques

Le développement du véhicule électrique est l'objectif phare du gouvernement allemand pour le transport routier : l'Allemagne ambitionne d'avoir un million de véhicules électriques et hybrides dans son parc automobile d'ici à 2020 et six millions en 2030, soit l'équivalent de respectivement 1,8 % et 11,2 % du parc actuel, constitué de près de 54 millions de véhicules (autos, motos, bus, camions, etc.). Mais ces objectifs sont pour le moins ambitieux par rapport à la dynamique en cours : début 2016, le pays ne comptait encore que 25 500 véhicules électriques (contre 45 170 en France) et 130 300 véhicules hybrides. À l'inverse de la France, qui vise 2 millions de véhicules électriques en 2020, le gouvernement allemand n'accordait pas de prime à l'achat. Cette dernière n'a été mise en place qu'en juillet 2016. Jusque-là, le gouvernement s'était contenté d'introduire une exonération de l'impôt sur les véhicules (Kfz-Steuer) qui était insuffisante pour motiver les consommateurs. Le surcoût et le manque d'autonomie des véhicules sont des barrières difficiles à surmonter pour l'automobiliste moyen. D'ailleurs, la prime à l'achat ne semble pas encore être en mesure de faire oublier ces inconvénients, puisque seuls 9 000 demandes de subvention avaient été déposées fin 2016. Une étude de l'institut Fraunhofer ISI estimait pourtant déjà en décembre 2014 que le million de véhicules ne pourrait être atteint d'ici à 2020 qu'à condition d'instaurer de nouvelles aides financières. Elle évoquait non seulement une prime à l'achat aux particuliers, mais aussi un accès à des crédits à des taux préférentiels subventionnés par la banque publique KfW.

Les flottes de véhicules d'entreprises sont également une cible privilégiée du marché des véhicules électriques, car elles sont constituées de véhicules ayant en général des trajets bien définis, pour lesquels l'autonomie ne représente pas un

<sup>107</sup> « La fraude de Volkswagen n'est que la partie émergée de l'iceberg », Actu-Environnement, 23 septembre 2015.

inconvenient rédhibitoire. Les entreprises sont également exonérées de la TVA, ce qui allège le coût à l'achat. Enfin, elles représentent 30 % des nouvelles immatriculations annuelles, pour des véhicules qui sont renouvelés au bout de quelques années ; ceci pourrait faire émerger un marché de l'occasion, un véritable sésame pour la diffusion des véhicules électriques. Le Fraunhofer ISI propose ainsi de revoir les règles d'amortissement comptable de ces véhicules dans le bilan des entreprises en amortissant 50 % de la valeur des véhicules dès la première année, ces derniers pourraient être amortis plus rapidement que des véhicules classiques (6 ans). Cela aurait pour conséquence d'inciter les entreprises à renouveler plus vite leur flotte de véhicules électriques, et donc d'alimenter de façon massive le marché de l'occasion. Cette mesure est portée par le ministère de l'Environnement et le Bundesrat (l'assemblée des Länder), mais le ministère des Finances s'y oppose, parce qu'elle entraînerait une réduction des rentrées fiscales – un montant élevé d'amortissement représente en effet une charge dans le bilan d'une entreprise, ce qui a pour conséquence de réduire le bénéfice imposable. Le Fraunhofer ISI chiffre le coût de cette mesure pour le budget national à 200 millions d'euros par an. Les discussions ne sont néanmoins pas closes. Alors, la voiture électrique va-t-elle un jour réussir à percer en Allemagne ?

Il semblerait que l'industrie automobile allemande se positionne de plus en plus sur le segment des véhicules électriques, puisqu'elle disposait d'une trentaine de modèles à son catalogue fin 2015, contre moitié moins un an auparavant. L'horizon des fabricants ne se limite pas aux frontières nationales, et tous attendent le décollage promis au niveau mondial. Aux États-Unis, plus de 210 330 voitures électriques sont déjà en circulation, et les villes chinoises, étouffant sous le smog, ont besoin de motorisation alternative. Le gouvernement chinois s'est d'ailleurs donné l'objectif de 5 millions de voitures électriques en 2020 et subventionne leur achat. Certes, ce marché vient seulement de décoller (notamment à cause du manque de bornes de recharge) et seules 225 720 voitures électriques étaient recensées en Chine en 2015 par l'Agence internationale de l'énergie<sup>108</sup>. Mais il représente toujours un fort potentiel pour les constructeurs, ce qui explique en partie le soutien du gouvernement allemand à « l'électro-mobilité », car l'industrie automobile a besoin de s'appuyer sur son marché intérieur pour gagner des points à l'export. En 2010, le gouvernement a ainsi créé la Plateforme nationale électro-mobilité (Nationale Plattform Elektromobilität) pour orchestrer le développement des véhicules électriques, des infrastructures et de la recherche. Cette plateforme regroupe 150 représentants de l'industrie, de la recherche, des autorités publiques et des syndicats. Son comité de direction est notamment constitué des principaux industriels (Siemens, E.ON, BASF, etc.) et constructeurs, ainsi que de la puissante association allemande de l'industrie automobile (VDA). De son côté, Volkswagen, dans une tentative de tourner la page du scandale, a annoncé en 2016 une nouvelle stratégie pour 2025, dans laquelle l'électromobilité tient une place centrale. Malgré cela, et même si la voiture électrique pénètre peu à peu l'imaginaire et le quotidien des Allemands,

**108** « Global EV Outlook 2016 - Beyond one million electric cars », International Energy Agency (IEA).

l'objectif du million de véhicules électriques en 2020 semble difficilement atteignable aux yeux de nombreux commentateurs.

