

Les énergies intermittentes : jusqu'où ?

Par Jean-Pierre HAUET

Équilibre des Énergies, président du Comité scientifique

Dans cet article, nous nous sommes efforcé d'apporter une réponse à une question fortement débattue : quelle part doit-on réserver aux énergies intermittentes, essentiellement le solaire et l'éolien, dans le mix électrique ?

Les aspects méthodologiques qui devraient être pris en compte sur le plan économique sont exposés : ils consistent à comparer les coûts complets de ces formes d'énergie avec la valeur économique des kWh électriques produits. Cette analyse montre, qu'à un instant donné, les prix de revient et la valeur économique sont des fonctions non linéaires du taux de pénétration. Des phénomènes de saturation et de moindre acceptabilité affectent les coûts. Quant à la valeur économique, la variabilité dans le temps, les aléas de prédictibilité et la non-concordance entre les lieux de production et ceux de consommation se traduisent par des décotes qui peuvent devenir très importantes.

L'optimum économique qui en résulte évolue dans le temps, à la faveur de l'abaissement des coûts, notamment. Cependant, la part des énergies intermittentes aujourd'hui dépend essentiellement de l'effort financier que l'on est prêt à leur consacrer. Il serait souhaitable que des études technico-économiques d'optimisation du mix électrique soient menées, qui prennent en compte l'ensemble des paramètres pertinents.

Introduction

Les énergies nouvelles ont le vent en poupe aussi bien dans l'opinion publique que dans l'esprit des décideurs. Elles sont l'une des clés de voûte de la transition énergétique et, pour beaucoup, la voie vers un monde nouveau plus respectueux de l'environnement. Ne les appelle-t-on pas d'ailleurs les énergies vertes ou énergies douces ?

Certains imaginent un monde totalement alimenté à partir d'énergies renouvelables : des études, dont on oublie trop rapidement le caractère hautement prospectif, tentent d'accréditer l'idée d'un mix électrique 100 % renouvelable, les bâtiments et les territoires se veulent « à énergie positive » et même le gaz devient... renouvelable.

Mais la migration vers les énergies renouvelables n'est pas un long fleuve tranquille. Dans cet article, nous nous intéressons à l'un des points les plus délicats : le caractère intermittent de beaucoup de ces énergies, notamment des plus médiatisées d'entre elles : le solaire et l'éolien.

Qu'est-ce qu'une énergie intermittente ?

Les énergies renouvelables peuvent être réparties en deux grandes catégories :

- les énergies pilotables auxquelles on peut faire appel à tout moment, dans des proportions correspondant aux besoins à satisfaire : c'est typiquement le cas de la biomasse, de l'énergie maréthermique, des déchets renouvelables et de la géothermie. Leur potentiel est limité, mais elles sont programmables et, si elles sont utilisées pour la production d'électricité, elles peuvent contribuer à la génération d'une puissance garantie ;
- les énergies intermittentes, dont la disponibilité, au niveau de la ressource primaire, varie sans possibilité de contrôle : le solaire, l'éolien et les énergies des courants de marée. Le solaire et l'éolien ont l'avantage d'offrir un potentiel considérable, mais n'offrent pas l'assurance de leur disponibilité au moment où l'on en aurait normalement besoin. Valorisées au travers de l'énergie électrique, elles répondent donc mal à l'impératif des réseaux électriques d'assurer en permanence l'équilibre entre la production et la demande.

Cependant, la notion d'intermittence n'est pas aussi limpide qu'il y paraît. L'hydraulique et le milieu ambiant – sur lequel on prélève de la chaleur au moyen de pompes à chaleur – sont des ressources qui fluctuent assez fortement dans le temps mais à un rythme lent, ce qui conduit à les classer parmi les énergies pilotables. L'éolien et le photovoltaïque varient, quant à eux, à un rythme qui peut être beaucoup

plus rapide, d'où le qualificatif d'intermittent. Cependant, il existe des facteurs de compensation et d'atténuation de ces fluctuations. Une certaine complémentarité entre solaire et éolien se manifeste à l'échelle de la semaine ou du mois (en période anticyclonique, le vent souffle peu, mais le soleil brille). De plus, pour les deux formes d'énergie, le phénomène de foisonnement géographique vient atténuer, au niveau d'une zone suffisamment large, les variations brutales que l'on peut constater au niveau local. Le terme « intermittent » est donc souvent mal vécu et considéré comme péjoratif. On trouve donc dans la littérature des expressions plus polices, telles qu'« énergies renouvelables variables », « fluctuantes » ou « non dispatchables ». Ce caveat étant acté, nous continuerons cependant, par simplicité, à utiliser dans la suite de cet article l'expression la plus répandue qui est celle « d'énergies renouvelables intermittentes ».

Il faut cependant souligner que la notion d'intermittence recouvre deux notions distinctes :

- la variabilité temporelle, connue et prévisible : on connaît, par exemple, avec une très grande précision, le calendrier et la force des marées, et l'on sait que la nuit le soleil ne brille pas ;
- les fluctuations de caractère aléatoire autour de la trajectoire prévue et qui ne peuvent être décrites qu'en probabilité. Ce défaut de prédictibilité diminue en fonction de l'horizon de temps considéré. Les prévisions à trois heures sont évidemment plus fines que les prévisions à huit jours et il faut, pour définir l'aléa de prédictibilité, convenir d'un horizon, par exemple du jour au lendemain (*day ahead*).

S'il s'agit d'énergies utilisées à des fins de production d'électricité, la variabilité temporelle se gère par une programmation appropriée des moyens de production – qui devront généralement être complétés par des moyens de *back-up* –, par le stockage et par la modulation de la demande. Les fluctuations aléatoires nécessitent, quant à elles, pour respecter les critères de qualité de service, des moyens de flexibilité à réponse rapide et/ou l'instauration de marges de sécurité se traduisant par un surdimensionnement des moyens de production.

