

Quel système électrique pour la France en 2050 ?

par

■ **Didier Roux** ■

Membre de l'Académie des sciences
Président du conseil scientifique de l'ADEME

■ **François Moisan** ■

Directeur exécutif de la stratégie,
de la recherche et de l'international
Directeur scientifique de l'ADEME

■ **David Marchal** ■

Chef adjoint du service réseaux
et énergies renouvelables de l'ADEME

■ **Bernard Tamain** ■

Physicien, membre de l'association Sauvons le climat

■ **Claude Henry** ■

Professeur à l'université Columbia, président du Conseil scientifique de l'IDDRI
(Institut du développement durable et des relations internationales) – Sciences Po

En bref

À l'approche de la COP21, l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) a souhaité examiner la possibilité de mettre en place, en France et à l'horizon 2050, une production d'électricité s'appuyant à 100 % sur des ressources renouvelables. Une première version de l'étude a fuité dans la presse et a fait l'objet de nombreuses controverses. La version définitive a été publiée en octobre 2015, mais l'association Sauvons le climat continue à contester une grande partie de ses conclusions, que ce soit en matière de prévision de la consommation, de gestion de l'intermittence, de stabilité du réseau ou encore de coûts. Elle considère que le recours au nucléaire restera indispensable si l'on veut lutter efficacement contre le changement climatique. De son côté, Claude Henry estime que le temps de l'expansion du nucléaire est révolu (sauf en Chine et en Inde) et que les énergies renouvelables laissent présager une révolution technique et organisationnelle comparable à celle qu'a représentée l'invention du transistor...

Compte rendu rédigé par Élisabeth Bourguinat

L'Association des Amis de l'École de Paris du management organise des débats et en diffuse des comptes rendus, les idées restant de la seule responsabilité de leurs auteurs. Elle peut également diffuser les commentaires que suscitent ces documents.

Séminaire organisé grâce aux parrains de l'École de Paris (liste au 1^{er} mai 2016) :

• Airbus Group • Algoé¹ • ANRT • Be Angels • Cap Digital • Carewan² • CEA • Chambre de Commerce et d'Industrie de Paris Île-de-France • CNES • Conseil Supérieur de l'Ordre des Experts Comptables • Crédit Agricole S.A. • Danone • EDF • ESCP Europe • FABERNOVEL • Fondation Charles Léopold Mayer pour le Progrès de l'Homme • Fondation Crédit Coopératif • Fondation Roger Godino • Groupe BPCE • HRA Pharma² • IdVectoR¹ • La Fabrique de l'Industrie • La Poste • Mairie de Paris • MINES ParisTech • Ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique, DGE • NEOMA Business School • Orange • PSA Peugeot Citroën • Renault • SNCF • Thales • Total • UIMM • Ylios

1. pour le séminaire Ressources technologiques et innovation
2. pour le séminaire Vie des affaires

■ Introduction par François Moisan

L'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) est un établissement public placé sous la double tutelle du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, et du ministère de la Recherche. Elle a trois grandes missions : mener des études prospectives, conseiller l'État pour la mise en œuvre des politiques publiques et jouer le rôle d'opérateur pour leur mise en application. Pour cette troisième mission, elle dispose d'instruments dédiés à la "massification de la transition énergétique", comme le Fonds chaleur renouvelable ou les outils consacrés à l'innovation dans le cadre des Investissements d'avenir.

L'étude « Un mix électrique 100 % renouvelable ? » relève de la mission de prospective de l'ADEME. Il ne s'agit ni d'un scénario, ni d'une préconisation. Elle ne vise pas à conseiller l'État dans la définition des politiques publiques, mais simplement à analyser les conditions et les obstacles à la réalisation de certaines hypothèses, dans une approche purement technique et scientifique.

■ Exposé de David Marchal

À la suite de la publication à l'étranger de plusieurs rapports sur la faisabilité et les impacts d'un système électrique reposant à 100 % sur les EnR (énergies renouvelables), notamment aux États-Unis, il a paru intéressant d'en faire de même pour le cas français. L'étude « Un mix électrique 100 % renouvelable ? » devait répondre à plusieurs grandes questions : quel impact aurait l'augmentation massive des EnR dans le mix électrique de la France métropolitaine à l'horizon 2050 ? dans l'hypothèse d'une production électrique 100 % EnR, quels seraient le mix optimal, l'implantation géographique des moyens de production et l'impact économique d'un tel mix ?

Le choix de l'horizon 2050 était lié au besoin de nous appuyer sur des hypothèses déjà existantes en matière de démographie ou encore de coût des technologies. Nous nous sommes notamment servis de certains résultats d'une autre étude de l'ADEME, « Vision 2030-2050 », en particulier l'idée qu'il était envisageable d'atteindre une part de 46 % d'EnR sur le réseau électrique d'ici 2030, tout en équilibrant l'offre et la demande à chaque heure. À noter que pour limiter la complexité du modèle, nous avons retenu le pas horaire et non le niveau infrahoraire.

Nous avons, par ailleurs, utilisé les résultats d'un rapport sur les besoins de flexibilité et de stockage financé par l'ATEE (Association Technique Énergie Environnement), l'ADEME et le ministère de l'Économie. Selon ce document, la place du stockage économiquement viable dans le système électrique français devrait être relativement restreinte à l'horizon 2030. En effet, grâce aux STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), dont la capacité actuelle est de 5 GW, ainsi qu'à l'hydraulique pilotable (10 GW), le système français est déjà très flexible. Même avec un développement important des EnR, le potentiel de stockage supplémentaire économiquement rentable à l'horizon 2030 ne serait que de 2 GW.

Il est très important de préciser que, tout en prenant en compte ces différents éléments, l'étude « Un mix électrique 100 % renouvelable ? » suit une approche très différente de la méthode des scénarios : elle ne se préoccupe pas de la trajectoire qui pourrait nous conduire de la situation actuelle à la situation envisagée pour 2050.