La transition énergétique dans le domaine des transports est loin de se résumer à l'évolution vers des motorisations propres. Le report vers d'autres modes de transport (vélo, train, tramway, etc.) est l'un des préalables de l'*Energiewende*. Toutefois, les véhicules électriques sont appelés à jouer un rôle déterminant, et leur déploiement n'a de sens que si l'électricité est produite majoritairement à partir des énergies renouvelables. Selon différents scénarios prospectifs, une large partie du parc automobile devrait être électrique d'ici à 2050, qu'il s'agisse de véhicules avec batteries, d'hybrides rechargeables ou encore de véhicules à hydrogène<sup>109</sup>. Et la consommation supplémentaire d'électricité que cela implique ne devrait pas poser de défi majeur : selon l'Agence allemande des énergies renouvelables<sup>110</sup>, même si l'ensemble du parc de voitures individuelles était électrique, la consommation supplémentaire représenterait 60 TWh – l'équivalent d'environ 10 % de la consommation actuelle nationale d'électricité. Cette demande supplémentaire serait en grande partie compensée par les économies réalisées dans d'autres secteurs, ce qui fait qu'elle n'aurait pas de difficulté à être satisfaite. Enfin, dans un système 100 % renouvelable, les véhicules électriques auront un rôle à jouer dans l'équilibre du réseau électrique : grâce à un pilotage intelligent, les flottes de véhicules pourraient être utilisées pour stocker ou déstocker l'électricité en fonction des besoins du réseau.

## Carburants alternatifs

Si l'électricité est si importante pour la future mobilité, c'est que les solutions alternatives ne sont guère nombreuses. Les agrocarburants, mélangés pour l'instant dans les carburants classiques, ne représentent que 5,4 % de la consommation d'énergie des transports (après avoir culminé à 7,2 % en 2007). Entretemps, le débat sur les conflits d'usage des terres agricoles a fait rage. Les agrocarburants actuels, dits de « première génération », sont en effet pour l'essentiel produits à partir de cultures énergétiques, oléagineux pour le biodiesel (colza, soja, etc.) et à partir de végétaux contenant sucre ou amidon pour l'éthanol (betteraves, canne à sucre, blé, maïs, etc.). Des cultures qui détournent les terres cultivables de la production de matières destinées à l'alimentation humaine ou animale. L'import d'agrocarburants a également conduit à un changement d'affectation des sols hors des frontières européennes : les terres agricoles étant mobilisées par la production de carburant, des forêts en Asie ou en Amazonie étaient ainsi détruites pour couvrir les besoins alimentaires. Outre la destruction de la biodiversité, la disparition de ces forêts revenait à supprimer des « puits de carbone<sup>111</sup> » et à augmenter les émissions de gaz à effet de serre.

**109** Dans ces véhicules, l'hydrogène réagit dans une pile à combustible pour produire de l'électricité. Le réservoir d'hydrogène permet de conférer à ces véhicules une autonomie de 500 km.

**110** « Energiewende im Verkehr » (La transition énergétique dans les transports), *Renews Spezial*, n° 71, Agentur für Erneuerbare Energien, mars 2014.

**111** En poussant, la biomasse absorbe le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère et « stocke » ainsi du carbone sous la forme de plantes et d'arbres.

Les organisations non gouvernementales et plusieurs scientifiques ont alors alerté sur le fait que les agrocarburants pourraient en définitive être plus néfastes pour le climat que les carburants fossiles. Ces alertes ont mené l'Union européenne à renforcer les normes de qualité environnementale dans le domaine et à brider le recours aux agrocarburants de première génération. La directive européenne sur les énergies renouvelables prévoit ainsi d'atteindre 10 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici à 2020, mais, pour y parvenir, les États membres ne pourront pas dépasser un plafond de 7 % d'agrocarburants de première génération.