Des attentes très fortes

Les politiques publiques de l'énergie, qu'il s'agisse de la France, de l'Allemagne ou de l'Europe, ont fixé des objectifs très ambitieux quant à la place que devraient occuper dans les prochaines décennies les énergies renouvelables au sein des mix énergétiques et électriques.

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 fixe par exemple à 32 % la part des EnR dans la consommation finale d'énergie en 2030, objectif aujourd'hui repris dans la directive modificative sur les énergies renouvelables en cours de publication à Bruxelles. Au même horizon de 2030 et toujours selon la LETCV, les EnR devraient représenter en France 40 % de la production d'électricité.

Ces objectifs constituent des défis. Le ministre allemand de l'Énergie, Peter Altmaier, a qualifié, en juin 2018,

d'irréalisables les objectifs de l'Union en matière d'énergies « propres » (on parlait à l'époque de 33 % ou de 35 % d'EnR), soulignant les efforts considérables consentis par Berlin pour passer la barre des 15 % et considérant que cette dérive des objectifs « fait partie des raisons pour lesquelles les électeurs ne font plus confiance aux cercles politiques ».

On peut donc s'interroger sur la capacité du système énergétique français à se réorganiser en temps utile pour atteindre les objectifs fixés. On sait que les pouvoirs publics misent sur un développement massif du biogaz, dont on attend des contributions allant de 165 à 215 TWh en 2050. Nous n'avons pas fait le choix de discuter dans cet article de la faisabilité d'une telle évolution, mais plutôt de nous focaliser sur le bilan électrique.

Au niveau du mix électrique, la part des EnR a atteint, en 2017, 16,7 %, un chiffre qui est donc à comparer avec l'objectif de 40 % en 2030 fixé par la LTECV (voir la Figure 1 ci-dessous).

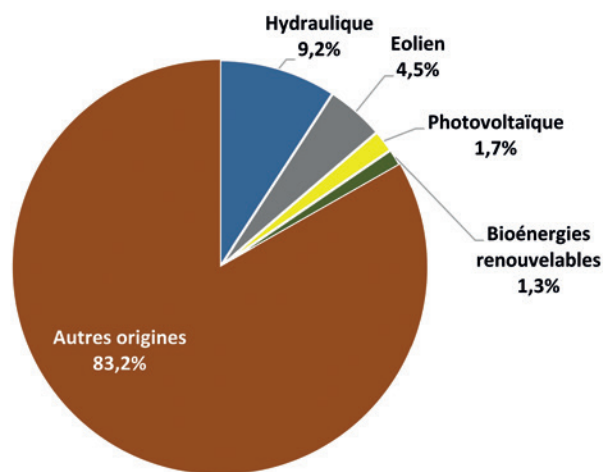


Figure 1 : Répartition de la production nette d'électricité en France, selon l'origine de celle-ci.
Source : RTE (Bilan 2017).

Les perspectives désormais limitées de développement de l'énergie hydraulique impliquent, en supposant un certain essor des productions électriques biosourcées, que la contribution des autres énergies renouvelables, le solaire et l'éolien, puisse être multipliée par un facteur trois, voire quatre d'ici à 2030. Ainsi le respect d'un objectif central de la politique énergétique française repose-t-il sur la confiance que l'on peut avoir dans l'aptitude des deux principales énergies intermittentes à accroître très fortement leurs parts de marché sans que la qualité de service s'en trouve dégradée.

Les facteurs conditionnant le développement des énergies intermittentes

Le développement des énergies intermittentes dépend de trois facteurs principaux :

- les conditions économiques et financières ;
- les limitations techniques ;
- et l'acceptabilité par les populations.

Les limitations techniques peuvent devenir bloquantes, si l'on envisage des hypothèses élevées de pénétration des énergies intermittentes. Par exemple, le pilotage d'un réseau qui se trouverait être alimenté exclusivement par de l'électricité d'origine solaire ou éolienne, va, en l'absence de grandes machines tournantes, être confronté à la faiblesse de l'inertie offerte par les éoliennes et les panneaux photovoltaïques. Il n'est pas acquis aujourd'hui que l'on sache redonner, à grande échelle, de l'inertie artificielle aux réseaux, en utilisant, par exemple, des batteries et des systèmes d'électronique de puissance.

Dans un autre registre, il est possible qu'un développement massif du solaire ou de l'éolien puisse conduire, du fait de l'importance des surfaces mobilisées, sur terre ou sur mer, et de l'incidence de ces moyens de production sur l'environnement (problèmes d'atteinte au paysage, d'altération du climat local, de bruit, y compris d'infractions, de préjudices causés à la flore ou à la faune ou à certaines activités concurrentes, etc.), à des situations de blocage échappant à la logique économique. On voit d'ailleurs se développer en France des situations de ce type, à propos de l'éolien terrestre ou marin, mais les installations photovoltaïques ne sont pas, elles aussi, à l'abri de mouvements de rejet.

Cependant, sur un plan plus général, nous n'en sommes pas encore là et, tant que la pénétration des énergies intermittentes restera à un niveau minoritaire, on peut considérer que les questions de technique et d'acceptabilité se ramènent à des questions économiques, en internalisant bien entendu les coûts externes.

L'exemple des *microgrids* le démontre. Il en existerait, à fin 2017, 1 869 dans le monde ⁽¹⁾, représentant une puissance installée totale de 20,7 GW et étant majoritairement alimentés par des générateurs diesel. Mais le nombre de

microgrids alimentés par des EnR est en croissance, avec des taux de couverture par ces EnR très variables (voir la Figure 2 ci-après).

