

La transition énergétique sous contrainte de gestion de l'intermittence des énergies renouvelables

Dominique Grand, André Latrobe,
Christian Le Brun, Roland Vidil

Pour réduire les émissions de CO₂ dans le secteur électrique, la loi française de transition énergétique et la politique de l'Union Européenne donnent la priorité au développement de la production d'électricité par les énergies renouvelables. Y-a-t-il cohérence entre l'objectif affiché et les moyens proposés ? Cette question nous paraît insuffisamment mise en débat. Ainsi, la décision de Nicolas Hulot de réaménager le calendrier de la loi de la transition énergétique, sans modifier les objectifs de développement des énergies renouvelables dans le secteur électrique, a fait l'objet de très peu de commentaires sur les raisons de ce report.

Notre propos s'inscrit dans cette perspective d'essayer de répondre à la question épineuse de la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables lorsqu'elles sont développées à grande échelle. L'analyse développée dans une démarche d'ingénieurs et physiciens dégage des ordres de grandeur utiles à une vue globale du futur mix électrique.

Les énergies éoliennes et solaires sont les seules permettant d'augmenter significativement la part des renouvelables dans le mix électrique. Or elles fournissent l'électricité d'une façon intermittente et indépendante des besoins. Pour assurer la sécurité de l'approvisionnement des consommateurs, le réseau électrique doit être rééquilibré à chaque instant. Le rééquilibrage reste aisé tant que les énergies renouvelables intermittentes (EnRi par la suite) représentent une faible part du

mix. Qu'en sera-t-il en France quand, la part du nucléaire ayant été ramenée à 50 % de la production électrique, les EnRi prendront une part bien plus grande estimée à 35 % contre 5 % aujourd'hui ?

1. Les modalités de gestion de l'intermittence à grande échelle

On s'appuie sur la méthode développée par F. Wagner pour l'analyse du secteur électrique allemand soumis au développement des EnRi à grande échelle [Wagner, 2014] qui permet d'éclairer les contraintes exercées sur la gestion du système. Appliquée à la France, cette méthode utilise les données sur les puissances éoliennes et solaires enregistrées chaque demi-heure d'une année sur le réseau et publiées par RTE. Les historiques de production sont reportés par homothétie dans le mix électrique visé où les EnRi fourniraient annuellement 193 TWh, soit 35 % de la production électrique supposée maintenue au niveau actuel. Le reste de la production provient de sources pilotables et décarbonées : 50 % pour le nucléaire et 15 % pour l'hydraulique et la biomasse. Les sources fossiles sont considérées comme abandonnées.

Les figures ci-dessous représentent le mix électrique visé d'une année hypothétique (vers 2030) avec les équilibres décrits plus haut. Ces figures illustrent bien toute la difficulté d'un mix électrique avec une production fortement intermittente en regard de la puissance demandée.

La courbe rouge de la figure 1 montre l'évolution au fil des heures de la puissance produite par les EnRi. Des variations de forte amplitude l'éloignent de la puissance demandée (courbe verte) qui est la part restant à fournir après les moyens hydrauliques et nucléaires pour égaler la consommation. Pour maintenir l'équilibre du réseau, il faut annuler l'écart entre puissance des EnRi et puissance demandée. Ce sera le rôle du système d'équilibrage de fournir une puissance positive dans le cas où il faut combler un manque ou, dans le cas contraire, une puissance négative pour récupérer le surplus produit par les EnRi.

La figure 2 représente la monotone de la puissance d'équilibrage requise par les données de la figure 1 (pour plus de détails consulter [Grand et al., 2015]). Cette présentation permet de distinguer les ordres de grandeur de puissance et d'énergie à gérer par le rééquilibrage. La puissance nécessaire pour combler tout le manque est de 25 GW, tandis que celle nécessaire pour absorber tout le surplus est de 50 GW (en valeur négative). Les surfaces entre la courbe et l'axe horizontal mesurent l'énergie à transférer sur l'année des périodes où la production des EnRi est excédentaire (en bleu) à celles où elle est déficitaire (en orange) : 44 TWh soit près d'un quart de la production annuelle des EnRi.