Ceux de deuxième génération sont ceux qui peuvent être extraits du lignite ou de la cellulose, c'est-à-dire du bois, des feuilles, des pailles, etc. Ils peuvent donc être produits à partir de déchets agricoles, sans entrer en concurrence avec les productions alimentaires. Mais, d'une part, le développement commercial de ces technologies démarre à peine en Europe et, d'autre part, les ressources sont, là aussi, limitées par d'autres usages : litières animales, amendement des sols ou production d'énergie, par exemple. La question de savoir dans quelle mesure ces ressources sont limitées n'est pas tranchée. L'Agence des énergies renouvelables (AEE) estime, pour sa part, que les terres en jachère et dégradées (sécheresse, érosion) offrent un fort potentiel : « La culture de plantes énergétiques sur un quart des terres dégradées au niveau mondial permettrait de produire assez d'agrocarburants pour couvrir la moitié de l'actuelle consommation globale de carburants. » Pour l'Allemagne, l'AEE estime que le potentiel des agrocarburants est là aussi largement suffisant pour atteindre l'objectif de 10 % en 2020. Selon elle, ils seraient en mesure, d'ici la fin de la décennie, de produire 111 TWh, ce qui correspond à plus de 15 % de la consommation actuelle d'énergie des transports. Reste enfin l'option de la « troisième génération », qui correspond à la production d'agrocarburants à partir de micro-algues. Elle est actuellement étudiée, mais on ne peut encore dire quand elle atteindra le stade industriel.

On l'oublie souvent, mais le biométhane produit à partir des déchets fait également partie des agrocarburants. Il permet d'alimenter les véhicules roulant au gaz naturel (GNV) – qui deviennent ainsi bio-GNV sans besoin d'adaptation technologique. Il en va de même pour les poids lourds, pour lesquels il existe des moteurs au gaz naturel liquide (GNL). Selon la Dena, un véhicule au GNV d'origine fossile (gaz naturel) permet de réduire de 24 % les émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à un véhicule essence, et la réduction est de 97 % dans le cas du bio-GNV. L'Agence soutient donc l'objectif d'1 million de véhicules GNV d'ici à 2024 (contre seulement 100 000 aujourd'hui), incorporant un mélange de 20 % de biométhane. La Dena estime même que le potentiel de biométhane permettrait d'alimenter l'ensemble de cette flotte à 100 % en bioGNV.

Dernière alternative aux hydrocarbures dont pourrait disposer le secteur : les carburants produits à partir de l'électricité (voir explications p. 65), qu'ils soient gazeux (hydrogène, méthane) ou liquides (essence, diesel, kérosène). Afin de pouvoir être considérés comme neutres en CO<sub>2</sub>, ils devront cependant être produits à partir d'électricité majoritairement ou complètement renouvelable. Pour cette raison, les carburants de synthèse ne devraient pas jouer de rôle significatif dans le mix énergétique des transports avant 2030.

Pour 2020, les ambitions du gouvernement allemand se bornent à respecter le cadre européen de 7 % d'agrocarburants. Les 3 % nécessaires pour atteindre l'objectif officiel de 10 % devraient correspondre à la part d'électricité renouvelable utilisée dans le secteur par les transports publics (trains, tramways, etc.), et les véhicules électriques. Il n'existe pas encore d'objectif au-delà de 2020.

## Le futur des transports

À quoi pourrait ressembler un secteur des transports neutre en CO<sub>2</sub> et affranchi du pétrole ? La collection de scénarios prospectifs est ici moins fournie que dans le domaine de l'électricité, mais elle dessine tout de même quelques horizons possibles. L'Agence UBA a produit, en avril 2014, l'imposant rapport «Germany in 2050, a greenhouse gas-neutral country» (L'Allemagne en 2050, un pays neutre en gaz à effet de serre). Il comporte un scénario pour les transports élaboré par l'Öko-Institut, le «père» du concept d'*Energiewende*, une hypothèse assortie de recommandations d'actions. Ce scénario repose sur trois principes : réduction des déplacements, report vers des modes de transports moins émetteurs en gaz à effet de serre (trains, transports publics, vélo, marche...) et évolution vers des technologies propres, tant pour la motorisation que pour les carburants. La réduction des déplacements s'entend ici non comme une entrave à la liberté de se déplacer, mais comme l'évitement des transports inutiles : la personne qui parcourt 100 km par jour en voiture pour aller et revenir du travail n'est pas plus «mobile» que celle qui n'a que 5 km à faire à vélo. Le règne de l'automobile et l'étalement urbain ont mis de grandes distances entre lieu de travail, domicile et lieux de vie. Le futur urbanisme doit au contraire rapprocher ses différents centres d'activités pour réduire les distances à parcourir et ouvrir le choix à des modes alternatifs (vélo ou transports en commun).

Dans ce scénario, le besoin d'énergie finale des transports diminuerait de 40 % en 2050, conformément à l'objectif actuel du gouvernement. Le transport de personnes et de marchandises reposerait à 80 % sur des carburants de synthèse produits grâce à l'électricité renouvelable et à 20 % sur l'usage direct d'électricité (batteries). La quantité de déplacements de personnes augmenterait de 16 % par rapport à 2010 et la répartition serait quasiment inchangée dans les modes de déplacements, laissant une part prépondérante à la voiture. En 2050, 82 % des voitures individuelles seraient des hybrides rechargeables ou des tout-électriques, le reste étant constitué de voitures roulant à l'essence ou au diesel de synthèse. Le tonnage de marchandises transportées augmenterait pour sa part de 80 % par rapport à 2010, mais le rail en chargerait deux fois plus, ce qui permettrait de modérer l'augmentation du transport routier. Près des trois quarts de camions rouleraient au diesel de synthèse, le reste grâce à des motorisations hybrides ou électriques.