Dans beaucoup de ces cas, l'énergie hydraulique et la biomasse constituent l'essentiel des apports renouvelables et le rapport cité² souligne qu'au-delà d'un taux de pénétration de 10 à 15 %, le recours au solaire ou à l'éolien pose des problèmes d'équilibrage du réseau, nécessitant de faire appel à des techniques de stockage et de gestion de la demande. Cependant, il existe des exemples où les énergies intermittentes sont majoritaires. On peut citer, par exemple, le cas de l'île de Ta'ù dans l'archipel des Samoa, où un champ photovoltaïque de 2,8 hectares assure à 100 % l'alimentation en électricité des 800 habitants de l'île (voir la Photo 1 de la page suivante). On peut aussi citer l'installation de panneaux photovoltaïques sur le site de l'ancienne prison d'Alcatraz, qui a permis de réduire de 45 % la consommation des générateurs diesel existants (voir la Photo 2 de la page suivante).

Dans chacun de ces cas, les performances atteintes l'ont été grâce à l'installation de capacités importantes de batteries qui permettent de gérer l'intermittence. Conceptuellement, il est possible d'extrapoler ce type d'installations à une échelle beaucoup plus grande, mais l'on comprend vite que, malgré le foisonnement dont on pourrait bénéficier, on se heurtera inévitablement à un énorme écueil financier dû à la taille et au coût des batteries qu'il faudrait installer, faute de disposer d'autres moyens de stockage moins onéreux. Cependant, cela illustre le fait que la

(1) Selon le recensement de Navigant Research : "Microgrid Deployment Tracker 4Q17".

(2) <https://cleantechnica.com/2015/11/05/new-report-profiles-renewable-microgrids-on-islands-remote-communities/>

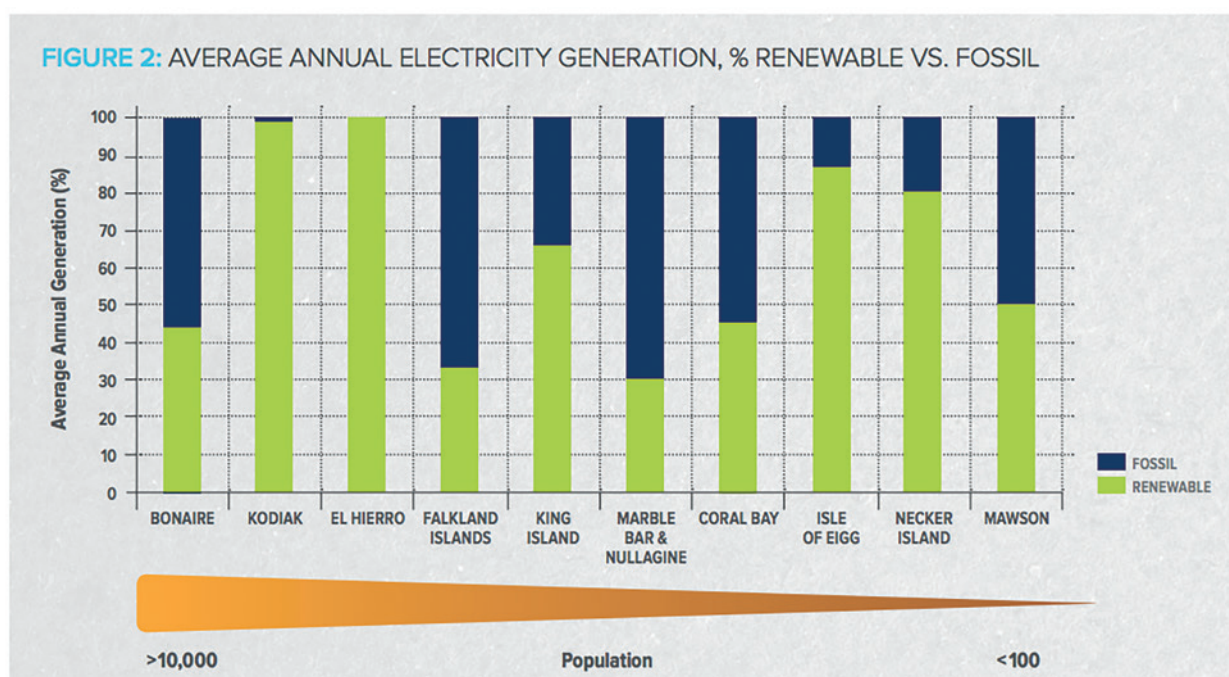


Figure 2 : Taux de pénétration des EnR dans les dix cas typiques recensés dans le rapport "Renewable Microgrids : Profiles From Islands and Remote Communities Across the Globe" ⁽²⁾.



Photo 1 : Champ photovoltaïque de 1 400 kWc sur l'île de Ta'u.

Source : Nationalgeographic.com



Photo 2 : Installation photovoltaïque de 305 kWc sur le site de l'ancienne prison d'Alcatraz.

Source : energy.gov (USA).

question de la pénétration des énergies intermittentes est avant tout un problème économique, les questions techniques pouvant être résolues, au moins jusqu'à un certain seuil, si l'on est prêt à y mettre le prix. L'exemple bien connu de l'*Energiewende* allemand tend à le démontrer.

Comment conduire l'approche économique

Pour évaluer la compétitivité d'un moyen de production de l'électricité, qu'il soit intermittent ou non, il est courant de raisonner en coût moyen actualisé du MWh (ou LCOE, *Levelized Cost of Energy*), lequel est calculé selon la formule d'actualisation suivante des coûts et des productions sur la durée de vie N du moyen de production considéré :

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n}}$$

dans laquelle C_n représente les coûts (investissement, exploitation, maintenance, démantèlement) supportés l'année n et Q_n la production de l'année et i le taux d'actualisation.