Cette méthode simplificatrice peut apparaître discutable sachant que l'on se réfère à un historique de productions renouvelables sur l'année qui ne serait donc pas représentatif de la situation future. En fait, il l'est pour les ordres de

grandeur que nous recherchons. Pour preuve, nous renvoyons à [Grand et al., 2016] qui montre l'invariance de la structure de la monotone de productions des ENRi déduite des années passées aussi bien en France qu'en Allemagne.

2. Les solutions de rééquilibrage sur une journée moyennée

Dans une seconde étape de la démarche inspirée par celle de F. Wagner, on analyse les solutions de rééquilibrage sur une journée moyennée. Ce modèle idéalisé de gestion de l'équilibre sur un jour moyen simplifié évidemment la représentation des besoins d'équilibre du système électrique, mais il fournit des ordres de grandeur intéressants. Nous répartissons donc, de façon égale sur les 365 jours de l'année, le besoin de comblement du déficit et l'éventuelle récupération de l'excédent pour y contribuer : soit 120 GWh transférés d'une moitié de la journée à l'autre ce qui pourrait être réalisé par une puissance moyenne de 10 GW.

Pour gérer ce niveau d'intermittence extrêmement élevé, toutes les solutions possibles doivent être mobilisées, que ce soit le stockage de la production excédentaire, le déplacement des consommations par effacement et report ou les sollicitations des pays voisins. Le stockage de l'électricité consiste en la transformation en une autre forme d'énergie mécanique (remontée d'eau dans un réservoir amont), électrochimique (batterie) ou chimique (production d'hydrogène ou de méthane), retransformée ensuite en énergie électrique, avec des pertes inévitables lors

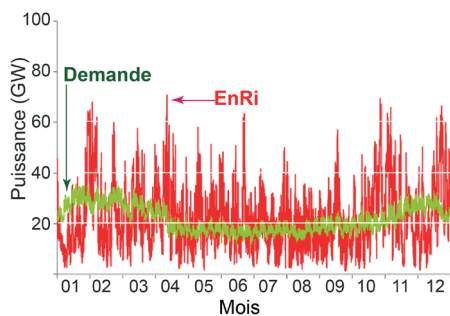


Figure 1. Fig. 1 Puissances des EnRi et de la demande

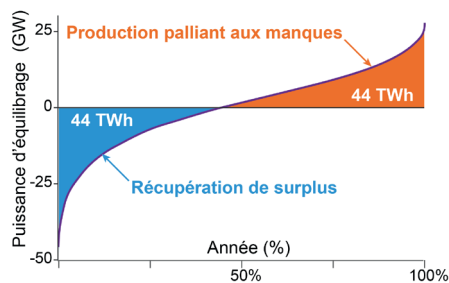


Figure 2. Monotone de l'équilibrage

La transition énergétique sous contrainte de gestion de l'intermittence des énergies renouvelables

des transformations. Considérons ces différents moyens d'équilibrage :

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP). Elles présentent la seule source à grande échelle de stockage d'électricité aujourd'hui. Ce stockage mécanique présente l'avantage d'un rendement élevé entre 70 et 80 %. Potentiellement, les 4 GW de STEP françaises (dont les 1,8 GW du barrage de Grand'Maison) pourraient, suivant le modèle journalier, pomper 48 GWh par jour. En réalité, en 2013, les STEP ont pompé l'équivalent de 20 GWh par jour. L'alternance irrégulière entre excédents et déficits peut l'expliquer car un surplus de plusieurs jours consécutifs remplit la réserve supérieure et le pompage doit s'arrêter. En supposant le pompage consacré exclusivement à la gestion de l'intermittence, celui-ci permettrait de stocker environ 1/6 du surplus. Avec un rendement de 80 % de l'opération, c'est environ 16 GWh sur la journée qui peuvent être produits à partir du surplus par ce moyen.