La maîtrise d'œuvre

L'étude a été confiée à un groupement de trois entreprises : Artelys, un bureau d'étude doté d'un logiciel d'optimisation et de simulation du réseau électrique ; Énergies demain, autre bureau d'étude spécialisé dans la modélisation de la demande d'électricité ; et le laboratoire Armines-Persée, qui a travaillé sur la modélisation de la production d'énergie renouvelable, en particulier l'éolien et le photovoltaïque.

Le modèle d'Artelys est utilisé par les gestionnaires de réseau ou les régulateurs pour étudier la pertinence économique d'investissements dans le réseau, en France et en Europe. Dans le cadre de l'étude, il nous a permis de procéder à une double optimisation. La première concerne le parc à installer : dans l'hypothèse d'un mix 100 % EnR, il s'agit de déterminer quelle capacité attribuer à chaque type d'énergie (photovoltaïque, éolien, biomasse, énergies marines, etc.) dans chaque région afin de minimiser le coût de production, en sachant qu'il est possible de jouer sur les capacités d'échange interrégionales et de stockage. La deuxième optimisation concerne le *dispatch* dans le système électrique, c'est-à-dire, à parc donné, la mobilisation de telle ou telle centrale de production au fil de l'année, en veillant à préserver les ressources rares, comme le déstockage des STEP ou l'hydraulique, toujours dans le but de minimiser les coûts.

Les hypothèses structurantes

Avant de lancer l'étude, nous avons commencé par définir quelques hypothèses structurantes.

Une demande estimée à 420 TWh

Pour évaluer le niveau de la demande en 2050, nous nous sommes inspirés des résultats du rapport « Vision 2030-2050 », qui était un exercice pluriénergies, tous secteurs confondus. Selon cette étude, il est envisageable de diviser par deux la consommation totale d'énergie en France d'ici 2050, ce qui est compatible avec les objectifs de la loi sur la transition énergétique pour 2050. En revanche, la réduction de la consommation d'électricité serait proportionnellement plus faible, en raison du développement de nouveaux usages, comme la multiplication des véhicules électriques, mais également du report d'usage (notamment la place plus importante prise par le chauffage électrique). Elle passerait de 500 TWh actuellement à 420 TWh, en particulier grâce à une plus grande efficacité énergétique du chauffage. La pointe serait légèrement plus faible qu'aujourd'hui : 96 GW contre 102 actuellement.

Nous avons également retenu l'hypothèse d'une forte flexibilité de la demande avec, par exemple, l'optimisation de la consommation des chauffe-eau électriques et de la recharge des véhicules électriques, ou encore la possibilité d'effacer une partie de la consommation de chauffage (c'est-à-dire d'éteindre certains appareils en période de pointe et de reporter cette consommation sur les heures suivantes).

La modélisation fine de la demande a été rendue possible par une approche *bottom-up* des consommations, portant sur l'ensemble des régions françaises, mais également européennes.

L'interconnexion

Le niveau d'interconnexion avec les voisins européens est celui que RTE (Réseau de transport d'électricité) estime atteignable à l'horizon 2030. Nous avons fait le choix d'un solde exportateur nul : chaque fois que la France importe de l'électricité, elle doit en avoir exporté à un autre moment de l'année. Quant aux mix étrangers, nous avons considéré qu'ils étaient composés d'EnR à 80 %.

Les gisements d'EnR

Pour que le logiciel d'Artelys puisse optimiser la composition des mix d'EnR, nous avons dû évaluer les gisements maximaux correspondant à chaque type d'énergie. L'équipe d'Armines-Persée a utilisé pour cela un système d'information géographique, s'est limitée aux gisements de meilleure qualité et a pris en compte des facteurs d'acceptabilité sociale déterminés a priori. Au total, elle n'a retenu que 5 à 10 % des gisements théoriques.

Sur la quinzaine de filières étudiées, les potentiels les plus importants concernent le photovoltaïque (47 GW au sol et 364 GW en toiture) et l'éolien (172 GW pour le terrestre et 66 GW en mer). À l'heure actuelle, la France dispose d'une capacité installée de 6 GW de photovoltaïque et de 10 GW d'éolien.

Le coût des technologies

Nous avons également dû adopter des hypothèses en termes de coûts des technologies exprimés en LCOE (*Levelized Cost of Energy*), c'est-à-dire prenant en compte à la fois l'investissement et l'exploitation des installations

sur toute leur durée de vie, et également en termes de taux d'actualisation. D'après les études existantes, l'énergie la moins chère à l'horizon 2050 serait le photovoltaïque au sol, avec un prix de revient de 60 euros/MWh, ce qui est une prévision relativement conservatrice, dans la mesure où les meilleures centrales atteignent déjà un prix de 80 euros/MWh, dans le Sud de la France. Pour l'éolien terrestre, l'hypothèse serait de 65 euros/MWh, contre 75 euros/MWh actuellement: il s'agit d'une technologie relativement mature et le potentiel de baisse est plus faible que pour le photovoltaïque. Viennent ensuite l'éolien en mer posé (80 euros/MWh), le photovoltaïque sur grandes toitures (85 euros/MWh), l'éolien en mer flottant (108 euros/MWh), et enfin les énergies marines, à savoir le houlomoteur et l'hydrolien (11 euros/MWh). Dans ce dernier domaine, l'hypothèse est assez ambitieuse car il n'existe pour le moment que quelques démonstrateurs et leur coût de production est environ trois fois supérieur à celui que nous avons retenu.

Les variantes

Sachant que toutes ces hypothèses peuvent être discutées, nous avons procédé à des études de sensibilité en faisant varier certaines d'entre elles pour mesurer l'impact de ces changements en termes de dimensionnement des installations ou encore de coût d'exploitation. Une quinzaine de variantes, correspondant à autant d'études de sensibilité, ont ainsi été proposées.