S'agissant des énergies intermittentes, le résultat varie fortement selon les régions, en fonction notamment de l'ensoleillement et du régime des vents. Mais le LCOE permet de suivre l'évolution de la compétitivité d'un moyen de production donné, en fonction du progrès technique notamment. Les progrès réalisés au cours de la dernière décennie ont été remarquables, pour le solaire comme pour l'éolien : on parvient pour l'éolien *onshore* à des LCOE de l'ordre de 60 à 80 €/MWh et pour le photovoltaïque sur de très grandes surfaces à des LCOE de 30 à 80 €/MWh, selon les régions. Le prix de revient de l'éolien *offshore* reste beaucoup plus élevé (sauf dans les zones peu profondes et bien ventées), comme l'est également celui du photovoltaïque de petite toiture qui se situe en France aux environs de 150 €/MWh.

L'erreur fréquemment commise est d'utiliser le LCOE pour comparer directement entre elles différentes filières et de conclure, par exemple, que l'éolien est devenu plus

compétitif que le nucléaire du fait d'un LCOE qui serait moindre. Si tel était le cas, c'est l'ensemble du parc qui devrait muter vers l'éolien.

Deux facteurs doivent donc être également pris en considération :

- 1) le calcul économique doit prendre en compte l'ensemble des coûts, y compris ceux résultant de l'internalisation des coûts externes. On s'aperçoit alors que les LCOE, calculés à un instant t, pour une technique et une région données, croissent avec le taux de pénétration de la filière considérée, sous l'effet de différents facteurs : raréfaction et renchérissement de l'espace disponible, complexification des procédures, allongement des délais... Cet effet est clairement non linéaire, il est très variable selon les régions (le développement du solaire dans les zones arides du Moyen-Orient ne pose pas de problèmes majeurs), mais est déjà très sensible en Europe, s'agissant de l'éolien *onshore* ;

- 2) le LCOE doit être comparé à la valeur économique (VE) des MWh produits. Il est patent qu'une source intermittente ne rend pas les mêmes services qu'une filière sur laquelle on peut compter à tout instant. La valeur économique, dans un marché supposé parfaitement fluide et bien informé, s'identifie aux prix constatés sur les places d'échange, et l'on sait que l'électricité n'est pas une commodité comme les autres et que son prix varie fortement en fonction du lieu et du moment où elle est délivrée.

Sur la Figure 3 de la page suivante est reportée l'évolution au cours de trois journées, allant du 29 au 31 octobre 2017, du prix spot de l'électricité constaté sur le marché allemand Intraday de l'EEX. On y voit que le prix de l'électricité peut fluctuer très fortement et devenir négatif dans les périodes pendant lesquelles l'électricité d'origine éolienne est excédentaire.

Pour calculer correctement la valeur économique d'une production intermittente sur une année donnée, il convient donc de faire la somme de tous les éléments de valorisation de l'électricité produite au cours de l'année, 1/4 heure par 1/4 heure et sur l'ensemble des zones où l'électri-

cité est livrée, ce qui conduit à écrire :

$$VE_n = \sum_{i,t} P_n^{i,t} \times Q_n^{i,t}$$

où VE_n désigne la valeur économique de la production l'année n d'un moyen de production donné et $Q_n^{i,t}$ la quantité livrée à l'instant t au nœud i au prix de $P_n^{i,t}$.

Une actualisation des VE_n sur la durée de vie N du moyen de production permet alors de calculer la valeur économique actualisée VE et de la comparer au LCOE.

Cette approche reste malheureusement assez théorique. Il faudrait pouvoir décrire l'avenir avec grande une précision, ce qui nécessiterait notamment une connaissance extrêmement détaillée de la demande et de son élasticité par rapport aux prix.

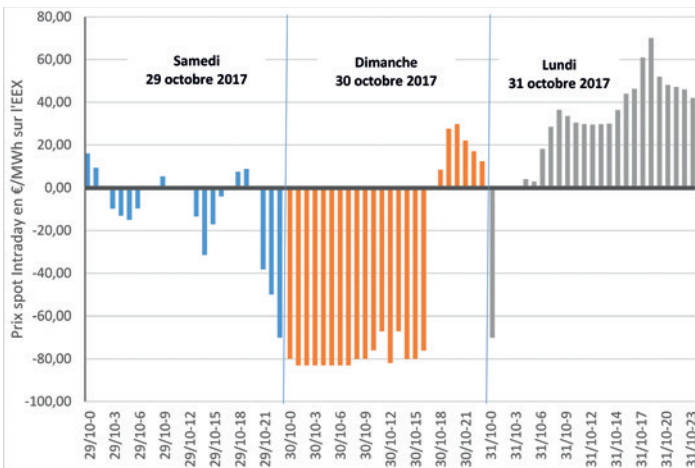


Figure 3 :  volution du prix spot de l'électricité sur le marché allemand intraday de l'EEX sur la période allant du 29 au 31 octobre 2017.

