

Transition énergétique : quels moyens pour diversifier le mix énergétique ?¹

Ruxandra Lazar

Le projet de loi sur la transition énergétique doit passer en février au Sénat avant son adoption définitive par le Parlement. Les deux objectifs majeurs de la version votée par l'Assemblée nationale cet automne (réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique et croissance des énergies renouvelables) suscitent des interrogations sur les plans pratique et juridique quant à leur faisabilité. De nombreux points restent à résoudre pour traduire dans les faits ces engagements électoraux pris par le chef de l'État et qui doivent constituer un texte stratégique du quinquennat de François Hollande.

La diversification du mix énergétique est l'un des principaux objectifs du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dont l'adoption est attendue pour le début 2015. Deux séries de mesures devraient notamment permettre d'atteindre cet objectif : la réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique et l'introduction de nouvelles règles encadrant le développement des énergies renouvelables.

Le modèle énergétique français s'est construit sur la place prépondérante de l'énergie nucléaire, qui représentait en 2013 73,7 % de la production nationale d'électricité. Avec 58 réacteurs nucléaires répartis sur 19 sites, la France est le plus grand exportateur d'électricité nucléaire dans l'Union européenne et le deuxième dans le monde après les États-Unis.

Dans le sillage de l'accident de Fukushima, la France s'est lancée dans une politique de réduction de la dépendance vis-à-vis du nucléaire, l'un des engagements de campagne de François Hollande consistant à réduire la part de l'énergie nucléaire à 50 % à l'horizon 2025 et fermer en 2016 la plus ancienne centrale nucléaire en exploitation en France

(Fessenheim). La fermeture de cette centrale soulève de nombreux problèmes juridiques et pratiques. Tout d'abord, les autorisations d'exploiter une centrale nucléaire ne sont pas limitées dans le temps. La réglementation oblige seulement les exploitants à procéder, tous les dix ans, au réexamen de la sûreté de l'installation. À la suite de ce type d'examen, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a autorisé, en 2011 et 2013, la poursuite de l'exploitation des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim pour dix ans supplémentaires, sous réserve de la réalisation de certains travaux. À l'issue de ces dix années, de nouveaux examens auront lieu, pouvant aboutir à une nouvelle prolongation de la durée de vie des réacteurs.

Par ailleurs, EDF a fait part de son souhait de prolonger la durée de vie des centrales au-delà de 40 ans, durée minimale pour laquelle les centrales nucléaires françaises ont été conçues à l'origine. Le parc nucléaire français, construit essentiellement dans la décennie 1980, est en effet relativement jeune et des investissements, certes importants, mais sans commune mesure avec des équipements neufs, peuvent permettre de prolonger sa durée de fonctionnement, sous réserve de l'avis de l'ASN.

1. Les titres et intertitres sont de la rédaction.

Ensuite, la fermeture d'une centrale nucléaire ne peut être prononcée que par le ministre chargé de la sûreté nucléaire pour des raisons techniques ou de sécurité, ou décidée par l'exploitant pour des raisons industrielles. En dehors de ces raisons, une loi est nécessaire et la fermeture ouvrirait nécessairement droit à indemnisation en faveur d'EDF.

Enfin, un autre obstacle à une fermeture rapide de la centrale de Fessenheim résulte du délai d'environ quatre ans nécessaire, en raison des délais réglementaires applicables, pour obtenir l'autorisation de fermeture d'une centrale nucléaire².

Une solution fragile juridiquement

Les difficultés précitées ont obligé le gouvernement à ne pas faire référence, dans le projet de loi, à la fermeture de la centrale de Fessenheim et à avoir recours à un mécanisme plus subtil pour encadrer juridiquement la volonté de réduire la part du nucléaire dans la production énergétique.

Ce mécanisme repose sur deux principes. D'une part, parmi les grands objectifs à atteindre, figure la baisse de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 %, à l'horizon 2025. D'autre part, le projet de loi – dans la version votée par les députés – pose le principe du plafonnement de la capacité de production nucléaire à son niveau actuel – 63,2 GW –, ce qui a pour conséquence l'interdiction de délivrer des autorisations pour l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires si ce plafond est dépassé. En outre, le projet de loi instaure un plan stratégique qui doit être mis en œuvre par tout exploitant qui produit plus du tiers de la production d'électricité nationale – en pratique, seule EDF est concernée par cette disposition, dont le but est d'obliger l'exploitant à prendre en compte les objectifs de diversification lorsqu'il décide de ses investissements.