Nous avons étudié, par exemple, l'impact d'un coût de réseau de transport multiplié par trois; d'une consommation 20% plus élevée que le dimensionnement prévu; de réductions substantielles des gisements d'éolien et de photovoltaïque au sol, dans des hypothèses d'acceptabilité sociale plus faibles; d'un coût des technologies supérieur ou inférieur à ceux prévus; d'un taux d'actualisation plus faible et des conséquences sur l'accès au financement. Nous avons également testé ce qui se passait en l'absence totale de photovoltaïque, d'éolien de nouvelle génération ou encore de flexibilité dynamique de la demande.

Les résultats

Une quinzaine de mix possibles

En tenant compte des différentes variantes, nous sommes parvenus à une quinzaine de mix électriques permettant d'assurer l'équilibre horaire à 100% EnR. Le premier constat est celui de la faisabilité et de la diversité: lorsque certaines contraintes sont modifiées, le mix peut s'adapter. Les modèles ont été testés sur les sept années météorologiques retenues et aucune défaillance horaire n'a été constatée.

Voici quelques-uns d'entre eux. Le mix de référence comprend environ 50% d'éolien et 25% de photovoltaïque. Dans une première variante, les technologies terrestres (éolien et photovoltaïque) se heurtent à une acceptabilité plus faible que prévu. Les hypothèses de gisements maximaux disponibles ont été divisées par trois pour l'éolien et par deux pour le photovoltaïque au sol, aboutissant, après optimisation, à un mix électrique davantage centré sur la production photovoltaïque en toiture. On voit également entrer en jeu les énergies marines, plus chères, mais compensant les contraintes d'acceptabilité des filières terrestres. Dans une autre variante, le coût du réseau est plus élevé. Dans une troisième, les technologies émergentes (dont les énergies marines) sont moins chères que prévu.

Selon les options, la puissance installée oscille entre 200 et 250 GW, contre 125 GW actuellement. La part globale de l'éolien et du photovoltaïque est toujours prépondérante (de deux tiers à trois quarts de la puissance installée). Dans tous les cas, le recours aux EnR entraîne, par construction, un besoin de surdimensionnement en raison de leur facteur de charge, mais celui-ci n'est pas aussi élevé qu'on pourrait le craindre. La capacité de stockage est d'environ 35 GW, ce qui bouscule l'idée reçue selon laquelle, chaque fois que l'on construit une éolienne, il faudrait prévoir une centrale à gaz pour compenser l'absence de vent. La diversité des EnR conduit à un foisonnement qui réduit le besoin de stockage.

Dans la variante où le potentiel d'éolien terrestre est massivement réduit, la perte de production est compensée par le photovoltaïque en toiture, mais également par l'éolien en mer, malgré le surcoût de ce dernier. Si les énergies marines deviennent plus accessibles, elles se développent au détriment du photovoltaïque.

Le coût de l'électricité dépend peu de la proportion d'EnR

Le deuxième constat est que le coût de l'électricité, incluant les coûts d'investissement, d'achat de combustibles, de réseau de transport, de distribution, de stockage et de flexibilité, dépend peu de la proportion d'EnR. Avec 100 % d'EnR, le coût est d'environ 120 euros/MWh, hors taxes. Avec 95 % d'EnR, il passe à 116 euros/MWh ; avec 80 %, à 113 euros/MWh ; avec 40 %, à 117 euros/MWh. À noter, en particulier, que même à 100 % EnR, le coût du stockage ne représente que 10 % du coût global.

La comparaison entre les mix 100 % EnR et 95 % EnR révèle que les derniers mégawattheures à “verdir” sont beaucoup plus onéreux que les autres. La maîtrise des coûts repose donc en premier lieu sur la maîtrise de la demande, mais aussi sur les progrès technologiques et l'acceptabilité sociale. Une part de non-EnR dans le mix le rend plus robuste par rapport à ces différents facteurs.

Flexibilité et stockage sont indispensables

Si la flexibilité de la demande contribue à pallier la variabilité journalière des EnR, le stockage reste toutefois indispensable, sous ses trois formes : le stockage infrajournalier, de type batteries ; le stockage hebdomadaire, de type STEP ; le stockage intersaisonnier utilisant la technologie *Power to Gas to Power* : au moment où l'énergie est disponible, on synthétise un gaz que l'on injecte dans le réseau existant pour pouvoir l'utiliser plus tard.

Ces trois technologies offrent des caractéristiques différentes en termes de coût et de périodes de décharge. Le stockage par batteries est très lié à l'utilisation du photovoltaïque. Le stockage *Power to Gas to Power* n'est pas nécessaire en deçà de 80 % d'EnR.

Le mix de référence 100 % EnR nécessite 35 GW de stockage, dont 12 GW de batteries, 7 GW de STEP et 17 GW de *Power to Gas to Power*.

La complémentarité entre les filières EnR

Le quatrième résultat est l'importance de la complémentarité entre les filières EnR. L'énergie la moins chère n'est pas la même selon les régions et il faut chercher à valoriser localement les énergies offrant la meilleure productivité et le meilleur coût. Cela dit, le coût de revient unitaire n'est pas le seul critère à prendre en considération pour composer le mix : il faut également tenir compte du service rendu au système par le profil de production de chaque filière.

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, par exemple, le modèle préconise le recours à l'éolien en mer alors que le potentiel de photovoltaïque n'est pas saturé : bien que l'éolien coûte plus cher, il apporte des services complémentaires par rapport au solaire, ce dernier imposant des contraintes de stockage et de flexibilité de la demande. De même, le bois énergie, qui ne représente qu'une part minime en termes de gisement et dont le coût est supérieur à celui de l'éolien ou du photovoltaïque, offre une flexibilité très précieuse. Quant aux énergies marines, très onéreuses, elles présentent l'avantage d'un profil de production plus constant sur l'année, ce qui réduit le besoin de stockage intersaisonnier.

Développer le réseau interrégional

Le dernier grand constat porte sur le dimensionnement du réseau interrégional. Celui-ci doit être développé d'environ 36 % si l'on veut pouvoir mutualiser les potentiels et aller chercher les ressources renouvelables là où elles offrent les meilleurs rendements.