En juin 2014, cinq organisations environnementales (WWF, Bund, Germanwatch, NABU et le Club des transports d'Allemagne, VCD) ont publié leur propre scénario, intitulé «*Klimafreundlicher Verkehr in Deutschland*» (Transport climato-compatible en Allemagne). Ce travail a également été accompagné, sur le plan scientifique, par l'Öko-Institut. Il repose moins sur la technologie que celui de l'UBA et privilégie



sobriété des usages et gains d'efficacité. Ce scénario prend le contre-pied des prévisions du ministère fédéral des Transports concernant l'évolution de la demande de transport. Il prévoit en effet une diminution des transports de personnes de 15 % d'ici à 2050 : le transport aérien se réduirait de 8 % par rapport à aujourd'hui et, surtout, le rôle de la voiture serait très fortement remis en cause, puisqu'elle ne servirait plus que dans la moitié des déplacements terrestres. Cette voiture serait, qui plus est, partagée dans un tiers des cas. Le parc automobile ne compterait plus que 32 millions de voitures particulières en 2030, puis seulement 17 millions en 2050 (contre 44 millions en 2014). Cette impressionnante dégression serait due au recul démographique allemand, à la montée en puissance de l'auto-partage et au report vers d'autres modes de transports. Les transports en commun, trains et bus, se développeraient de façon significative. De plus, ce scénario envisage un triplement de l'usage du vélo, notamment grâce aux vélos à assistance électrique, lesquels permettent de parcourir de plus grandes distances tout en ménageant l'effort à fournir. Une évolution est déjà sensible sur cet aspect : un plan national de développement du vélo (Nationaler Radverkehrsplan) est en effet à l'œuvre depuis 2002. Il a été reconduit en septembre 2012 pour continuer à développer l'usage du vélo d'ici à 2020. Cet usage avait déjà augmenté de 17 % à l'échelle fédérale entre 2002 et 2008, et il a connu un boom dans de nombreuses villes allemandes. La pratique du vélo a plus que doublé au cours des dix dernières années à Berlin, Munich, Francfort, Rostock, etc. Dans le cas des marchandises, ce scénario compte sur une augmentation des tonnages transportés jusqu'en 2030, puis sur une lente décroissance pour quasiment revenir au niveau actuel en 2050. Là aussi, le recours au rail est privilégié, puisque le train doublerait la quantité de marchandises transportées par rapport à 2010. La route transporterait néanmoins toujours la moitié du fret.

Ces évolutions permettraient d'enregistrer d'importantes réductions de la consommation d'énergie. à cet égard, ce scénario place la barre bien plus haut que les objectifs officiels. La consommation d'énergie diminuerait de 21 % d'ici à 2020 et jusqu'à 73 % en 2050. Ceci s'expliquerait par la forte diminution du parc automobile et par la quasi-disparition des moteurs thermiques pour le transport de personnes : seul un cinquième de l'énergie consommée par les moteurs thermiques est transformé en force motrice, le reste est perdu sous forme de chaleur ; le rendement du moteur électrique est, en revanche, proche de 80 %. Pour satisfaire les besoins du secteur, trois types de produits énergétiques seraient nécessaires : électricité, agrocarburants et carburants de synthèse. L'électricité couvrirait 27 % du besoin de façon directe, *via* les transports publics et les véhicules tout-électriques et hybrides (voitures particulières ou utilitaires). En revanche, les poids lourds, avions et navires marchands auront toujours besoin de carburants liquides ou gazeux. C'est pourquoi la quantité d'agrocarburants serait 2,3 fois plus importante qu'aujourd'hui, ce qui permettrait de couvrir 31 % du besoin énergétique national. Ils seraient produits à partir de déchets et de résidus agricoles et forestiers, ce qui supposerait un essor commercial conséquent des agrocarburants de deuxième génération. Le reste (42 %) proviendrait des carburants de synthèse, liquides ou gazeux, tirés de l'électricité renouvelable. Au total, le secteur transport absorberait dans ce scénario 298 TWh d'électricité, dont

234 TWh pour la seule production de carburants de synthèse, soit environ la moitié de la consommation nationale d'électricité actuelle. La production d'électricité renouvelable devrait donc augmenter de façon importante, mais l'Allemagne disposerait de gisements suffisants pour répondre à cette demande supplémentaire.

Malgré son ambition, le scénario des associations ne parvient pas à atteindre une réduction de 95 % des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2050 dans le secteur des transports, mais « seulement » 86 %. Les émissions dues au transport aérien font obstacle : « Pour atteindre l'objectif de 95 % dans le secteur de transports, le trafic aérien devrait être encore bien plus réduit que dans le présent scénario, car les potentiels de gains d'efficacité sont déjà complètement épuisés », concluent les auteurs du rapport.