On est donc amené à raisonner de façon plus globale et à essayer de cerner la valeur économique des énergies intermittentes à partir de la valeur économique moyenne de l'électricité distribuée par le réseau, en lui apportant trois correctifs (voir la Figure 4 ci-après) :

- une décote liée à la variabilité temporelle qui, même si elle est prévisible, doit être compensée par différents moyens, notamment des moyens de *back up* ;

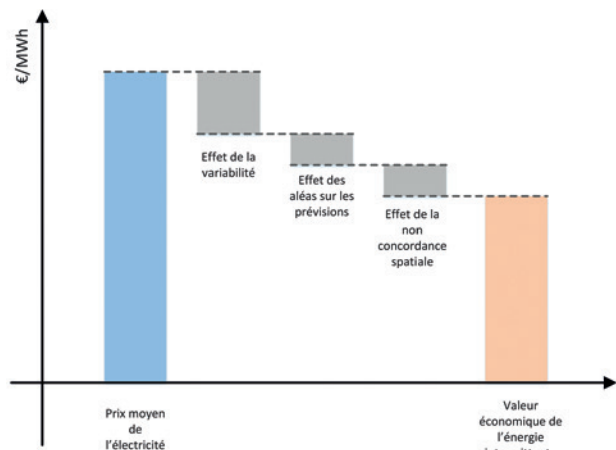


Figure 4 : Estimation de la valeur économique d'une énergie intermittente à partir du prix moyen de l'électricité – d'après Lion Hirth, *The Optimal Share of Variable Renewables* (2013).

- une décote liée aux aléas de prédictibilité des ressources qui conduisent à prendre des marges de sécurité accrues ;
- enfin, une décote liée à la non-concordance entre les lieux de production de l'électricité d'origine intermittente et les lieux de consommation, laquelle impose de construire des infrastructures de transport additionnelles.

Ces correctifs sont fonction du taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes considérées. Lorsque leur part reste faible, les décotes sont minimes : on reste dans le domaine des flexibilités usuelles du réseau. Il se peut d'ailleurs que les correctifs soient positifs : ainsi, l'utilisation locale de l'énergie solaire à des fins de climatisation des bâtiments a une valeur économique supérieure à celle de l'électricité de réseau qui doit être transportée et distribuée avant d'être utilisée.

Cependant, il est clair que les écarts se creusent rapidement. S'agissant de la variabilité dans le temps, une étude réalisée par EDF R&D en 2016 ⁽³⁾ a montré qu'une hypothèse de 60 % d'énergies renouvelables dans le système électrique européen – dont 40 % d'éolien et de photovolta ique – nécessiterait le développement de 700 GW d'éolien et de photovolta ique, permettant ainsi de réduire les moyens de production en base de 160 GW, mais entraînerait, dans le même temps, une augmentation des besoins en *back up* de 68 GW.

Une autre étude, de RTE, sur les moyens de flexibilité pouvant être développés sur le réseau français ⁽⁴⁾, a montré qu'en France, le passage à horizon 2030 d'un mix électrique calé sur le mix actuel à un mix du type « nouveau mix 2030 » impliquerait, pour respecter le critère de sécurité et hors introduction de moyens de flexibilité d'un type nouveau (*smart grids*), la construction de moyens de production additionnels du type turbines à gaz (voir

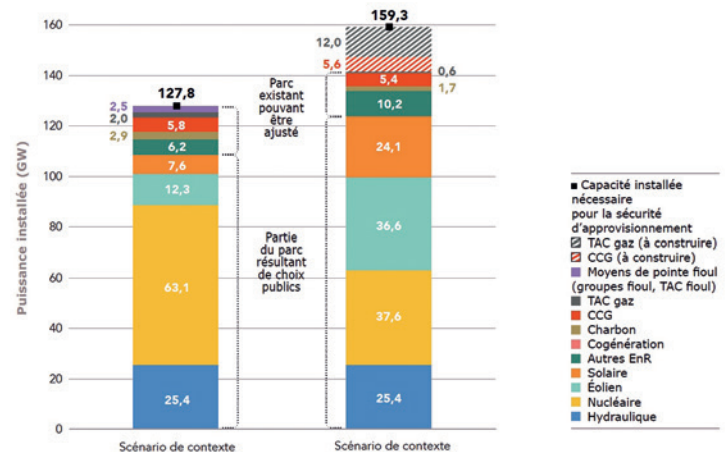


Figure 5 : Mix électrique, sans solutions *smart grids*, ajusté sur le critère de sécurité d'approvisionnement, dans les scénarios de contexte actuel et de nouveau mix 2030, Source : RTE (juin 2017).

(3) SILVA V. et al. (2016-5), « Analyse technico-économique d'un système électrique européen avec 60 % d'énergies renouvelables », Revue de l'électricité et de l'électronique.

(4) « Réseaux électriques intelligents. Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble », RTE (juin 2017)

la Figure 5 de la page précédente), ce qui serait non seulement pénalisant sur le plan économique, mais pourrait également conduire à une dégradation du bilan en CO₂, alors que les EnR sont usuellement considérées comme l'un des moyens d'en réduire les émissions.

La situation rencontrée récemment en Australie du Sud et étudiée par Lionel Taccoen⁽⁵⁾ a montré, sur un exemple qui peut être considéré comme un laboratoire grandeur nature, qu'au-delà de 30 ou 40 % d'énergies intermittentes, la gestion des réseaux électriques, si elle n'a pas été préparée par des mesures appropriées, peut devenir extrêmement difficile, avec l'apparition de *black-out* très mal ressentis par les populations. L'auteur renvoie également sur ce point à un communiqué de l'Association européenne de physique⁽⁶⁾.

L'effet de l'imprédictibilité reste mal connu, notamment la façon de faire face aux aléas de très court terme. Lion Hirth⁽⁷⁾ l'évalue à 4 €/MWh, et ce quelle que soit la part d'énergies intermittentes.