Conclusion

De par le nombre et l'ampleur des optimisations réalisées, cette étude offre une grande richesse d'analyse sur les conditions de réalisation d'un mix électrique 100 % renouvelable en France métropolitaine, même si elle ne définit pas de trajectoire et n'étudie pas de façon approfondie les conséquences en termes de stabilité du réseau. C'est la première fois que ce genre d'analyse est mené en France avec ce degré de finesse.

Cette étude met en évidence l'importance de la MDE (maîtrise de la demande d'énergie) et de la MDP (maîtrise de la pointe) car l'augmentation de la consommation a un impact déterminant sur le dimensionnement du système électrique. Elle montre aussi l'importance d'une recherche et développement efficace pour abaisser les coûts des technologies; le caractère crucial de l'acceptabilité pour pouvoir recourir aux gisements les plus productifs; l'intérêt de soumettre les EnR au signal prix afin de favoriser les technologies offrant les meilleurs profils pour le système.

D'autres études sont maintenant envisagées ou déjà entreprises, par exemple sur l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, sur l'impact macroéconomique du modèle 100 % EnR, sur une meilleure prise en compte des surcoûts du réseau de distribution, sur la dynamique infrahoraire, ou encore sur l'analyse du cycle de vie des mix 100 % EnR pour mieux appréhender la question des ressources minérales nécessaires.

■ Exposé de Bernard Tamain

Pour l'association Sauvons le climat (SLC), l'étude présentée par l'ADEME comporte de grandes faiblesses.

Des critères laissés de côté

En premier lieu, elle néglige certains des critères qui nous paraissent essentiels pour déterminer le choix d'un mix énergétique: la minimisation des émissions de GES (gaz à effet de serre), le respect de l'environnement (pollution minimale et déchets sous contrôle), le fait de garantir un risque minimal aux populations, un coût acceptable pour les ménages et les entreprises, la contribution à une balance commerciale positive, la sécurité d'approvisionnement, la fiabilité du système, la limitation des nuisances et des surfaces concernées par ces nuisances, ou encore l'acceptabilité pour les populations.

Le bouquet électrique actuel de la France comprend environ 73 % de nucléaire, 8 % d'énergies fossiles, 14 % d'hydraulique, 5 % d'autres EnR. Avec ce bouquet, la plupart des critères décrits ci-dessus sont satisfaits, sauf le risque en ce qui concerne le nucléaire et les barrages, ainsi que l'acceptabilité pour les populations, notamment pour le nucléaire. On peut cependant faire observer que toutes les études comparatives sérieuses menées sur le nucléaire et le charbon montrent qu'à production égale, les risques liés à l'exploitation du charbon en fonctionnement normal (émission de GES, notamment) sont très supérieurs aux risques nucléaires, accidents compris.

Avec le bouquet 100 % EnR envisagé par l'ADEME, beaucoup de critères passent à l'orange ou au rouge: le risque ne disparaît pas totalement (les barrages n'en sont pas exempts), le coût pour les ménages et les entreprises augmente, la balance commerciale souffre de l'arrêt des exportations d'électricité, la fiabilité du système est compromise compte tenu de la part importante accordée aux énergies intermittentes, les nuisances et les surfaces concernées par ces nuisances sont beaucoup plus grandes, l'acceptabilité par les populations est meilleure, mais limitée, dans le cas de l'éolien.

Des prévisions de consommation irréalistes

Une deuxième grande faiblesse de cette étude est l'irréalisme des prévisions de consommation. Pour réduire la consommation, on peut soit aller vers une décroissance qui s'accompagnerait d'effets socioéconomiques désastreux, ce que personne ne peut souhaiter, soit renforcer l'efficacité énergétique, principe auquel tout le monde adhère. Dans les bâtiments résidentiels et tertiaires chauffés à l'électricité, qui représentent le potentiel d'économie le plus important, on peut espérer diviser la consommation par trois, ce qui représenterait un gain de 40 TWh. En revanche, les gains d'efficacité dans l'industrie seront faibles, à la fois parce que de grands efforts ont déjà été faits dans ce domaine, parce que les politiques actuelles visent à réindustrialiser le pays et, enfin, parce que l'industrie est en train de se numériser et de s'équiper massivement de robots.

Dans le même temps, nous allons assister, dans le cadre de la lutte contre les émissions de GES, à l'abandon de tout ou partie des énergies fossiles pour le chauffage, ce qui se traduira par une consommation d'électricité supplémentaire (+ 35 TWh), mais aussi pour les transports avec le déploiement des véhicules électriques (+ 30 TWh). S'y ajoutera l'augmentation de consommation liée à la démographie (+ 60 TWh) : selon les prévisions de l'Insee (Institut national de la statistique et des études économiques), la population devrait s'accroître de 14 % et nécessiter 30 % de logements supplémentaires, compte tenu de l'augmentation du nombre de familles décomposées.

Enfin, il est souhaitable que la France continue à exporter de l'électricité, car les 50 TWh vendus chaque année nous rapportent 2 milliards d'euros, ce qui est bienvenu pour notre balance commerciale.

Au total, la production électrique devrait atteindre 625 TWh au lieu des 420 TWh prévus par l'ADEME.

Une gestion peu convaincante de l'intermittence

Dans le scénario proposé par l'ADEME, on passe d'une production majoritairement pilotable à une production majoritairement non pilotable. Or, et c'est la troisième faiblesse de cette étude, les moyens avancés par l'ADEME pour gérer l'intermittence ne nous paraissent pas convaincants.

Le premier est la flexibilité de la demande. On peut effectivement chauffer les ballons d'eau chaude de préférence lorsqu'il y a du vent et du soleil, et faire tourner les machines à laver la nuit, du moins dans les habitats individuels. En revanche, recharger la moitié des véhicules électriques à midi supposerait que tous les lieux de travail soient équipés de bornes de recharge. De même, éteindre les chauffages entre 7 heures et 9 heures, c'est-à-dire au moment où les enfants se préparent pour l'école, conduirait sans doute les parents à se procurer des radiateurs pirates branchés sur des prises banalisées.

