



Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie

**INJECTION MASSIVE D'ELECTRICITE RENOUVELABLE
INTERMITTENTE ET FATALE DANS UN RESEAU INTERCONNECTE :
EFFETS D'EVICION ET BESOINS DE STOCKAGE**

Jacques Percebois et Stanislas Pommeret

Cahier de recherche n° 18.01.119

26 janvier 2018

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie

CREDEN – Equipe ART Dev – Université Montpellier 1
Faculté d'Economie, Av. Raymond Dugrand, C.S. 79606
34960 Montpellier Cedex 2, France
Tél. : +33 (0)4 34 43 25 04

Le 20 juillet 2017

Injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale dans un réseau interconnecté : effets d'éviction et besoins de stockage

Jacques Percebois¹ et Stanislas Pommeret²

1 : Professeur et Directeur du CREDEN, Université de Montpellier, Faculté d' Economie, Richter, CREDEN, CS 79606, 34960 Montpellier cedex 2, France. jacques.percebois@univ-monpt1.fr

2 : Président de l'Inter-Division Energie, Société Chimique de France, 28 rue Saint Dominique, 75007 Paris, France. stanislas.pommeret@societechimiquedefrance.fr

Résumé

Si la structure de consommation électrique reste inchangée par rapport à ce qu'elle est aujourd'hui, un mix électrique composé de 20% d'hydraulique, 30% d'EnR (photovoltaïque et éolien) et 50% de nucléaire ne permet pas de réduire la puissance nucléaire raccordée au réseau (62,3 GW). Un tel réseau nécessiterait la mise en place d'une filière industrielle de stockage de l'énergie électrique du type Power-to-Gas et un renforcement des réseaux électriques pour l'optimiser. Les très faibles taux de charge des EnR (0,13 pour le photovoltaïque et 0,24 pour l'éolien) feront que les installations de stockage et de déstockage de l'électricité auront, elles aussi, de très faibles taux de charge et seront donc très onéreuses. Alors que l'Allemagne et dans une moindre mesure l'Italie s'appuient sur le réseau français pour absorber leur production d'EnR, si la France se met à produire massivement de l'électricité à partir des EnR, c'est l'ensemble du réseau européen qui risque de se trouver déstabilisé. Il est urgent qu'une politique rationnelle et de très long terme se mette en place pour optimiser la tarification, la production et les usages présents et futurs de l'électricité.

Introduction

Depuis le Grenelle de l'Environnement, un concept novateur pour le bâtiment a émergé : le bâtiment à énergie positive (BEPOS). Que ce concept soit appliqué à un bâtiment commercial ou à un bâtiment d'habitation, le principe reste le même : la consommation énergétique annuelle du bâtiment est inférieure à sa production énergétique. Ce concept a été récemment étendu à la notion de territoire à énergie positive (TEPOS) : un territoire qui produit plus d'énergie qu'il n'en consomme. Dans ce calcul de balance énergétique seules les énergies réputées « vertes » ou énergies renouvelables (EnR) sont prises en compte du point de vue de la production. Alors que ce concept vise à favoriser la consommation et la production locale d'énergie en assurant que la production énergétique locale compense la consommation énergétique locale, il peut mettre en péril l'équilibre de puissance inhérent au vecteur électrique.

L'électricité éolienne et solaire est proche de la « parité-réseau », ce qui signifie que le coût de production du kWh fourni par une installation photovoltaïque individuelle se rapproche du prix du

kWh soutiré du réseau, lequel comprend non seulement le coût de production issu des grandes centrales mais également les coûts liés au transport et à la distribution de l'électricité, ainsi qu'une part non négligeable de taxes. Du coup l'autoconsommation individuelle et collective (à une échelle locale) devrait se développer.

Dans un réseau électrique on doit s'assurer que la puissance électrique consommée est en permanence égale à la puissance produite. Un écart durable entre la consommation et la production entrainera inéluctablement la chute du réseau électrique (Cf. panne générale du réseau français du 19 décembre 1978). Cette absolue nécessité d'ajuster la consommation et la production explique la volatilité des prix de gros de l'électricité. Ainsi, en France durant l'année 2015, les prix de gros de l'électricité ont été bas du fait d'une surcapacité de production alors que le début de l'automne 2016 a vu une nette flambée des prix de l'électricité du fait de l'arrêt de près d'un tiers des centrales nucléaires suite à une demande de l'ASN en lien avec des problèmes de teneur en carbone des aciers « nucléaires ».