Quant au troisième facteur, il est clair que la décote liée à la non-concordance géographique entre les ressources et les besoins augmente en fonction du déséquilibre à compenser et donc de la part d'énergies intermittentes dans le mix électrique. L'exemple de l'Allemagne est illustratif : au départ, le réseau domestique existant suffit à assurer les transferts. Puis vient le moment où il faut écouler les surplus de production soit en pratiquant l'écrêtage des productions (*curtailment*), soit en évacuant la production vers les pays limitrophes, mais au prix d'une décote importante. Enfin, vient le stade où il faut réaliser des interconnexions nouvelles qui sont extrêmement coûteuses (on parle de 30 Mrd EUR) et donc difficiles à faire accepter, et dont on ne sait pas si, par voie de conséquence, elles seront un jour construites.

Au final, l'hypothèse d'une décroissance non linéaire, du type chute d'eau, de la valeur économique, calculée à un instant donné, des énergies intermittentes en fonction de leur part dans le mix électrique nous paraît aujourd'hui une hypothèse probable (voir la Figure 6 ci-dessous). Il y a d'ailleurs une forme de cannibalisation des EnR intermittentes, puisque lorsqu'elles sont disponibles, elles

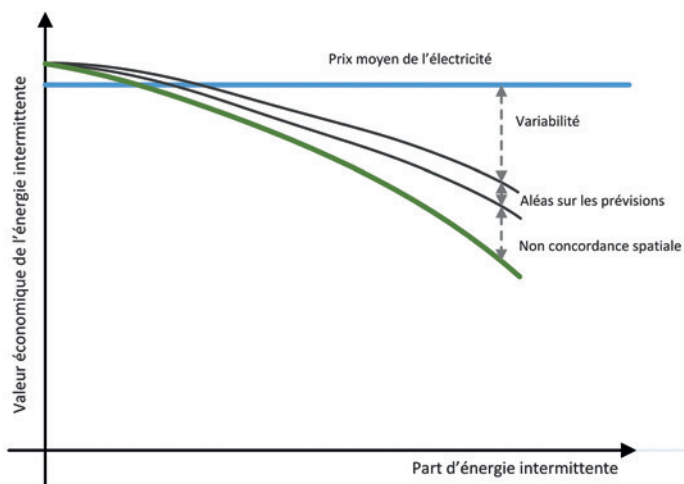


Figure 6 : Variation de la valeur économique des énergies renouvelables en fonction de leur taux de pénétration.

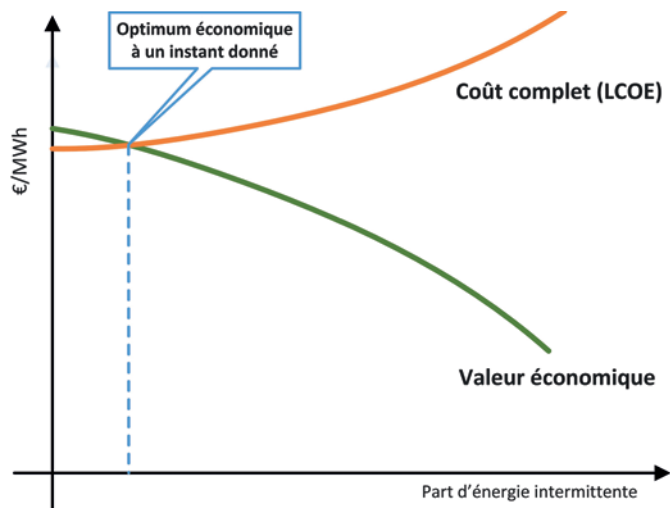


Figure 7 : Détermination de la part optimale d'énergies renouvelables intermittentes dans un mix électrique.

peuvent devenir excédentaires, entraînant ainsi leur valeur économique vers le bas.

La courbe de la Figure 6 peut être croisée avec la courbe du LCOE pour déterminer la part optimale à donner à une EnR intermittente (voir la Figure 7 ci-dessus).

La position de cet optimum peut évoluer dans le temps, du fait notamment de deux facteurs :

- 1) le progrès technique et l'effet de série peuvent conduire à un abaissement des coûts complets ;
- 2) l'amélioration de la valorisation économique des EnR intermittentes, du fait de l'évolution de la demande, du développement de nouvelles techniques, telles que le stockage qui permet de mieux s'accommoder de l'intermittence, ou du renchérissement des sources alternatives

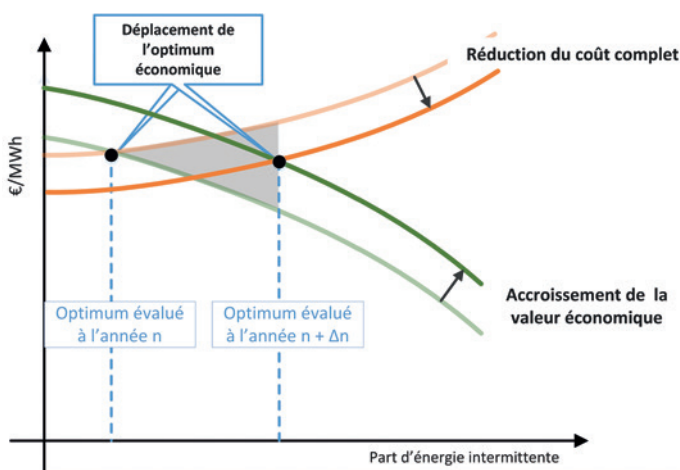


Figure 8 : Évolution de l'optimum économique sous l'effet du progrès technique et de l'amélioration de la valorisation économique.

(5) TACCOEN L. (2017), La Lettre géopolitique de l'électricité, n°78, novembre.

(6) "The Position of the Energy Group of the European Physical Society", 2015.

(7) HIRTH L. (2013), "The Optimal Share of Variable Renewables. How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment".

d'énergie. L'accroissement des prix de revient du nucléaire est ainsi souvent présenté comme une justification à un rééquilibrage en faveur des EnR.