Le deuxième moyen proposé est le stockage de l'énergie. Pour le *Power to Gas to Power*, l'ADEME mise sur un rendement de 33 %, ce qui paraît ambitieux sachant que le rendement actuel est inférieur à 20 % et qu'il n'existe pas encore de pilote industriel opérationnel. Par ailleurs, il paraîtrait plus judicieux d'injecter directement l'hydrogène dans le réseau de gaz afin de réduire les importations et de limiter les émissions de GES. Il est vrai que, dans ce cas, cette technique ne permettrait pas d'écarter les pointes, mais c'est le prix à payer si l'on veut vraiment réduire les émissions de GES, comme promis lors de la COP21. L'ADEME n'a clairement pas intégré cette priorité dans son analyse.

La troisième solution avancée est le recours à l'import-export, à hauteur de 56 TWh, soit 13 % de la consommation, ce qui correspond à une augmentation d'un facteur trois par rapport à la puissance échangée actuellement. Non seulement cela réduirait notre indépendance énergétique, mais plus de la moitié de l'électricité importée serait d'origine carbonée (35 TWh, d'après le rapport). L'objectif d'un bilan financier nul suppose l'existence d'un foisonnement suffisant et d'un réseau performant. Or, une étude que nous avons réalisée en nous fondant sur les productions européennes réelles et mesurées montre que ce foisonnement reste insuffisant : en cas d'épisode anticyclonique couvrant l'ensemble de l'Europe, comme on en a vu au cours de l'hiver 2010-2011, avec du froid partout et du vent nulle part, où trouvera-t-on l'électricité nécessaire ? et combien coûtera-t-elle, dans la mesure où tout le monde en aura besoin en même temps ?

Il nous paraît indispensable de recourir à une quatrième solution pour gérer l'intermittence : le *backup*. Ce qui permet à l'ADEME de s'en dispenser dans son modèle, c'est qu'elle sous-estime les consommations, minimise les besoins de stockage, recourt à un grand volume d'importations carbonées, pousse à l'extrême la flexibilité, les rendements et la réductions des coûts et enfin, laisse de côté l'objectif de baisse des émissions de GES sur l'ensemble de la production d'énergie. Trois études différentes, dont une publiée par EDF R&D en juin 2015, évaluent le besoin de puissance pour le *backup* à 70 % de la puissance appelée, pour la simple raison qu'il y aura toujours des épisodes sans soleil et sans vent, et que le stockage ne peut pas tout compenser. Or, le *backup* ne peut s'appuyer que sur la biomasse (mais elle est et restera insuffisante), sur les fossiles et sur le nucléaire.

Un risque accru de délestage et de black-out

L'étude d'EDF R&D met en évidence un autre problème: avec 40% d'énergie renouvelable intermittente (EnRi), l'équilibre instantané du réseau est possible mais précaire. Il est compromis, par exemple, lorsque la production est inférieure à 250 GW et que l'électricité issue des EnRi représente 25% de la production, ou quand une unité de référence (3,5 GW) tombe en panne et que la production instantanée des EnRi atteint 35 à 38%. La fréquence à la production peut alors atteindre la zone de délestage (en dessous de 49 Hz) pendant 0,8% du temps. La stabilité du réseau est liée à l'inertie des turbo-alternateurs: lorsque l'on réduit leur part, elle diminue d'autant. Or, les moyens EnRi ne peuvent contribuer à cette inertie que sous certaines conditions pour l'éolien, et pas du tout pour le photovoltaïque. Le modèle de l'ADEME conduit donc à l'augmentation du risque de délestage et de black-out, hypothèse qui a tout simplement été oubliée dans l'étude, car les fluctuations de production/consommation n'ont pas été considérées en dessous du pas horaire.

Des coûts sous-estimés

Le dernier problème que nous avons relevé est celui des coûts induits par les EnR, qui ont été minimisés.

Pour le photovoltaïque en toiture, l'ADEME mise sur une division des coûts de production par trois. S'il est clair que le prix des capteurs va baisser, celui de l'installation (qui représente les deux tiers du coût total) ne va certainement pas diminuer d'un facteur trois. La division par cinq du prix des batteries est également un pari plus qu'ambitieux. Quant au surcoût de l'éolien en mer par rapport à l'éolien terrestre, il est estimé à 23% seulement, contre 140% aujourd'hui.

L'ADEME a également sous-estimé les coûts via la surestimation des rendements. Elle table, par exemple, sur une augmentation de 30% de la production des éoliennes de nouvelle génération et sur une efficacité de 50% des éoliennes en mer, contre 35% aujourd'hui.

Enfin, elle n'a pas pris en compte les coûts liés aux réseaux locaux, qu'il faudra pourtant renforcer et équiper de nombreux automatismes intelligents si l'on veut pouvoir écouler les productions photovoltaïques.

■ Exposé de Claude Henry

Dans sa chronique de Noël dernier pour le *New York Times*, Paul Krugman, une fois n'est pas coutume, se laisse aller à l'optimisme: « *Nous pouvons maintenant voir se dessiner assez clairement les contours d'un avenir soutenable, à faibles émissions de GES. Il s'agit essentiellement d'une économie électrifiée, dans laquelle l'énergie nucléaire joue un certain rôle, mais où le soleil et le vent tiennent la première place. Bien sûr, cela pourrait ne pas advenir, mais ce serait pour des raisons plus politiques que technologiques.* »

Si notre parc nucléaire était constitué de centrales relativement simples, fiables et uniformes, et s'il était possible, tous les vingt ans, de leur rendre leur première jeunesse, alors peut-être la France pourrait-elle perpétuer l'équilibre 50-50 entre nucléaire et énergies renouvelables inscrit dans la loi de transition énergétique. Mais cela ne paraît guère vraisemblable.