## Réduire la place de la voiture

Dans son propre travail sur la future mobilité, élaboré pour l'association fédérale des énergies renouvelables (BEE)<sup>112</sup>, l'institut InnoZ insiste sur la réduction de la place de la voiture, notamment en ville. Se contenter de remplacer la voiture actuelle par des voitures électriques ou des carburants renouvelables n'a « aucun sens », estime l'InnoZ, parce que cela ne réglera aucun des problèmes que pose cet objet : occupation d'espace public, congestion du trafic, consommation de ressources, etc. Mais l'institut rappelle que l'hégémonie de l'automobile n'est pas tombée du ciel, elle a été imposée par la politique : en Allemagne, le Troisième Reich a entrepris la construction d'autoroutes alors qu'il n'existait pas encore de marché des voitures particulières. Dans les années 1950, alors qu'il transportait à l'époque les deux tiers des Berlinoises, les autorités de Berlin-Ouest ont démonté les voies de tramway pour faire de la place aux automobiles. Il n'y a donc pas de fatalité en la matière : ce que la politique a fait, elle peut le défaire.

L'InnoZ estime que la mobilité en ville pourrait être organisée autour de plateformes permettant de passer avec un seul et même abonnement du train au tramway, bus, autos ou vélos en libre-service, selon ses besoins. Les technologies numériques permettent d'ores et déjà d'envisager des offres multimodales permettant de passer d'un mode de transport à l'autre de façon rapide et flexible, et sans avoir à payer à chaque changement de véhicule. En zones périurbaine et rurale, la voiture demeurerait le mode de déplacement privilégié, mais elle serait alors électrique et alimentée par des installations renouvelables décentralisées. Pour les longs voyages, des flottes de véhicules électriques partagés permettraient aux voyageurs de se rendre à la gare routière ou ferroviaire. Train et bus assureraient les longs trajets, tandis que d'autres véhicules partagés seraient à disposition à l'arrivée pour parcourir les derniers kilomètres jusqu'à la destination finale.

Pour que ce nouveau monde devienne réalité, il faudrait agir sur trois leviers : un renforcement drastique des normes d'émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules, le soutien à un approvisionnement électrique décentralisé et intelligent grâce à la multiplication des smart-grids, et enfin le renchérissement du coût de la route. Ce dernier point est

---

<sup>112</sup> « Die neue Verkehrswelt » (Le nouveau monde des transports), InnoZ, janvier 2015.



déterminant, mais il est aussi le plus problématique sur le plan politique, parce qu'il suppose de prendre des mesures impopulaires. Il faudrait par exemple augmenter le prix des carburants, créer des péages urbains et autoroutiers, généraliser le stationnement payant sur l'ensemble des zones urbaines – ce qui n'est pas la norme en Allemagne. Les responsables semblent ne pas encore avoir pris conscience de la valeur de l'espace public et du besoin de réduire le nombre de véhicules en stationnement qui occupent cet espace. Mais qui convaincra les politiques allemands d'agir contre la vache sacrée automobile ?

Le Programme d'action pour la protection du climat 2020 prévoit de renforcer les investissements dans les chemins de fer afin de développer le ferroviaire pour le transport de personnes et de marchandises. Il envisage d'investir dans les infrastructures fluviales et d'inciter les bateliers à choisir des navires fonctionnant au gaz naturel liquide. Le plan prévoit aussi le développement des transports en commun, de la marche et du vélo. Mais il ne comporte aucune initiative s'attaquant à la place de l'automobile. « C'est très dommage que le gouvernement allemand ne soutienne pas davantage l'évolution dans ce domaine, car nous avons vu ce que cela donne dans le secteur de l'électricité, rappelle Frank Wolter, porte-parole de l'institut InnoZ. On introduit des règles contraignantes, l'industrie dans son ensemble se plaint, assure qu'elle court à la ruine, mais au final on crée une économie significativement plus efficace en énergie. Et cela permet aussi de gagner en compétitivité sur de nouveaux marchés ayant un fort potentiel à l'international (isolation des logements, fabrication d'éolienne, etc.). Pourquoi ne fait-on pas cela dans le domaine de l'automobile ? »

Cela paraît d'autant moins inimaginable qu'un renversement s'observe déjà : la voiture est en train de perdre son statut de symbole d'autonomie, de liberté et de réussite sociale, et elle n'est plus une priorité pour les jeunes générations. Alors que plus de 90 % des Allemands âgés de 18 à 35 ans possédaient un permis de conduire en 1996-1999, ce taux avait chuté à quelque 80 % en 2008-2011. De même, la révolution numérique permet de faire de l'auto-partage une solution de plus en plus prisée et facile d'accès. On ne tient pas absolument à posséder une voiture, mais à se déplacer. Début 2015, l'association fédérale de l'auto-partage (Bundesverband CarSharing) dénombrait déjà 150 entreprises de car-sharing en Allemagne et plus d'un million d'utilisateurs. À l'échelle européenne et mondiale, nombreuses sont les grandes villes (New York, Londres, Paris, etc.) ayant entrepris de réorganiser l'espace public pour qu'il soit mieux réparti entre piétons, cyclistes, voitures et transports en commun. De leur côté, les grandes villes asiatiques connaissent d'énormes problèmes de pollution et de congestion automobile. Elles sont déjà saturées et ont besoin d'alternatives. « L'industrie automobile lutte évidemment pour continuer à vendre des voitures, mais tous les grands constructeurs ont compris que le futur sera différent, estime Frank Wolter. Ce n'est pas pour rien que BMW, Daimler et d'autres investissent dans des projets d'auto-partage, de recherche intelligente de places de stationnement, de voitures communiquant avec les autres modes de transport, etc. Le changement ira plus vite dans les pays qui n'ont pas de grosse industrie automobile, comme le Danemark ou les Pays-Bas. Mais, à long terme, tout le monde sait qu'il y a un besoin de changement. »