L'objet de ce papier est de montrer, à l'aide d'un modèle, que l'injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale non seulement exerce des effets d'éviction qui ne sont pas toujours désirables sur les autres moyens de production, mais peut exiger de construire des moyens importants de stockage si l'on veut éviter de mettre en péril l'équilibre du réseau interconnecté.

Lien entre les énergies renouvelables et la consommation d'électricité en 2015

Comme nous l'avons déjà signalé lors d'une étude précédente (figure 8 de la référence [1]), l'énergie éolienne revêt un caractère fortement aléatoire même si les progrès de la météorologie en permettent une prédiction relativement fine alors que l'énergie photovoltaïque est reproductible d'un jour à l'autre mais elle est sensible aux variations saisonnières et subit les alternances jour/nuit.

Il paraît trivial de dire que la production horaire d'électricité par les moyens de production verte n'est pas corrélée avec la consommation ; il en est de même avec la moyenne de la production journalière comme le montre clairement la Figure 1. On remarque même que la production photovoltaïque journalière moyenne est anticorrélée avec la consommation : plus on consomme d'électricité moins on produit d'énergie photovoltaïque. Pour ce qui est de la production d'origine éolienne on n'observe pas de tendance marquée pour l'année 2015.

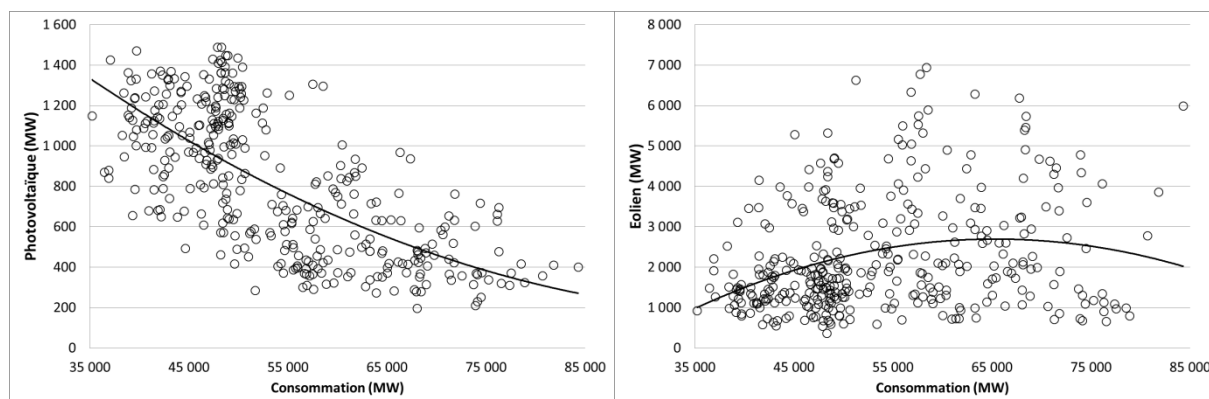


Figure 1 : Corrélation entre la puissance moyenne journalière produite par l'éolien ou le photovoltaïque et la puissance moyenne journalière appelée en France (données RTE 2015). Les courbes de tendances sont obtenues par l'ajustement de polynômes de degré 2.

Injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale dans un réseau interconnecté : effets d'éviction et besoins de stockage

Energies jouant le rôle de stabilisateur du réseau en 2015

Comme les EnR ne sont pas corrélées à la demande, d'autres sources d'énergie doivent s'adapter pour répondre à la demande : l'hydroélectricité (barrages, au fil de l'eau, stations de transfert d'énergie par pompage – STEP) et surtout les moyens de production centralisés (énergie nucléaire et fossile).