L'innovation scientifique, technique et organisationnelle qui s'exerce actuellement dans le domaine des EnR entraîne une baisse des coûts bien supérieure à celle qu'on pouvait espérer. Au Nevada, le photovoltaïque connaît un essor extraordinaire grâce à des intermédiaires financiers qui prennent en charge l'installation des panneaux solaires et dispensent les clients de souscrire des emprunts auprès des banques.

Le stockage de l'électricité, longtemps talon d'Achille des énergies renouvelables, est en train de faire des progrès spectaculaires avec d'énormes *flow batteries* qui offriront bientôt des outils de stockage adaptés à la production

d'électricité intermittente, ou encore le concept, développé par Elon Musk, de grands parcs de batteries branchés les uns sur les autres et permettant d'importantes économies d'échelle. L'ancien directeur exécutif de la plus importante société de production d'électricité du Danemark me confiait récemment qu'après avoir dû payer les Suédois et les Norvégiens pour qu'ils absorbent la surproduction d'électricité liée à une activité particulièrement forte des éoliennes, cette compagnie envisage désormais d'utiliser cette électricité à valeur négative pour produire de l'hydrogène, le combiner avec du gaz carbonique capté dans l'air et fabriquer du méthanol, qui serait à la fois un moyen de stockage et un substitut de l'essence. Remarquons au passage que capter du carbone dans l'air ambiant – et pas seulement dans les centrales à charbon ou à gaz – permet de lutter contre le réchauffement climatique. Des équipes de l'université Columbia de New York et de l'université d'Arizona sont parvenues à le faire à un coût légèrement supérieur à 150 dollars la tonne, qui se trouve être le prix fixé pour la taxe sur le CO₂ en Suède.

Nous aurions donc tort de sous-estimer le potentiel d'une évolution technique et organisationnelle qui risque d'être comparable à celle qu'a connue l'électronique depuis la fabrication du premier transistor au Bell Labs.

Dans le même temps, la complexification technique de l'industrie nucléaire, le fardeau financier qu'elle supporte et la vulnérabilité croissante des centrales nucléaires – non pas leur vulnérabilité endogène, mais celle liée aux attaques terroristes, y compris les cyberattaques – pèsent sur le renouvellement du parc. Nous n'avons pas su conserver la simplicité de l'architecture de nos centrales et nous le payons très cher avec l'EPR (*Evolutionary Power Reactor*). Pour faire baisser significativement les coûts des nouvelles installations, il faudrait un effet de série, mais comment surmonter les obstacles politiques et financiers à l'engagement d'une série? Quant à la quatrième génération de réacteurs nucléaires, je crains qu'elle ne soit qu'un mythe.

Pour toutes ces raisons, j'aurais tendance à parier, même en France, pour un mix énergétique dont le nucléaire ne sera sans doute pas absent, mais où les EnR domineront. On construira certainement encore des EPR, et on sera même prêt à vendre sa chemise pour cela, mais ils ne devraient pas représenter, à l'horizon 2050, plus de 20 à 30 % de la capacité installée.

Débat



Quelques précisions

David Marchal: Je souhaiterais apporter quelques réponses aux questions soulevées par Bernard Tamain.

Le tarif d'achat actuel du photovoltaïque en toiture est effectivement de 250 euros/MWh, mais il s'agit de petites installations, intégrées au bâti. Le coût de 85 euros/MWh que nous évoquons pour 2050 concerne des grandes toitures comme celles des entrepôts, pour lesquelles le coût actuel est plutôt de 125 euros/MWh.

En ce qui concerne le *Power to Gas to Power*, nous nous sommes placés délibérément dans un objectif de 100 % EnR, mais, dans une option à 80 % EnR, on pourrait tout-à-fait se contenter du *Power to Gas* sans recourir à l'étape suivante, *to Power*. Économiquement, il est certain que ce serait plus rentable. Le gaz de synthèse pourrait ainsi être valorisé directement, avec un meilleur rendement énergétique global, pour d'autres secteurs que celui de l'électricité.

Même chose en ce qui concerne les exportations d'électricité. Nous nous sommes fixé la double contrainte d'un mix 100 % EnR et d'un solde exportateur nul, de façon à ce que toute l'électricité non renouvelable importée soit compensée par de l'électricité renouvelable exportée. Mais nous aurions pu choisir de maintenir un solde exportateur de 50 TWh.

Je n'ai pas eu accès à la totalité du rapport d'EDF R&D de juin 2015, mais seulement à un résumé. On y trouve des différences notables par rapport à notre propre étude, mais également des éléments de convergence,

en particulier sur le dimensionnement de la réserve opérationnelle permettant de faire face, au jour le jour et même heure par heure, aux aléas et aux erreurs d'anticipation. Nous n'avons pas prévu de réserve opérationnelle dans l'étude, mais nous avons vérifié a posteriori qu'elle était disponible dans les différents mix retenus, et qu'elle aurait pu être mobilisée en cas de besoin. Les dimensionnements que nous avons prévus sont donc cohérents avec l'étude d'EDF R&D.

En revanche, contrairement à l'étude d'EDF R&D, nous n'avons pas analysé ce qui se passerait, en termes de stabilité de la fréquence, en cas d'incidents de type arrêt d'un réacteur ou coupure d'une ligne haute tension. Il existe toutefois d'autres études, comme celle du Fraunhofer IWES, qui analysent la façon dont un système électrique majoritairement composé d'énergies renouvelables permettrait de faire face à ce type d'aléas. D'autres travaux d'EDF R&D s'intéressent à des méthodes pour produire de l'inertie synthétique, par exemple grâce à des onduleurs photovoltaïques.