Le mécanisme préconisé par le projet de loi rend l'exploitant responsable de la gestion de la capacité de production nucléaire : les

arbitrages entre les fermetures et créations de centrales seraient faits non par l'État, mais par EDF. Ainsi, par exemple, pour pouvoir mettre en service l'EPR de Flamanville – d'une capacité de 1 650 MW et dont la première production commerciale est prévue pour 2017, selon la dernière annonce de l'exploitant –, c'est EDF qui devrait avoir décidé auparavant de fermer des capacités de production nucléaire équivalentes. Il peut s'agir de la centrale de Fessenheim ou d'une autre centrale.

Ce mécanisme est fragile juridiquement et les modalités de sa mise en œuvre demeurent incertaines. Des incertitudes existent tout d'abord quant aux modalités de réalisation de l'objectif de réduction de 25 % de la part de l'énergie provenant du nucléaire en 2025.

Il convient de souligner à titre liminaire que cet objectif va à l'encontre des préconisations suggérées dans le rapport « Énergies 2050 » établi en 2012 par un groupe de travail chargé par le ministre de l'Énergie de mener une analyse des différents scénarios de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050³. Ce rapport faisait le constat qu'il fallait « *[laisser] ouverte la question de la part du nucléaire en 2050 et même en 2030. Celle-ci dépendra en effet de plusieurs facteurs : réussite des politiques de maîtrise de la demande, baisse des coûts des énergies renouvelables, percées technologiques, retour d'expérience sur le fonctionnement des EPR français et étrangers, prix du gaz naturel* ». Le groupe de travail recommandait dès lors de ne pas se fixer d'objectif de part du nucléaire à quelque horizon que ce soit.

Ni l'étude d'impact, ni les travaux sur le projet de loi relatif à la transition énergétique à l'Assemblée nationale ne permettent de savoir, à ce stade, comment cet objectif sera atteint. Pourtant, un consensus s'était dégagé à l'occasion du débat national sur la transition énergétique concernant la nécessité pour les parlementaires de disposer, avant l'examen du projet de loi sur la transition énergétique, d'une étude de faisabilité précisant les diverses trajectoires permettant d'atteindre l'objectif de 50 % de nucléaire en 2025 et leurs

2. Cf. réponse de la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie à une question posée par F. Reynier, député, publiée au *JO* le 4 juin 2013.

3. Centre d'analyse stratégique, rapport « Énergies 2050 » établi par un groupe de travail présidé par Jacques Percebois, février 2012.

conséquences, notamment économiques, sociales et environnementales⁴.

Deux députés auteurs d'un rapport présenté à l'Assemblée nationale en relation avec les coûts de la fermeture de la centrale de Fessenheim⁵ ont évalué les moyens d'atteindre cet objectif sur la base des scénarios de consommation d'électricité établis par RTE à l'occasion de son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité de 2014⁶. Selon eux, l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité d'ici 2025 peut impliquer soit la fermeture d'une vingtaine de réacteurs d'ici 2025 (dans un scénario où la consommation stagne et les modes de production se diversifient)⁷, soit aucune fermeture (dans un scénario basé sur une diversification des modes de production et une augmentation sensible de la consommation d'électricité).

Quid de l'indemnisation d'EDF ?

Le mécanisme s'avère aussi problématique au regard des directives européennes relatives à la libéralisation du secteur de l'énergie qui posent le principe de la liberté de construction de nouvelles capacités de production. Le plafonnement envisagé aboutirait à un cloisonnement du marché nucléaire français, dans la mesure où l'intégralité du parc est aujourd'hui exploitée par EDF et que de nouvelles capacités de production ne peuvent être créées que si EDF décide de fermer une unité de production.

4. Rapport du groupe de travail « Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025 ? Quels types de scénarios possibles aux horizons 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ? », juillet 2013.

5. Rapport d'information déposé à l'Assemblée nationale le 30 septembre 2014 par la commission des Finances, de l'Économie générale et du Contrôle budgétaire sur le coût de la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires : l'exemple de Fessenheim est présenté par les députés M. Goua et H. Mariton.

6. RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande 2014.

7. Chiffre également retenu par le directeur général de l'Énergie et du Climat lors de l'audition le 26 mars 2014 par une commission parlementaire d'enquête ayant étudié les conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim.

Cela revient à empêcher l'entrée d'autres acteurs sur le marché de la production d'électricité nucléaire en France, ce qui pourrait être critiqué par la Commission européenne.