Les autres stockages électriques. Les voitures électriques sont souvent présentées comme la panacée pour stocker l'électricité dans le futur. À leur avantage, les batteries ont aussi un rendement élevé, de l'ordre de 80 %. Si le parc automobile électrique atteint 6 millions de véhicules de type Zoé en 2030, une fraction des batteries peut être utilisée pour gérer l'intermittence. Une fraction seulement car la gestion de l'intermittence est un détournement de leur usage principal. Elle impose des cycles charge-décharge additionnels qui réduisent la longévité des batteries. Consacrer à cette fin un quart de la consommation du parc de véhicules électriques permettrait de résoudre 7 % du besoin de gestion de l'intermittence. Les autres moyens de stockage disponibles (batteries stationnaires, air comprimé, volant d'inertie...) apporteront des contributions inférieures à l'ordre de grandeur donné ci-dessus.

La gestion de la demande. Une autre possibilité est d'aménager la consommation par les effacements de consommations, comme le font ou le feront les dispositifs existants ou en développement gérés par des agrégateurs ou par des

contrats directs avec RTE. Mais les fluctuations de la consommation étant d'un ordre de grandeur inférieur à celles générées par l'intermittence éolienne et solaire (alors même que leur production n'atteint que 35 % du mix électrique), il en sera de même des possibilités d'ajustement de la consommation. En 2013, le volume annuel d'effacement en France a atteint 20 GWh par an, ce qui ne ferait en moyenne que 0,06 GWh par jour (un record qui n'a toujours pas été égalé en 2017). Supposant qu'il soit centuplé en 15 ans, l'ajustement de la consommation à l'intermittence contribuerait pour 6 GWh par jour, soit 5 % du besoin. Cet ordre de grandeur fixe les idées sur le potentiel qui pourra être offert par les réseaux intelligents.

Les échanges internationaux. Les échanges avec les pays voisins permettraient de transférer nos surplus et de nous approvisionner pendant les périodes de manque de production EnRi. Outre la contrainte des capacités d'interconnexion, la limite qui peut apparaître est la corrélation possible entre les fluctuations de productions EnRi de pays limitrophes et celles de la France alors que tous sont appelés à augmenter de la même manière leur part d'EnRi. Si la France et l'Allemagne mettent en commun leurs productions à chaque instant, le bénéfice de cette mise en commun vis-à-vis du besoin d'équilibrage sera presque nul car les périodes de surplus et de manque des deux pays sont en très grande partie concomitantes. Les phénomènes météorologiques (avec l'alternance de hautes et basses pressions qui gouvernent la production éolienne) se manifestent sur des régions de taille supérieure à celle des pays réunis. La corrélation a été bien établie par plusieurs auteurs pour les échanges transfrontaliers entre pays européens, notamment le Danemark et ses voisins [Bach, 2013] [Flocard, 2014]. Tenir compte des échanges avec d'autres pays pourrait donc sans doute améliorer la situation, mais faiblement car la corrélation des productions EnRi est forte.

Au total, si on part du déséquilibre moyen journalier de 120 GWh par jour qui doit être compensé, et dans le cas favorable où tous les moyens ont toute la souplesse requise pour

s'ajuster aux transitoires, on constate que les solutions quotidiennes précédentes permettent de combler un quart du déficit, compte tenu des rendements : les STEP apportant 16 %, les véhicules électriques 7 % et le déplacement de la consommation 5 %. Les 3/4 restant peuvent-ils être couverts par d'autres moyens comme le stockage inter-saisonnier ?

3. Que peut apporter le stockage inter-saisonnier ?

Les solutions de stockage inter-saisonnier peuvent servir à utiliser les trois quarts du surplus restant. Dans [Grand et al., 2015], nous avons montré que cela nécessiterait de garantir une capacité de réserve d'énergie de 15 TWh pour suivre la courbe temporelle des productions dictées par les fluctuations saisonnières. Les STEP ou les unités de batteries au niveau des réseaux comme elles se développent un peu aux États-Unis et en Allemagne ne dépassent pas quelques jours ; après, le stockage plein ne peut plus rien absorber.