Rôle de l'hydroélectricité

En France, chacun s'accorde à dire que l'énergie hydroélectrique a atteint un seuil quasi maximal de son développement du fait de l'utilisation actuelle des sites géographiques et des difficultés sociétales liées à l'exploitation de nouveaux sites. La contribution hydroélectrique est significative comme le montre la Figure 2 qui illustre la corrélation entre la puissance consommée et la puissance hydroélectrique. Ainsi, en 2015, la mobilisation de l'énergie hydro-électrique a permis d'atténuer l'appel à des énergies fossiles lors de la pointe de consommation qui était voisine de 90 GW. Cette figure illustre aussi deux modes de fonctionnement des barrages hydroélectriques : un mode *hivernal* correspondant à des consommations supérieures à 60 GW où il est fait appel massivement aux barrages en les vidant et un mode de *recharge* correspondant à des consommations inférieures à 60 GW où il est fait appel aux barrages pour passer les pointes et assurer la stabilité du réseau tout en assurant la pérennité de la ressource ou son rechargement. Pour la production au fil de l'eau on observe que, en moyenne, cette production croît avec la demande lorsque celle-ci est supérieure à 60 GW. Cette observation n'est pas due à une relation de cause à effet mais au fait que la demande est maximale en hiver et qu'à cette saison les fleuves et rivières de France ont plutôt un fort débit (effet d'aubaine climatique).

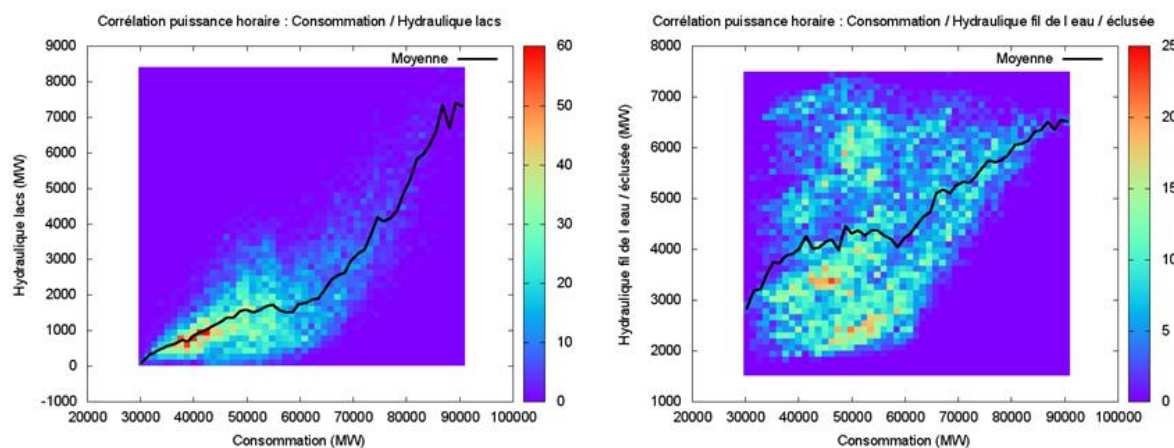


Figure 2 : Evolution de la puissance produite par l'hydroélectricité (Barrage à gauche et au fil de l'eau à droite) en fonction de la puissance horaire appelée (données RTE 2015). La ligne noire représente la production moyenne à puissance horaire appelée donnée.

A l'image des barrages les STEP permettent aussi la stabilisation du réseau en pompant de l'eau aux heures creuses et en turbinant de l'eau aux heures pleines. Leur rôle est essentiel pour stabiliser le réseau sur la journée alors que les barrages en plus de ce rôle assurent un stockage énergétique inter-saisonnier en accumulant de l'eau.

Rôle des moyens centralisés (Nucléaire & fossile)

En France, les moyens centralisés de production d'électricité sont largement dominés par l'énergie nucléaire. Les énergies fossiles (Gaz, Charbon et Fioul) ont néanmoins un rôle important dans la

stabilisation du réseau les jours de pointe aux heures de pointes. Ainsi, lors de la pointe de consommation à 90 GW en 2015, les énergies fossiles ont contribué à hauteur de 13 GW ce qui est à peu près égal à la contribution hydroélectrique. De façon tendancielle l'appel à ces ressources ressemble à celui des barrages hydroélectriques : il n'est pas fait appel à ces ressources lorsque la France consomme peu et elles sont entièrement mobilisées lors de pointes de consommation. Dans les régimes intermédiaires, il est fait appel à ces ressources pour passer les pointes du fait de leur grande réactivité.