Enfin, la loi ne prévoit rien s'agissant de l'indemnisation d'EDF pour la perte subie du fait des fermetures anticipées des centrales. L'étude d'impact ayant précédé le projet de loi mentionne que l'arrêt des installations au titre du mécanisme de plafonnement peut nécessiter une indemnisation de l'exploitant par l'État, notamment si l'exploitant n'a d'autre choix que d'arrêter l'installation avant la fin de la durée prévue pour son amortissement. Cette étude précise que le montant de l'indemnisation serait fixé en fonction du contexte particulier de chaque installation.

Le rapport d'information précité sur le coût de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim – qui a le mérite d'être le seul document officiel donnant une estimation de l'impact du plafonnement imposé par le projet de loi – chiffre à 4 milliards d'euros l'indemnisation susceptible d'être payée par l'État aux entreprises ayant participé au financement de la centrale de Fessenheim, sur la base d'une hypothèse de prolongation de la durée de fonctionnement de la centrale jusqu'à 60 ans.

Les auteurs du rapport soulignent que, dans le cas de la centrale de Fessenheim, l'indemnisation devra prendre en compte les investissements réalisés par EDF depuis les derniers examens de sûreté décennaux, le rendement escompté, mais aussi l'indemnisation de la société allemande EnBW et du groupement d'électriciens suisse CNP. Ces entreprises ont participé aux côtés d'EDF au financement de la construction de la centrale et paient une part de ses coûts d'exploitation, recevant en contrepartie un pourcentage de l'énergie produite. Selon les deux députés, le montant de 4 milliards d'euros viendrait s'ajouter aux conséquences indirectes d'une décision de fermeture sur l'emploi (2 000 emplois étant liés à cette centrale), les finances des collectivités locales (les auteurs du rapport soulignent qu'EDF a versé, en 2013, 13,3 millions d'euros d'impôts locaux au titre de la centrale de Fessenheim) ou le réseau électrique (qu'il conviendra de redimensionner en Alsace pour faire face au

changement de situation de la région, qui deviendrait importatrice d'électricité).

La loi ne prévoyant rien au sujet de l'éventuelle indemnisation d'EDF, deux solutions s'ouvrent à l'entreprise : chercher à négocier cette indemnisation avec l'État ou introduire une action en responsabilité contre l'État. Une telle action est possible sur le fondement de la jurisprudence administrative relative à la responsabilité de l'État législateur⁸ et de la jurisprudence du Conseil constitutionnel qui reconnaît que le silence de la loi sur l'indemnisation d'un préjudice anormal et spécial causé par une loi ne prive pas les personnes intéressées de la possibilité de demander réparation de ce préjudice⁹.

Cependant, une incertitude subsiste quant à l'introduction d'une action en responsabilité dans la mesure où l'État est actionnaire à 85 % d'EDF et qu'il risque, en cette qualité, d'arbitrer au détriment des intérêts de l'actionnariat flottant d'EDF.

La relance ambitieuse des énergies renouvelables

L'autre point central du projet de loi concerne les énergies renouvelables : il prévoit de porter à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2030, alors que cette part s'élevait en 2012 à seulement 13,7 %¹⁰. Cet objectif paraît ambitieux dans la mesure où la France semble déjà loin d'atteindre la cible de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2020, conformément aux objectifs fixés au niveau de l'Union européenne et ce, malgré les effets d'aubaine des mécanismes de soutien actuellement en place.

8. Conseil d'État, 14 janvier 1938, *Société de produits laitiers La Fleurette*.

9. Conseil constitutionnel, décisions n° 89-254 DC du 4 juillet 1989, *Loi modifiant la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités d'application des privatisations*, n° 2001-451 DC du 27 novembre 2001. *Loi portant amélioration de la couverture des non-salariés agricoles contre les accidents du travail et les maladies professionnelles* et n° 2011-141 QPC du 24 juin 2011, *Société Electricité de France*.

10. Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés des énergies renouvelables*, édition 2014.

Le principal mécanisme de soutien du développement des énergies renouvelables consiste en l'obligation pour EDF et les entreprises locales de distribution d'acheter l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables à un tarif préférentiel plus élevé que le prix du marché. Cette obligation s'applique pendant des durées allant de 15 à 20 ans en fonction du type d'énergie renouvelable concernée.