Ce changement ne viendra pas de lui-même, et il faudra que la société elle-même évolue pour exiger de son personnel politique qu'il s'attelle sérieusement à la tâche. De toute façon, le gouvernement allemand devra tôt ou tard élaborer un nouveau modèle énergétique pour le transport, car il ne pourra sans cela atteindre les objectifs climatiques qu'il s'est fixés. « Le sujet des transports n'est pas encore ancré dans l'agenda politique, déplore Lars Mönch, de l'Agence fédérale de l'environnement. Mais nous sommes fermement convaincus que ce sujet va gagner en importance et qu'il sera traité. » Le débat sur l'avenir des transports commence en effet à s'ouvrir de l'autre côté du Rhin. En septembre 2016, le Bundesrat, la chambre du Parlement où siègent les représentants des Länder, en a posé les termes de façon surprenante<sup>113</sup>. Dans une résolution concernant la « stratégie européenne pour une mobilité à faible taux d'émissions », il stipulait que seuls les véhicules neufs individuels zéro émission devront être autorisés au plus tard à compter de 2030 dans l'ensemble de l'Union européenne. Dans un pays où l'industrie automobile pèse près de 800 000 emplois, cette déclaration a immédiatement déclenché une polémique sur l'interdiction des véhicules essence et diesel. Le ministre des Transports, Alexander Dobrindt (CSU), a pour sa part qualifié cette proposition de « complètement irréaliste ». « Les véhicules ont une durée de vie d'environ 20 ans et, si l'on veut un secteur neutre en CO<sub>2</sub> en 2050, alors il faudra que les nouvelles flottes de véhicules soient zéro émission autour de 2030, explique Christian Hochfeld, directeur du think tank Agora Verkehrswende, créé au printemps 2016. Il ne s'agit pas d'interdire mais de tendre vers cet objectif, grâce à l'abaissement des normes d'émissions des véhicules, aux incitations fiscales, à des taxes, etc. » Selon lui, le secteur automobile est de toute façon déjà soumis à des « méga-tendances » à l'échelle mondiale, rendant sa transformation inéluctable : réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, montée de l'auto-partage, du tout-numérique et des véhicules autonomes.

La transition est aussi un enjeu de compétitivité pour l'industrie automobile allemande. « Plusieurs constructeurs ont déjà compris qu'il ne s'agira plus pour eux de seulement vendre des voitures, mais de devenir des prestataires de mobilité, assure Christian Hochfeld. Pour moi, la question de savoir s'il est possible ou pas de décarboner le secteur des transports ne se pose pas. En revanche, il nous reste à convaincre la majorité des gens que cela est faisable et bénéfique pour notre économie. »

---

**113** En réalité, cette position n'est qu'à moitié surprenante lorsque l'on souvient que 11 des 16 Länder sont codirigés par les Verts.



## ÉPILOGUE

Le débat sur la transition énergétique allemande a souvent été réduit, en France, à la question de la sortie du nucléaire. J'espère avoir suffisamment démontré dans cet ouvrage que l'*Energiewende* était un véritable projet de société dont le nucléaire n'est pas, ou plutôt n'est plus, le principal enjeu. En outre, grâce aux mesures prises dès 2000, la sortie de l'atome n'est pas aujourd'hui le plus gros défi posé à l'Allemagne. Bien sûr, les problèmes engendrés par le nucléaire occuperont encore longtemps le pays, notamment à cause du casse-tête de la gestion des déchets radioactifs. Mais l'énergie nucléaire n'a toujours représenté qu'une faible part de l'approvisionnement énergétique de ce pays.

Il en va en revanche tout autrement des énergies fossiles, dont le système énergétique allemand dépend encore presque entièrement. La sortie du charbon, du pétrole, voire du gaz d'origine fossile, sont pourtant bel et bien l'horizon de la transition allemande. C'est en effet la condition sine qua non pour que le pays atteigne son objectif climatique : l'avènement d'une économie décarbonée d'ici à 2050. Et ce sont là des chantiers d'une grande ampleur dans un pays industriel comme l'Allemagne : il a fallu une vingtaine d'années pour que les énergies renouvelables produisent un quart de l'électricité du pays, et il faudrait à présent qu'en seulement 35 ans l'ensemble du système énergétique soit transformé ! Les objectifs allemands sont-ils bien sérieux ?