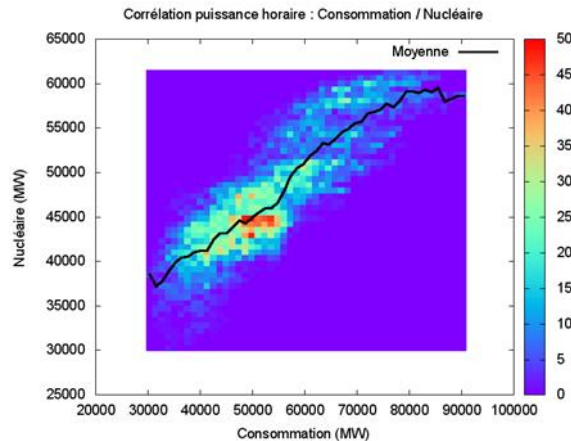


Figure 3 : Corrélation entre la puissance horaire appelée et la production électrique d'origine nucléaire (données RTE 2015).
La ligne noire représente la production moyenne à puissance horaire appelée donnée.

La Figure 3 illustre la corrélation entre la demande et la production d'origine nucléaire en France. Les amplitudes de variation sont comparables ce qui est normal car près des trois quarts de l'énergie électrique consommée en France en 2015 était d'origine nucléaire. Cette figure permet d'identifier le point de fonctionnement normal (zone rouge de la Figure 3) du système électrique français avec une consommation voisine de 52 GW et une production électrique d'origine nucléaire proche de 44 GW. On remarque que même si les pointes de consommation au-delà de 70 GW ne représentent que peu d'heures dans l'année, l'énergie nucléaire a été mobilisée en moyenne sur ces pointes à hauteur 57 GW pour une capacité maximale de 63,2 GW soit une mobilisation moyenne de 90% des capacités de production. La Figure 4 montre que l'énergie nucléaire agit aussi dans la stabilisation du réseau électrique au cours de la semaine et de la journée. Ainsi les excursions en puissance au cours d'une semaine sont en moyenne de 6 GW et peuvent atteindre en moyenne 4 GW sur 24 heures. L'écart type sur les valeurs moyennes est voisin de 6 GW. Cela signifie que l'énergie nucléaire joue un rôle important dans la stabilisation du réseau électrique et que contrairement à l'image que certains peuvent avoir cette ressource s'est montrée plus flexible que ce que l'on pensait.

Injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale dans un réseau interconnecté : effets d'éviction et besoins de stockage

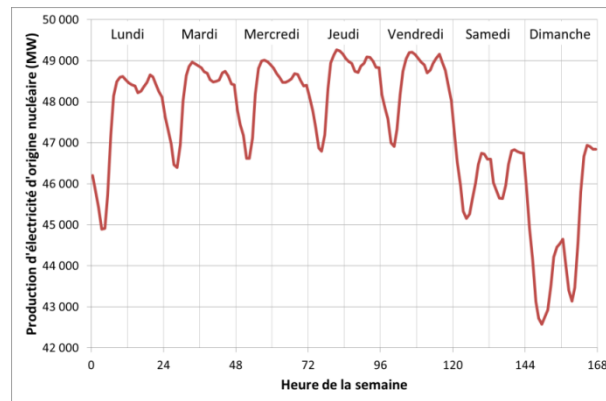


Figure 4 : Production moyenne en 2015 d'électricité d'origine nucléaire en fonction de l'heure et du jour calendaire (données RTE 2015).

Anticipation de l'effet de l'injection massive d'EnR

Afin d'anticiper l'effet que pourraient avoir les BEPOS, les TEPOS et plus généralement l'autoconsommation sur un système électrique, nous nous sommes basés sur les données de l'année 2015 pour laquelle nous avons montré que les EnR avaient déjà une influence notable sur les équilibres financiers [1]. Dans l'état actuel des technologies, un BEPOS est un bâtiment qui produit essentiellement de l'énergie photovoltaïque et un TEPOS est un territoire qui produit un mix solaire-éolien. D'un point de vue global et approximatif, l'accroissement des BEPOS et des TEPOS peut être modélisé comme un accroissement de la production d'énergie éolienne et photovoltaïque avec une consommation électrique constante. De ce point de vue, le plan pluriannuel de l'énergie (PPE) prend acte que ces méthodes de production d'énergie matures verront un doublement de leur production dans un avenir proche alors que des méthodes de production d'énergie plus neutres du point de vue du réseau électrique (biomasse, géothermie, ...) ne seront généralisables que dans un avenir plus lointain. La rénovation thermique des bâtiments nécessitera encore plusieurs décennies pour avoir un impact significatif sur la consommation énergétique française. Dans ce qui suit, nous entendons par EnR, les productions électriques liées au photovoltaïque et à l'éolien.