Batteries versus stockage chimique

Un intervenant : *L'ordre de grandeur de l'énergie que l'on peut stocker dans un atome ou une molécule est d'un électronvolt. C'est une constante universelle, fixée par la physique de base, qui ne dépend pas des progrès techniques. On peut espérer faire passer la densité d'énergie contenue dans les batteries de quelques dizaines à quelques centaines de wattheure par kilogramme, mais en aucun cas on ne pourra dépasser mille wattheures par kilogramme. Il n'est donc pas raisonnable de compter sur les batteries pour compenser les fluctuations liées à l'intermittence.*

Didier Roux : Le débat entre *backup* et stockage est central, et il est incontestable que les batteries ne peuvent pas faire de miracles. Les producteurs d'énergie qui ont tendance à considérer que le stockage ne pose pas vraiment de problème sont sans doute influencés par la surcapacité de production électrique que nous observons aujourd'hui mais qui n'existera probablement plus dans quarante ans.

Cela dit, le stockage chimique consistant à séparer les constituants de gaz comme l'hydrogène ouvre des perspectives immenses et pourrait certainement être élargi à d'autres types de gaz.

Du modèle à la roadmap

Int. : *Je suis enseignant et j'avoue avoir beaucoup de mal à expliquer à mes étudiants quel est le statut de cette étude. Quand on parle de "transition énergétique", il s'agit bien d'aller d'un point A à un point B. Quel est l'intérêt d'un rapport qui affirme, en introduction, ne pas se préoccuper de trajectoire ?*

Fabrice Boissier (Directeur général délégué de l'ADEME) : *Le sens de cette étude apparaît dans les enseignements que nous avons pu en tirer. Le premier est qu'en termes quantitatifs, il est possible d'envisager du 100 % renouvelable électrique : ce n'était pas forcément évident pour tout le monde. Le deuxième est que, dans un mix 100 % EnR, le coût marginal du kilowattheure supplémentaire est très élevé, ce qui signifie que si l'on veut augmenter massivement la part du renouvelable, ce qui est l'option retenue par la loi, il est essentiel de renforcer la maîtrise de la demande. L'étude montre aussi que même si certaines énergies renouvelables sont beaucoup moins onéreuses que d'autres, il faut continuer à travailler sur l'ensemble des filières, car chaque type d'énergie apporte un service particulier.*

Int. : *Si l'on avait obligé Jules Verne à tenir compte de la "trajectoire", il n'aurait pas écrit grand-chose... Pour une étude à cinq ans, ne pas tenir compte des infrastructures actuelles serait une erreur majeure. Mais d'ici 2050, une grande partie des infrastructures devront, de toute façon, être remplacées.*

Int. : *Considérons vingt événements ayant chacun une chance sur trois de se produire, selon des probabilités indépendantes les unes des autres. Quelle est la probabilité que les vingt événements se réalisent simultanément ? La réponse est : une chance sur mille. Tout ce que l'on peut dire, c'est qu'il s'agit d'un scénario non invraisemblable, dont il est impossible de démontrer qu'il ne se produira pas. À quoi servent donc des modèles tels que celui qui nous a été présenté ? À nous poser des questions extrêmement intelligentes, à identifier des causalités qui auraient pu passer inaperçues, à nous demander ce que nous ferions si telle et telle choses se produisaient.*

Didier Roux: Pour ma part, je ne suis pas très à l'aise avec la notion de scénario. Je lui préfère le concept de *roadmap*, qui est utilisé dans des domaines industriels variés et conduit souvent à déployer une énorme capacité d'innovation pour trouver des solutions aux problèmes identifiés. C'est ce que l'on a vu, par exemple, dans le domaine de l'électronique.

Je suggérerais donc que l'étude menée par l'ADEME soit suivie d'une démarche de *roadmap*: fixons-nous un objectif ambitieux et voyons quels sont les obstacles à surmonter, non seulement technologiques, mais également économiques, sociaux, etc.

Le coût d'actualisation

Int.: *Le coût d'un investissement dépend de deux grands paramètres: la durée de vie de l'investissement et le taux d'intérêt de l'emprunt. Il y a quelques années, les taux s'élevaient à 15 % et ils sont aujourd'hui proches de zéro. L'impact de ces variations sur le coût de l'investissement peut être monstrueux. Quel taux d'actualisation avez-vous appliqué?*

D. M.: Nous n'avons pas pris en compte l'inflation et nous avons travaillé à euros constants. En revanche, nous avons appliqué un taux d'actualisation de 5,25 %, et nous avons également étudié ce qui se passait à 2 %. L'impact est effectivement très significatif, puisque l'on passe de 120 à 108 euros/MWh.

Quand l'électricité a un prix négatif

Int.: *On dit que 20 % des éoliennes allemandes implantées en mer du Nord sont régulièrement arrêtées parce qu'il y a surproduction, ce qui fait chuter le prix de l'électricité, voire le rend négatif. En avez-vous tenu compte dans vos calculs?*

D. M.: Actuellement, les épisodes de prix négatifs reflètent essentiellement un déficit de flexibilité du parc de production, certaines centrales fossiles préférant continuer à produire en continu pour éviter des coûts d'arrêt/démarrage. Ce phénomène peut être accentué par les prix d'achat garantis accordés à certaines EnR. D'une façon générale, dans un scénario avec beaucoup d'énergies renouvelables, on pourrait s'attendre à ce que le coût marginal de l'électricité soit parfois proche de zéro, voire négatif. En réalité, pour un certain nombre d'heures dans l'année, le moyen marginal mobilisé est le bois, qui n'a pas un coût nul. À d'autres moments, le moyen marginal est le stockage intersaisonnier. Or, celui-ci n'est rentable qu'à partir de 3 000 heures de fonctionnement par an, ce qui conduit les stockeurs à acheter de l'électricité jusqu'à un prix d'environ 60 euros/MWh afin de s'assurer de fonctionner pendant 3 000 heures. Au total, c'est l'étape *Power to Gas* qui fixe le prix de l'électricité pendant environ un tiers de l'année.