Je pense, pour ma part, qu'ils le sont, car les structures du changement sont en train de se mettre en place. Cependant, rien ne permet de dire dans quelle mesure ces objectifs seront atteints. Les plans de sortie des énergies fossiles ne sont pas encore écrits, même si des ébauches commencent à voir le jour, et la transition en est encore à ses débuts. Toutefois, les lignes bougent. Les énergies renouvelables sont arrivées à maturité et peuvent être déployées à un tout autre rythme qu'auparavant, et pour un coût bien moindre. Elles seraient en vérité moins chères que les énergies dites conventionnelles si l'on voulait bien faire payer à ces dernières ce qu'elles coûtent vraiment : le prix du réchauffement climatique et des dégâts environnementaux. Cela permettrait par la même occasion d'accélérer le changement.

Sur le plan politique, plusieurs signes sont encourageants. Avec le gouvernement de coalition arrivé au pouvoir fin 2013, un grand ministère de l'Économie et de l'Énergie a enfin vu le jour, alors que l'énergie n'avait jusque-là pas de ministère attitré. Le ministre en charge, le vice-chancelier Sigmar Gabriel, avait d'emblée déclaré que l'efficacité énergétique devait être le « deuxième pilier » de l'*Energiewende*, aux côtés des énergies renouvelables, ce qui s'est traduit par un premier train de réformes dans ce domaine. Enfin, le gouvernement se dit déterminé à respecter ses engagements climatiques, malgré une politique timorée

consistant à surprotéger les secteurs conventionnels (comme l'industrie du charbon, l'automobile ou l'agriculture intensive).

Tout cela illustre le fait que cette transition n'est pas gagnée d'avance. En effet, les mesures prises jusqu'ici pourraient ne pas suffire pour atteindre le premier objectif de réduction de 40 % des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2020. Il existe pourtant une manière relativement peu coûteuse d'y parvenir : engager dès maintenant la sortie du charbon, comme le recommandent plusieurs experts. Cependant, le dernier gouvernement de coalition n'a pas osé passer le pas et entamer véritablement les négociations avec exploitants et syndicats pour préparer cette sortie. En la matière, son action se caractérise par des demi-mesures. La chancelière Angela Merkel, qui avait surpris tout le monde après la catastrophe de Fukushima en décidant de fermer immédiatement des centrales nucléaires, se fait, depuis, peu prolixe sur le sujet de la transition.

Malgré cette valse-hésitation, le débat autour du charbon est de plus en plus vif outre-Rhin à mesure que la menace climatique se précise. Il y a fort à parier que le prochain gouvernement attaquera ce sujet de façon frontale, en fixant la priorité sur la conversion économique des bassins d'emplois concernés. Car la transition écologique ne peut réussir sur fond de casse sociale. Néanmoins, même si le rythme de réduction des émissions mériterait d'être plus rapide, l'Allemagne ne relance absolument pas le charbon, contrairement à ce que des personnes mal informées colportent en France. Il faut le répéter, les premières grandes centrales à charbon seront éteintes d'ici à 2020, avant même que la dernière centrale nucléaire soit arrêtée, et la part de cette énergie fossile dans le mix électrique ne cesse de décroître. On constate un retard similaire de la baisse des émissions dans d'autres secteurs, comme les transports ou l'agriculture, où industriels et politiques commencent seulement à prendre conscience que l'heure est venue qu'ils participent à l'effort collectif. Reste que la transition énergétique est un sujet qui mobilise de vastes pans de la société allemande : ses chercheurs, son industrie, ses entreprises publiques et privées, mais aussi ses territoires, ce qui laisse penser que l'*Energiewende* peut réussir.

Qu'en est-il de l'autre côté du Rhin ? La transition peut-elle « prendre » en France ? L'Hexagone s'est doté d'une loi de transition énergétique fixant des objectifs également ambitieux : réduire la consommation d'énergie de 50 % d'ici à 2050, porter à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie en 2030 ou diviser par quatre les émissions de CO<sub>2</sub> du pays d'ici à 2050. Et, en théorie, la France pourrait avoir moins de difficultés que l'Allemagne pour les atteindre : son territoire est plus vaste, pour une population moins nombreuse, et recèle des gisements d'énergie renouvelable plus variés. Mais, en pratique, la politique du « stop and go » dans le soutien aux énergies renouvelables a fait perdre au pays de nombreuses années dans le développement de ces technologies. Il en va de même dans le bâtiment, où la culture du contrôle de la performance est récente et n'est pas encore généralisée. La transition dans les transports, quant à elle, n'est guère plus avancée qu'en Allemagne. Enfin, et surtout, l'hégémonie du nucléaire combinée au centralisme de la politique énergétique a longtemps entravé l'émergence d'alternatives.