Modèle simplifié de mutation électrique

En 2015, la France a produit 26,8 TWh à partir des EnR : 7,2 TWh issus du photovoltaïque et 19,6 TWh issus de l'éolien. Dans notre modèle simplifié de mutation électrique, nous supposons que la consommation, les exportations et les importations restent inchangées. Les hypothèses sur les importations et les exportations sont justifiées par le fait que notre étude récente a montré que les EnR des pays connectés électriquement à la France étaient fortement corrélés à la production française [2]. Dans ce modèle, nous fixons la production totale d'EnR (supérieure à la quantité constatée en 2015 : 26,8 TWh) et faisons varier le mix éolien/solaire en fonction de la quantité d'énergie éolienne ou solaire rajoutée. Par convention, nous fixons le mix d'EnR rajouté ; ce mix rajouté peut varier entre 0% (respectivement 100% d'éolien) et 100% de photovoltaïque (respectivement 0% d'éolien). Ainsi, une simulation avec une production totale d'EnR de 50 TWh (soit un ajout de $50 - 26,8 = 23,2$ TWh par rapport à la production constatée en 2015) avec un ajout (23,2 TWh) composé de 50% de photovoltaïque (11,6 TWh) produira un mix EnR composé de $11,6 + 7,2 = 18,8$ TWh de photovoltaïque et de $11,6 + 19,6 = 31,2$ TWh d'éolien ; soit une fraction photovoltaïque de 0,38 dans le mix EnR simulé.

L'énergie électrique produite par les EnR suit la même dépendance temporelle que celle observée en 2015 avec un facteur multiplicatif :

$$\begin{cases} P_{Sol}^{Simu}(j, h) = \left(1 + \frac{E_{EnR}^{Simu} - E_{EnR}^{2015}}{E_{Sol}^{2015}} \times F_{Sol}^{Simu}\right) \times P_{Sol}^{2015}(j, h) \\ P_{Eol}^{Simu}(j, h) = \left(1 + \frac{E_{EnR}^{Simu} - E_{EnR}^{2015}}{E_{Eol}^{2015}} \times (1 - F_{Sol}^{Simu})\right) \times P_{Eol}^{2015}(j, h) \end{cases} \quad \text{Equation 1}$$

où :

- $P_{Sol}^{2015}(j, h)$ (respectivement $P_{Eol}^{2015}(j, h)$) est la puissance horaire photovoltaïque (respectivement éolienne) produite à l'heure h du jour j de l'année 2015 ;
- E_{Sol}^{2015} (respectivement E_{Eol}^{2015}) est l'énergie photovoltaïque (respectivement éolienne) produite en 2015 ;
- $E_{EnR}^{2015} = E_{Sol}^{2015} + E_{Eol}^{2015}$;
- F_{Sol}^{Simu} est la fraction de l'énergie photovoltaïque rajouté dans la simulation ;
- E_{EnR}^{Simu} est l'énergie produite par les EnR dans la simulation ;
- $P_{Sol}^{Simu}(j, h)$ (respectivement $P_{Eol}^{Simu}(j, h)$) est la puissance horaire photovoltaïque (respectivement éolienne) produite à l'heure h du jour j de la simulation.

Une fois $P_{Sol}^{Simu}(j, h)$ et $P_{Eol}^{Simu}(j, h)$ connues, l'excédent d'énergie produite par rapport à 2015 sert dans un premier temps à diminuer l'énergie produite par les énergies fossiles (dans l'ordre charbon puis fioul puis gaz), puis par l'énergie nucléaire à l'heure h du jour j . Cet ordre d'extinction des modes de production ne suit pas les facteurs de mérite fondé sur les coûts marginaux mais l'ordre des émissions de CO₂ par kWh produit. Lorsque ces quatre modes de production sont éteints, le surplus d'énergie produit à l'heure h du jour j par rapport à celle de l'année 2015 est stocké. Pour simplifier le modèle et compte tenu des quantités énormes d'énergie à stocker, nous avons supposé que toute l'énergie était stockée sous forme de gaz et que le rendement global de la chaîne Power-to-Gas /Gas-to-Power était de 0,5 du point de vue électrique c'est-à-dire que pour 1 kWh stocké dans la filière Power-to-Gas, 0,5 kWh sera restitué au réseau par la filière Gas-to-Power. Ce rendement électrique global est plus élevé que ceux que l'on peut trouver par ailleurs [3] surtout que lorsque le stockage électrique deviendra massif une fraction importante de l'hydrogène produit devra nécessairement être transformé en méthane pour respecter la teneur maximum de 20% en hydrogène dans le réseau gaz.