Le prix moyen de ce qui équivaldrait au marché spot s'établit autour de 90 euros/MWh (hors coût de réseau), ce qui ne résout cependant pas toutes les difficultés, car cette moyenne recouvre une forte volatilité, de 0 à 150 euros/MWh. Or, une forte volatilité du prix spot pose des problèmes de visibilité et de risque pour les investisseurs. Se pose également la question de la répartition entre les acteurs: certains investissements ne sont jamais rentabilisés car ils ne profitent pas des prix les plus élevés. Toutes ces questions nécessiteraient des études complémentaires, notamment sur les modèles de marché et de régulation.

Int.: *Peut-être pourriez-vous en profiter pour étudier aussi le cas où, en dépit de tous les arguments avancés, la consommation d'électricité atteindrait 625 TWh, comme le redoute SLC, au lieu des 420 TWh que vous prévoyez...*

L'exemple allemand

Int.: *L'Allemagne est pionnière en matière d'énergies renouvelables. Les énergies intermittentes représentent déjà 15 % de son mix électrique, contre 5 % en France. Ne faudrait-il pas s'inspirer de la trajectoire qu'elle a suivie?*

D. M.: Nous avons des échanges réguliers avec l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, mais la situation des deux pays est très différente, notamment en termes de rythme de développement. L'Allemagne

a été capable d'installer, en un an, 9 GW d'éolien, ce qui équivaut à la totalité du parc français, mais cela s'est accompagné de difficultés considérables dans la gestion du réseau, d'autant que la majeure partie des éoliennes sont au Nord et les principales installations photovoltaïques au Sud. En France, nous avons une démarche beaucoup plus progressive et des gisements beaucoup mieux répartis sur le territoire.

Pour une approche globale du mix énergétique

Int. : *En France, la production électrique n'est responsable que de 12 à 13% des émissions de GES. En se focalisant sur l'électricité, l'étude de l'ADEME risque de donner l'impression fallacieuse que "le 100% renouvelable est possible" et d'inciter les décideurs à investir dans le domaine de l'électricité, alors qu'elle laisse de côté le problème des 82 ou 83% d'émissions de GES issues, notamment, du chauffage au fioul et des transports.*

F. B. : *Cette étude a été menée à la suite du rapport « Vision 2030-2050 » qui portait sur l'ensemble des énergies et des secteurs, et proposait des scénarios pour faire évoluer le monde énergétique français dans un sens souhaitable, en prenant en compte l'ensemble des critères évoqués par Bernard Tamain. D'autres travaux sont en cours, par exemple une étude menée avec les gaziers sur le développement du biogaz à l'horizon 2030-2050.*

Au-delà des études, l'ADEME lance également des actions. Dans le cadre des Investissements d'avenir, nous soutenons deux cent cinquante projets dans des domaines très variés de l'énergie en général et pas seulement de l'électricité. Le fonds chaleur de l'ADEME, par exemple, encourage la substitution de tep (tonnes d'équivalent pétrole) renouvelables à des tep non renouvelables dans le domaine du chauffage.

Claude Henry : En 1990, la Suède a voté une loi introduisant la tarification du carbone. Le prix de la tonne de carbone était de 27 dollars au départ et il atteint 150 dollars aujourd'hui. Cette politique s'est accompagnée de mesures sectorielles pour aider les acteurs à absorber le choc et, au-delà, à en tirer des bénéfices. Désormais, la Suède ne compte plus que quelques bâtiments chauffés au fioul, et en 2030, plus aucun véhicule ne devrait rouler avec des combustibles fossiles dans ce pays.

■ Présentation des orateurs ■

Claude Henry : physicien devenu économiste, il a été enseignant et chercheur à l'École polytechnique et a rejoint Sciences Po et l'université Columbia de New York; il a particulièrement travaillé sur la prise de décision en incertitude, ainsi qu'en économie de l'environnement; de 1997 à 2002, il a été membre du Conseil d'analyse économique créé en 1997 par le Premier ministre Lionel Jospin.

David Marchal : ingénieur en chef des Mines, il est directeur adjoint productions et énergies durables à l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie); il a débuté sa carrière dans le domaine des télécoms et est particulièrement investi sur les sujets relatifs aux énergies renouvelables électriques, *smart grids* et stockage d'énergie.

François Moisan : ingénieur et docteur en économie, il est directeur exécutif de la stratégie, de la recherche et de l'international à l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie); il a notamment en charge le programme Investissements d'avenir géré par l'ADEME, la stratégie recherche et l'expertise économique; il est plus particulièrement impliqué depuis plus de trente ans sur les problématiques de l'énergie au niveau national et international.

Didier Roux : directeur de la R&D et de l'innovation de Saint-Gobain, physico-chimiste; il est membre de l'Académie des sciences et de l'Académie des technologies; président du conseil scientifique de l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) et de l'École nationale des ponts et chaussées.

Bernard Tamain : professeur d'université émérite à l'ENSI de Caen; ancien directeur des études de l'École d'ingénieur, ancien directeur de laboratoire, ancien directeur scientifique adjoint au ministère de la Recherche, physicien spécialiste de physique nucléaire; membre de l'association Sauvons le climat.

Diffusion mai 2016

Ont participé: R. ArvenGas (ENGIE), P. Audigier (SLC), T. Augendre (Triagos Finance), M. Berry (École de Paris du management), F. Boissier (ADEME), É. Bourguinat (rédactrice indépendante), P. Couveinhas (Annales des Mines), H. Durand (Corps des Mines), C. Jeandron (SLC), L. Joudon (EDF), J.-F. Molle (JFM Conseil), N. Mottis (ESSEC), J. Peter (SLC), C. Riveline (MINES ParisTech), J. Roger-Machart (Fondation Jean Jaurès), J.-C. Romain (EDF), L. Roudier (RTE), G. Sapy (SLC), P. Souplet (Université Paris Ouest Nanterre La Défense), J. Treiner (SLC), T. Weil (La Fabrique de l'industrie / MINES ParisTech), B. Wiltz (IESF).