Toutefois, en France aussi, les lignes bougent. Pour la première fois, un président de la République s'est engagé à réduire la part du nucléaire dans le mix électrique

- un objectif confirmé par la loi de transition énergétique, qui stipule que cette part doit être ramenée à 50 % en 2025, contre 75 % actuellement. En outre, le mythe de l'électricité nucléaire bon marché s'est effondré. Malgré l'incapacité du dernier gouvernement à fermer comme promis une première centrale (celle de Fessenheim) au cours de la mandature, il est peu concevable que le pays s'entête à maintenir son parc électro-nucléaire à sa capacité actuelle. Non seulement pour des raisons de sécurité et de coûts, mais aussi pour des raisons d'évolution du paysage énergétique. De plus en plus de Français veulent du renouvelable et les collectivités locales ont compris l'intérêt de mener la transition à leur échelle pour redynamiser leur région : le nombre de Territoires à énergie positive s'est ainsi multiplié en quelques années (dernièrement avec le concours du ministère de l'Environnement).

Enfin, le contexte international engage l'ensemble des pays industrialisés de la planète à relever un défi monumental : se sevrer des énergies fossiles. L'Accord de Paris sur le climat de 2015, signé par tous les pays de la planète et ratifié dès l'année suivante par les plus gros pollueurs (Chine, États-Unis, Union européenne), fixe l'objectif de contenir le réchauffement climatique « bien en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels » tout en visant le seuil de 1,5 °C. Un tel objectif n'est atteignable que si le monde vise le 100 % renouvelable le plus rapidement possible. En effet, les gaz à effet de serre s'accumulent dans l'atmosphère et l'élévation de la température de la planète avait déjà atteint 1,2 °C en 2016. Les émissions annuelles mondiales de CO<sub>2</sub> n'augmentent plus, certes, mais cela ne suffit pas. Elles devraient déjà être en train de diminuer. Il s'agit par conséquent non seulement d'agir, mais d'agir vite.

Malheureusement, en France non plus le plan de sortie des énergies fossiles n'est pas très lisible. Le pouvoir politique fait encore trop souvent des questions environnementales un sujet périphérique et il a pris la mauvaise habitude de fixer des objectifs sans élaborer la trajectoire pour les atteindre. Le moment est au contraire venu de faire de la lutte contre le réchauffement climatique une priorité de l'agenda politique, quels que soient les futurs gouvernements, et de tracer la voie d'une sortie rapide des énergies fossiles. En France comme en Allemagne, l'échéance de 2050 n'est pas si éloignée quand on considère l'ampleur des transformations à accomplir. Il n'y a donc plus de temps à perdre.

## **Remerciements de l'auteur**

Je remercie chaleureusement Andreas Rüdinger et Dimitri Pescia pour leur relecture experte et leurs conseils, Elisabeth Jund pour sa relecture amicale, Laura Fredducci et Aurore Lalucq pour leur collaboration bienveillante, et enfin mon épouse pour son soutien durant la rédaction de cet ouvrage.

## L'auteur

Journaliste sciences et environnement, Vincent Boulanger s'est spécialisé depuis une douzaine d'années sur les sujets liés aux énergies renouvelables, à l'efficacité énergétique et au bâtiment écologique. Il a successivement été rédacteur en chef adjoint du magazine *Le Journal des énergies renouvelables*, édité par l'Observatoire des énergies renouvelables (Observ'ER), puis rédacteur en chef de *La Maison écologique*. Résidant en Allemagne depuis 2011, il travaille de façon indépendante et couvre la transition énergétique allemande pour les titres cités, ainsi que pour le mensuel *Alternatives économiques*. Depuis 2016, il est également conseiller éditorial des revues d'Observ'ER : *Le Journal de l'éolien*, *Le Journal du photovoltaïque* et *Le Journal des énergies renouvelables*.





# Transition énergétique : comment fait l'Allemagne

Vincent Boulanger

« Pour compenser la fermeture des centrales nucléaires, l'Allemagne a relancé des centrales à charbon ! » « *L'Energiewende?* Un gouffre financier ! » Les idées reçues sur la transition énergétique allemande sont légion en France, et ce phénomène n'est pas anodin : il démontre la puissance de certains lobbys et la force des mythes qui entourent ces questions dans le débat public.

Pourtant, depuis plusieurs années, l'Allemagne s'est lancée dans un projet ambitieux : réduire d'au moins 80 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050 tout en sortant du nucléaire. Cette transition énergétique outre-Rhin – ou *Energiewende* – nourrit de nombreux fantasmes en France. Pour les uns, le prix de l'électricité flamberait et l'Allemagne serait sous la menace d'un black-out généralisé en raison de « l'intermittence » des énergies renouvelables ; pour d'autres, chaque foyer allemand serait désormais en capacité de produire sa propre énergie.

Le livre de Vincent Boulanger, que la Heinrich-Böll-Stiftung France réédite ici dans une version actualisée, remet à plat l'ensemble des étapes de ce « défi du siècle » et répond point par point aux idées reçues. Loin des caricatures, l'ambition est ici de démêler le vrai du faux pour comprendre *L'Energiewende* : ses origines, ses succès, ses échecs et ses zones d'incertitude. À l'heure où la France est à l'aube d'un choix décisif pour son avenir énergétique, à savoir la prolongation et donc la rénovation de son parc nucléaire ou l'amorce d'une véritable transition énergétique, cet ouvrage nous donne tous les éléments pour tirer des leçons de l'expérience allemande.

ISBN 979-10-97395-00-1