L'énergie stockée est ensuite utilisée pour diminuer (éteindre *in fine*) d'abord l'apport des énergies fossiles (dans l'ordre charbon puis fioul puis gaz) puis l'apport de l'énergie nucléaire. Cette diminution se fait par soustraction itérative de 1 GWh du pic horaire de production des énergies fossiles (dans l'ordre charbon puis fioul puis gaz) puis de l'énergie électronucléaire. Cette soustraction itérative se fait jusqu'à la consommation complète de l'énergie stockée. Ce choix optimise l'éviction des énergies fossiles dans la production d'électricité mais n'optimise pas le taux de charge de la filière Gas-to-Power. Notre modélisation suppose que les moyens de production centralisés ont une souplesse infinie c'est-à-dire que leur taux de charge peut varier entre 0 et 1 sur une même journée ce qui, bien évidemment, n'est pas réaliste. L'objet de cette modélisation n'est pas dévaluer ces deux points mais de quantifier les besoins en installations dédiées au stockage et la quantité d'énergie à stocker en fonction de la quantité d'énergie produite par les EnR.

Injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale dans un réseau interconnecté : effets d'éviction et besoins de stockage

Pour chaque simulation, nous avons calculé la puissance horaire maximale produite, l'énergie totale produite et le facteur de charge relatif par chacun des modes de production déjà existant (Charbon, Fioul, Gaz, Nucléaire, Photovoltaïque, Éolien) ainsi que pour la filière Gas-to-Power. De façon similaire nous avons calculé la puissance horaire maximale consommée, l'énergie totale stockée et le facteur de charge relatif de la filière Power-to-Gas.

Le facteur de charge relatif (FCR) se calcule suivant :

$$FCR(X) = \frac{\int_{\text{année}} P_X^{\text{Simu}}(j,h) dh}{\text{Max}(P_X^{\text{Simu}}(j,h)) \times 365 \times 24} \quad \text{Equation 2}$$

où :

- X désigne une énergie (Charbon, Fioul, Gaz, Nucléaire, Power-to-Gaz, Gaz-to-Power, Éolien, Photovoltaïque) ;
- $P_X^{\text{Simu}}(j,h)$ désigne la puissance horaire simulée de l'énergie X à l'heure h du jour j ;
- $\text{Max}(P_X^{\text{Simu}}(j,h))$ est la puissance horaire maximale constatée sur une année de la puissance horaire simulée de l'énergie X .

Le facteur de charge relatif se différencie du facteur de charge réel par le fait que la puissance installée est supposée égale à la puissance maximale. Dans toutes nos simulations le facteur de charge relatif du photovoltaïque (respectivement éolien) est constant et est égal à 0,20 (respectivement 0,30). Ce sont les valeurs constatées en 2015. Pour mémoire le facteur de charge réel du photovoltaïque (respectivement de l'éolien) est proche de 0,13 (respectivement 0,24).

Simulations

Influence de l'énergie produite par les EnR

Dans les simulations présentées ci-après, nous avons fixé la fraction du photovoltaïque dans le mix EnR rajouté à 0,5 ($F_{\text{Sol}}^{\text{Simu}} = 0,5$ voir équation 1).