Ce régime a cependant montré ses limites. Premièrement, parce que les tarifs d'achat garantis ont pu générer des profits exorbitants en faveur des producteurs d'électricité renouvelable, ainsi que l'ont soutenu la Commission de régulation de l'énergie et la Cour des comptes¹¹. Pour les installations photovoltaïques, le gouvernement a dû baisser les tarifs d'achat garantis à deux reprises, en 2009 et en 2010, et imposer un moratoire de quatre mois afin d'enrayer la bulle spéculative qui s'était développée sur ce marché à cause de l'existence de tarifs d'achat élevés et de la réduction du coût des équipements des centrales. Deuxièmement, il a été établi que les installations qui bénéficient de l'obligation d'achat ne sont pas exposées aux aléas de l'équilibre offre-demande. Ces installations produisent de l'électricité sans avoir à tenir compte des besoins réels et des contraintes du système électrique et alors même que le prix de l'électricité sur le marché devient négatif.

Confronté à ces problèmes, le gouvernement a privilégié ces dernières années le mécanisme des appels d'offres, notamment pour les installations photovoltaïques, de biomasse ou éoliennes en mer. Les appels d'offres permettent à l'État de choisir le type d'énergie qu'il souhaite promouvoir et de déterminer les principales conditions de réalisation des projets (techniques, économiques et financières et relatives à l'emplacement des projets). Le lauréat de l'appel d'offres se voit octroyer le droit de conclure avec EDF ou avec une entreprise locale de distribution un contrat d'achat d'électricité sur le long terme, à un prix garanti, sur

11. Commission de régulation de l'énergie, *Rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*, avril 2014 et Cour des comptes, *La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013.

la base duquel le candidat a remporté l'appel d'offres.

Une autre difficulté majeure à laquelle doivent faire face les développeurs de projets d'énergie renouvelable est l'insécurité juridique, conséquence de l'opposition du public vis-à-vis de ce type de projets.

Cette opposition aboutit souvent à des contentieux qui retardent les projets. L'exemple le plus édifiant est un contentieux qui, à l'issue de cinq ans de procédure, s'est achevé par l'annulation, par le Conseil d'État de l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations éoliennes au motif qu'il constituait une aide d'État illégale¹². Bien que le gouvernement ait réussi à sécuriser les projets concernés en notifiant le dispositif de soutien à la Commission européenne (qui a estimé qu'il était compatible avec le marché intérieur), l'incertitude et la longueur des procédures ont malgré tout découragé de nombreux investisseurs.

Enfin, selon les estimations du Syndicat des énergies renouvelables¹³, la durée des procédures administrative et contentieuse concernant un projet d'énergies renouvelables peut actuellement atteindre huit ans. Car ces projets sont soumis à de multiples autorisations, qui se recoupent souvent, sans que l'instruction soit menée de façon coordonnée, et auxquelles s'appliquent des délais de recours différents. Ce système a pu donner lieu à des recours abusifs qui ont retardé le développement des projets.

Quel « complément de rémunération » pour les producteurs ?

Le projet de loi tente de répondre aux critiques faites au mécanisme de l'obligation d'achat en instaurant un dispositif de soutien plus sensible à l'évolution des marchés, en posant les bases d'une plus grande implication des collectivités locales et des citoyens dans les projets d'énergies renouvelables et

en simplifiant les procédures administratives applicables à ces projets.

Le projet de loi prévoit ainsi la possibilité de recourir à un mécanisme complémentaire et non cumulable avec l'obligation d'achat ou le contrat avec tarif d'achat garanti conclu à l'issue des appels d'offres. Ce mécanisme consiste en la possibilité pour les producteurs d'énergies renouvelables de vendre directement sur le marché l'électricité produite tout en bénéficiant du versement d'une prime appelée « complément de rémunération ». Le versement de cette prime se fera à travers un contrat conclu avec un acheteur « obligé » (EDF ou une entreprise locale de distribution).

Afin de prévenir les effets d'aubaine, il est prévu que le niveau du complément de rémunération reversé aux producteurs d'énergies renouvelables sera réajusté périodiquement afin de prendre en compte la réduction des coûts supportés par les nouvelles installations éligibles. En instaurant le « complément de rémunération », le législateur vise à mettre en œuvre un mécanisme plus flexible, moins coûteux pour les consommateurs et susceptible de rendre les sources d'énergies renouvelables plus sensibles à l'évolution des marchés. Ce mécanisme est directement inspiré des nouvelles lignes directrices adoptées au niveau de l'Union européenne en matière d'aides d'État à la protection de l'environnement et de l'énergie¹⁴. Ces lignes directrices ont pour objectif de remédier aux distorsions du marché qui peuvent résulter des subventions accordées aux énergies renouvelables, en favorisant une évolution progressive vers des mécanismes de soutien fondés sur le marché.