La seule solution qui permet un stockage sur un cycle d'un trimestre au minimum pourrait être apportée par les filières « *power to gaz* » (P2G). Il faut alors transformer l'électricité en gaz (hydrogène produit par électrolyse), puis, après un temps de stockage, restituer de l'électricité à l'aide d'une pile à combustible. L'hydrogène étant difficile à stocker dans la durée, une variante consiste à produire du méthane. Mais les transformations successives abaissent le rendement et la part d'électricité restituée n'est plus que de 20 %, performance que l'amélioration des rendements grâce au progrès technologique pourrait rehausser un peu. Avec une puissance installée de P2G de 6 GW et un rendement de 25 %, cette filière pourrait résorber un tiers du surplus, ce qui ne contribuerait qu'à 8 % du déficit à combler. Mais est-ce économique ? Serait-il intéressant d'augmenter la puissance installée en P2G pour utiliser tout le surplus et limiter ainsi le déficit ? C'est peu probable.

4. Et alors, que faire ?

Toutes les solutions disponibles à moyen terme ayant été examinées pour utiliser le surplus d'électricité, un tiers du surplus initial serait inutilisé. Dans le même temps, il resterait à combler les deux tiers du manque initial par des moyens flexibles et pilotables. Ce serait principalement des turbines à gaz car elles ont la plus grande réactivité aux transitoires rapides. La puissance installée devrait être de 21 GW au minimum pour réaliser l'appoint tout au long de l'année. Mais ces centrales n'étant mises en service que pour combler le manque de 82 GWh par jour, leur facteur de charge de 16 % serait très bas. Leur investissement devrait donc se heurter à une difficulté économique de rentabilité, à moins que les marchés électriques soient modifiés par la mise en place d'un mécanisme de rémunération des capacités garanties disponibles pendant les pointes. Une autre partie du problème de comblement du déficit pourrait aussi être prise en charge par les centrales nucléaires ou hydrauliques existantes en accroissant leur flexibilité et, dans le second cas, leur puissance (par le suréquipement). Ceci permettrait, de plus, de limiter les rejets de CO₂ dans l'atmosphère par rapport à l'option turbines à combustion.

Au bout du compte, le bilan en termes d'émissions de CO₂, qui est un des critères principaux du choix des options de transition, est plus que mitigé : les émissions de CO₂ du kWh produit dans ce scénario seraient égales ou supérieures aux émissions actuelles. De plus, les investissements nécessaires pour installer ces nouvelles sources d'énergies renouvelables grandissent beaucoup plus rapidement que leur part dans la production électrique. Pour atteindre 35 % d'énergies renouvelables intermittentes, il faudrait doubler le total de la puissance installée actuelle pour une même production électrique. Les dépenses d'investissement évaluées à partir des données sur le parc projeté seraient de l'ordre de 300 milliards d'euros, à quoi il faudrait ajouter le coût des infrastructures de gestion de l'intermittence (réseau électrique, stockage et gestion de la demande, unités de pointe flexibles) qu'on ne

La transition énergétique sous contrainte de gestion de l'intermittence des énergies renouvelables

peut préciser que par une approche technico-économique détaillée.

On s'acheminerait donc vers une production électrique techniquement difficile, coûteuse et dont l'empreinte carbone serait probablement supérieure à celle d'aujourd'hui. En conséquence, il nous semble important que des études techniques et économiques sur les conséquences de la loi de transition énergétique soient refaites en utilisant d'autres méthodes d'évaluation que précédemment. C'est peut-être pour cela que le gouvernement a décidé de revoir le calendrier de la loi.

RÉFÉRENCES

PF Bach : Wind power in Denmark, Germany, Ireland, Great Britain, France, Spain and Belgium. Statistical Survey 2013 published March 28, 2014 on <http://pfbach.dk/>

H. Flocard et al. Electricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables. Techniques de l'ingénieur BE8586 (2014)

D. Grand et al. Intermittence des énergies renouvelables et mix électrique. Techniques de l'ingénieur IN301 (2015)

D. Grand et al. Electricity production by intermittent renewable sources: a synthesis of French and German studies. Eur. Phys. J. Plus 131 : 329 (2016)

F. Wagner. Electricity by intermittent sources : An analysis based on the German situation 2012. Eur. Phys. J. Plus 129, 20 (2014).