L'optimum va donc se déplacer comme indiqué sur la Figure 8 de la page précédente. Les décideurs souhaitent souvent anticiper cette évolution en positionnant le curseur au-delà de l'optimum économique du moment. Une telle stratégie peut s'avérer payante si les conditions économiques évoluent comme escompté, mais elle implique un effort financier représenté par la zone grisée de la Figure 8. Cet effort peut devenir considérable si l'anticipation est forte et se révéler durable si l'évolution ne correspond pas par la suite au scénario imaginé.

Progrès technique et effet de série vont-ils rendre les EnR compétitives ?

L'approche économique décrite précédemment est aujourd'hui trop peu suivie, et les décisions se prennent généralement sous la pression des mouvements d'opinion. On manque donc d'études technico-économiques étayées permettant de quantifier les analyses, et ce d'autant plus que les conditions locales influent beaucoup sur les résultats et qu'il faut se garder d'extrapoler d'un pays à un autre les conclusions auxquelles on peut parvenir.

Les grands opérateurs du secteur électrique ont des moyens d'investigation puissants, mais ils procèdent généralement à des optimisations à la marge en prenant comme acquises les décisions prises par le pouvoir politique quant à l'importance à donner aux énergies intermittentes. Il s'agit alors d'études de sous-optimisation sur les interconnexions à construire ou sur les moyens de flexibilité à mettre en place pour faire fonctionner le système électrique avec le niveau de sécurité exigé.

Henri Prévot, ingénieur général des Mines, a développé un modèle accessible en ligne, dans lequel il s'efforce de traiter le problème de l'optimisation du système électrique dans sa généralité⁽⁸⁾. Sa thèse est que le recul programmé du nucléaire correspond à une forte désoptimisation du système électrique et entraîne, pour la collectivité, des coûts considérables. Mais pour des raisons bien compréhensibles de moyens, ces calculs ne descendent pas au niveau de granularité nécessaire pour apprécier correctement l'intérêt des énergies intermittentes et ne prennent pas en compte l'impact du progrès technique et de la diffusion à grande échelle de solutions nouvelles.

La question fondamentale est en effet de savoir si le progrès technique et l'effet d'échelle seront suffisants pour amener les énergies intermittentes à un niveau pleinement compétitif.

Un travail intéressant a été réalisé par Lion Hirth (*op. cit.*), dont la réflexion a inspiré le présent article. À l'aide du modèle EMMA⁽⁹⁾, Lion Hirth parvient à la conclusion qu'en 2013, au niveau du système électrique européen, une part de 2 % d'éolien correspondait à l'optimum économique sur la base d'un LCOE moyen de 68 €/MWh. Mais cette part monte à 20 % si l'on admet une réduction prévisible des coûts de l'éolien de 30 % ramenant le LCOE à

50 €/MWh. Par contre, même une baisse de 60 % du solaire photovoltaïque, le ramenant de 180 €/MWh à 70 €/MWh, ne suffirait pas à le faire apparaître dans les calculs d'optimisation au-dessus de 2 %.

Ces résultats peuvent sans doute être reconduits à peu près à l'identique en 2018 pour l'éolien. Ils nous paraissent pessimistes pour le photovoltaïque compte tenu de ses progrès rapides. De plus, l'arrivée sur le marché de batteries à des prix de plus en plus compétitifs (on parle de moins de 100 €/kWh à horizon 2025) peut permettre d'apporter une réponse à la variabilité journalière du photovoltaïque et à ses aléas de très court terme. Cela peut offrir à l'électricité d'origine photovoltaïque des voies de valorisation en direction de nouveaux usages, tels que la climatisation des logements ou la recharge des véhicules électriques.

Cela semble cependant insuffisant pour modifier fondamentalement la donne. L'exemple allemand est à cet égard intéressant à considérer. La Figure 9 ci-dessous décrit pour la période 2010/2017 l'évolution comparée de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique allemand et du soutien financier qui leur est apporté au travers de l'EEG⁽¹⁰⁾.

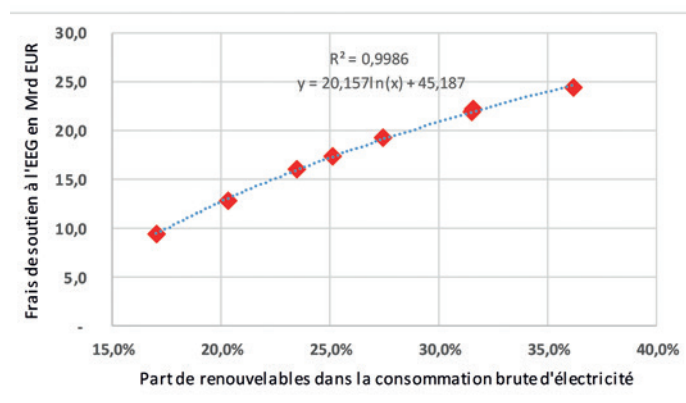


Figure 9 : Évolution comparée, de 2010 à 2019, de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique allemand et du soutien qui leur est apporté au travers de l'EEG.

Source : Données du Bundesministerium für Wirtschaft and Energie.

On constate sur cette figure que le soutien financier apporté à la production d'électricité d'origine renouvelable s'est infléchi au cours de la présente décennie, même s'il reste très élevé. Le modèle calé avec une très grande précision sur ces observations conduit par extrapolation à un soutien de 45 Mrd €/an, si la proportion d'énergies renouvelables devait atteindre 100 % !