Le mécanisme prévu par le projet de loi est pour l'heure incomplet, certaines de ses caractéristiques devant être déterminées par voie réglementaire. Il en est ainsi, notamment, des installations éligibles au nouveau dispositif de soutien et du niveau de la compensation perçue au titre du « complément de rémunération ».

Il est donc difficile à ce stade d'évaluer l'impact de ces dispositions sur le développement des énergies renouvelables en France. Celui-ci

12. Conseil d'État, 28 mai 2014, n° 324852, association Vent de colère !

13. 30 mesures de simplification administrative proposées par le Syndicat des énergies renouvelables 2014-2015.

14. Commission européenne, Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, avril 2014.

dépendra en partie des modalités de détermination du « complément de rémunération » qui seront fixées par décret. La possibilité pour les opérateurs de choisir entre les deux dispositifs de soutien et la forme de la prime (*ex ante* ou *ex post*) seront sans doute les sujets-clés du décret. Dans le mécanisme de prime *ex post* (utilisé au Royaume-Uni, en Allemagne et en Italie), une prime-cible est définie en début de période et une prime additionnelle au prix de marché est attribuée *ex post*, en se fondant sur l'écart constaté avec le prix du marché. À ce stade, la prime *ex post*, qui présente selon le Syndicat des énergies renouvelables l'avantage d'assurer une bonne visibilité sur le long terme pour l'ensemble des acteurs¹⁵, semble la piste privilégiée par le gouvernement.

La question de la participation des acteurs locaux

Le projet de loi comporte deux séries de dispositions destinées à renforcer l'acceptation locale et, de ce fait, la sécurité juridique des projets d'énergies renouvelables.

Premièrement, le projet de loi prévoit que les communes et leurs groupements pourront participer au capital d'une société anonyme dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables sur leur territoire ou participant à l'approvisionnement énergétique de leurs territoires. La participation d'une collectivité locale au capital d'une société commerciale étant par principe interdite par la loi, une disposition de valeur législative était nécessaire pour permettre aux collectivités locales de participer aux projets d'énergies renouvelables.

Deuxièmement, le projet de loi prévoit la possibilité, pour les sociétés de projet mises en place pour la production d'énergies renouvelables, d'ouvrir une partie de leur capital aux habitants résidant à proximité et aux collectivités sur le territoire desquelles se situe le projet. Une version préparatoire du projet de loi prévoyait d'imposer à ces sociétés d'ouvrir leur capital aux citoyens et aux collectivités locales, mais cette disposition a été censurée par le

15. Syndicat des énergies renouvelables, *Réponse à la consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien*, février 2014.

Conseil d'État qui a considéré qu'elle portait à la liberté d'entreprendre une atteinte qui n'était pas justifiée par l'intérêt général. L'impact de ces dispositions non contraignantes sur le développement des énergies renouvelables ne pourra être évalué qu'à l'aune de la pratique.

Une seule disposition du projet de loi concerne la simplification des procédures administratives en matière d'énergies renouvelables, alors qu'une version antérieure du projet de loi était plus ambitieuse à ce sujet. Il s'agit de l'autorisation donnée à la généralisation sur le territoire national de l'expérimentation d'une « autorisation unique » dans le domaine énergétique. Cette expérimentation a été introduite en 2014 dans les domaines de l'éolien terrestre, de la méthanisation et des installations hydroélectriques de moins de 4,5 MW¹⁶. Le principe de l'autorisation unique est de regrouper les procédures d'autorisation des installations en prévoyant un dossier, une procédure d'instruction unique et une autorisation unique. Cela aurait pour conséquence de diminuer les délais des procédures judiciaires car une seule décision administrative susceptible de recours subsisterait.

Une précédente version du projet de loi prévoyait de limiter les délais des procédures contentieuses concernant les projets d'énergies renouvelables en mer. Il était ainsi envisagé d'attribuer au Conseil d'État une compétence en premier et dernier ressort pour juger des recours contre les différentes autorisations octroyées pour le développement de ce type de projet. Cette disposition a été censurée par le Conseil d'État au motif que la production d'énergie renouvelable ne constituait pas un motif d'intérêt général, seule condition permettant de déroger au principe de la double juridiction. Afin d'abrèger les procédures, un décret est néanmoins en cours de préparation visant à confier le contentieux de l'éolien en mer à une cour d'appel administrative unique. ■

16. Ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014 relative à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement et ordonnance n° 2014-619 du 12 juin 2014 pour les installations, ouvrages, travaux et activités soumis à autorisation au titre de l'article L. 214-3 du Code de l'environnement.