En France métropolitaine, l'effort consenti au profit des productions éoliennes et photovoltaïques est estimé par

(8) Voir, notamment : <https://www.hprevot.fr/calcul-parc-prod-electr.html>

(9) EMMA : European Electricity Market Model.

(10) La loi allemande sur les énergies renouvelables (Erneuerbare Energien Gesetz - EEG).

la CRE, pour 2018, sous forme de contrats d'achat ou de compléments de rémunération, à 3,9 Mrd EUR avec une perspective de hausse de 4 à 5 % en 2019, au profit de productions de l'ordre de 37 TWh (soit 7 % du mix électrique de 2018). Cela signifie que ces énergies restent en France soutenues à plus de 100 € par MWh produit. Selon les prévisions de la CRE, malgré l'extinction progressive des contrats anciens, cette charge n'est pas susceptible de diminuer dans les cinq années à venir, compte tenu notamment de l'arrivée de l'éolien *offshore*.

L'Allemagne et la France n'ont pas les mêmes moyens. Mais en considérant la situation dans chacun de ces deux pays, on peut conclure que la part donnée aux énergies intermittentes reste aujourd'hui fondamentalement dépendante de l'effort financier que l'on est prêt à leur consacrer.

Les gouvernements français et allemand ont renoncé, pour des raisons évidentes, à la politique de guichet ouvert, et les soutiens apportés aux EnR se font aujourd'hui, sauf pour les petites installations, par le biais d'appels d'offres. Le pilotage budgétaire est donc devenu aujourd'hui le moyen de régulation des EnR intermittentes. Les responsables politiques essaient, en évitant les à-coups, de trouver un compromis acceptable entre le souci de ne pas trop alourdir la charge pesant sur le consommateur du fait du soutien financier apporté aux EnR et celui de répondre aux aspirations de transition énergétique. Mais l'on voit bien qu'il manque une vision d'ensemble qui serait guidée par la recherche d'un optimum prenant en compte toutes les données techniques, économiques, environnementales et sociales.

Conclusion

À la question « Des énergies intermittentes, jusqu'où ? », il n'y a pas de réponse unique. Les conditions locales (climat, espace disponible, acceptabilité par les populations) jouent un rôle essentiel dans la formation de leur prix de revient. Celui-ci a également tendance à croître lorsque leur emprise s'étend du fait de phénomènes de saturation, d'impact sur l'environnement et de moindre acceptation sociale.

On voit également, au travers de cas particuliers ou d'études plus théoriques, qu'au niveau de l'utilisation de ces énergies, des problèmes de gestion des réseaux apparaissent lorsque la part des énergies intermittentes (solaire ou éolien) devient significative, au point de susciter, au-delà d'un certain seuil (que d'aucuns fixent aux environs de 30 %), des risques de *black-out* si des mesures appropriées ne sont pas mises en œuvre à temps.

Ces problèmes sont en apparence techniques, mais ils peuvent également se décliner en termes économiques, car, sauf à envisager des taux de pénétration très élevés, ils peuvent être résolus par des mesures de compensation de l'intermittence (suréquipement et marges de sécurité

accrues, pilotage de la demande, stockage), ainsi que par le développement de nouvelles interconnexions qui permet de mieux tirer parti de l'effet de foisonnement et de remédier à l'éloignement fréquent des zones de production par rapport aux zones de consommation.

Toutes ces mesures coûtent cher. La valeur économique nette des énergies intermittentes est en conséquence affectée d'une décote par rapport à celle des énergies pilotables qui se traduit, notamment sur les places d'échange, par des valeurs spot qui peuvent devenir négatives lorsque les productions intermittentes viennent en opposition de phase avec la demande et sont largement excédentaires.

En France, comme en Allemagne, les énergies intermittentes doivent donc être soutenues, sous différentes formes, par des aides financées par les consommateurs d'énergie, aides qui restent aujourd'hui supérieures à 100 euros par MWh. Les prévisions de la Commission de régulation de l'énergie ne permettent pas d'espérer au cours des cinq années à venir un allègement de ce ratio, et ce malgré la baisse très substantielle des coûts de production des électricités d'origine photovoltaïque et éolienne constatée au cours des dernières années. L'exemple allemand laisse à penser qu'un scénario « 100 % renouvelable » dans ce pays lui coûterait au minimum 45 Mrd EUR/an.

Il en résulte que le facteur déterminant en ce qui concerne la part des énergies intermittentes dans le mix électrique demeure l'effort financier que la collectivité est prête à leur consacrer au titre de la transition énergétique et en anticipation de nouveaux progrès de compétitivité. On assiste depuis une dizaine d'années à une sorte de tâtonnement expérimental, fondé sur la recherche d'un compromis entre les exigences de la transition énergétique et ses conséquences financières. Il n'existe pas aujourd'hui d'études technico-économiques complètes permettant de chiffrer, du point de vue de la collectivité, les avantages et les inconvénients de divers scénarios et de décider sur la base de critères aussi objectifs que possible de la stratégie à retenir. On ne peut pas dire, à ce stade, que les travaux sur la programmation pluriannuelle de l'énergie aient répondu à ce souci. Beaucoup d'études font de la sous-optimisation, en considérant comme acquises les décisions les plus structurantes. D'autres se contentent de raisonner sur la base des coûts complets de production sans s'intéresser à la valeur économique des kWh qui doit venir en face. Il faut reconnaître que la détermination de la valeur économique de productions d'électricité variables dans le temps, dans l'espace, et comportant une dose d'aléas, est un exercice très difficile. Il devrait pourtant être mené, car les sommes en jeu sont considérables et les erreurs de programmation relèvent, comme tout ce qui a trait à l'énergie, du temps long. Il est facile de les commettre, mais il faut des années pour y remédier.