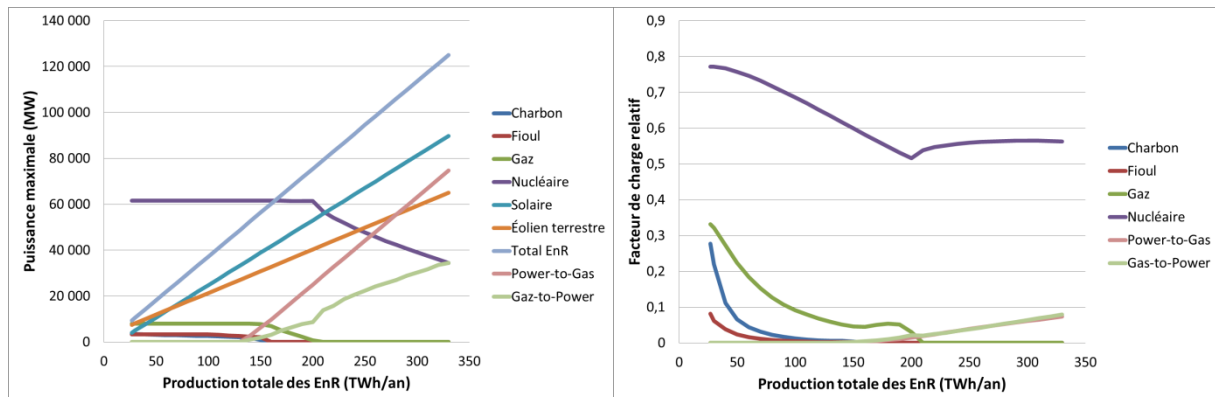


Figure 5 : Influence de l'énergie produite par les EnR sur les puissances maximales produites par les différentes filières (partie gauche) et les facteurs de charge relatifs (partie droite).

Nos simulations montrent que la nécessité d'un stockage ne se fait sentir que pour une production totale d'EnR supérieure à 130 TWh/an. Elles montrent aussi que jusqu'à 130 TWh/an, il faut maintenir la puissance crête des installations fossiles et nucléaires à leur niveau actuel. C'est-à-dire qu'en l'absence de moyens de stockage, l'introduction d'EnR sur un réseau électrique ne permet pas de diminuer les capacités de production déjà connectées au réseau. L'introduction d'EnR se traduit

par une baisse du facteur de charge des moyens de production classique, une éviction qui peut être coûteuse pour leurs propriétaires. Ainsi on remarque la chute drastique des facteurs de charge relatifs des moyens de production à base d'énergies fossiles et la baisse prononcée du facteur de charge relatif de l'électronucléaire.

Dans une deuxième phase (au-delà de 130 TWh/an) et l'introduction du stockage, il est possible de se passer des filières fossiles et de diminuer les installations électronucléaires. Notons au passage que l'introduction des filières Power-to-Gas et Gas-to-Power permet d'améliorer le facteur de charge relatif des installations Gaz puis de stabiliser le facteur de charge de la filière électronucléaire à une valeur proche de 0,55. Enfin, il convient de noter que les facteurs de charge relatifs des filières de stockage et de déstockage de l'énergie électrique restent très faibles même pour une production totale de 330 TWh/an d'EnR. La faiblesse de ces facteurs de charge relatifs est imposée par la faiblesse des facteurs de charge relatifs des EnR. Cette faiblesse des facteurs de charge inhérente aux EnR impliquera une hausse très significative des coûts de la filière Power-to-Gas (Figure 3 de la référence [3]) qui, pour l'instant, sont estimés à partir d'installations industrielles fonctionnant à pleine capacité.

Le pic horaire de production d'EnR pour une production annuelle de 330 TWh/an est proche de 130 GW. Cette puissance est bien trop importante pour être absorbée par le réseau électrique dans sa configuration actuelle et implique que la transformation de l'électricité en gaz se fasse dans un lieu très proche de la production pour éviter une surcharge du réseau. Ce point a été mis en avant dans le rapport de prospective de l'Ademe visant à 100% d'EnR en 2050 [4]. Les installations Power-to-Gas doivent pouvoir absorber une puissance crête de 70 GW pour une puissance crête de production des EnR proche de 130 GW soit un ratio proche de 0,6. Ainsi dans un réseau contenant massivement des EnR, il faut, pour chaque Watt d'EnR installé, construire 0,6 Watt d'installation de stockage de l'énergie. Le défi d'une transition énergétique réussie est donc tout autant le défi du stockage de l'électricité que celui de sa production.

Influence du mix Photovoltaïque/Eolien

Dans les simulations ci-après, l'énergie totale produite par les EnR est fixée à 330 TWh/an ($E_{EnR}^{Simu} = 330$ TWh/an voir équation 1) et la fraction de photovoltaïque rajoutée (F_{Sol}^{Simu} voir équation 1) varie entre 0,0 et 1,0.

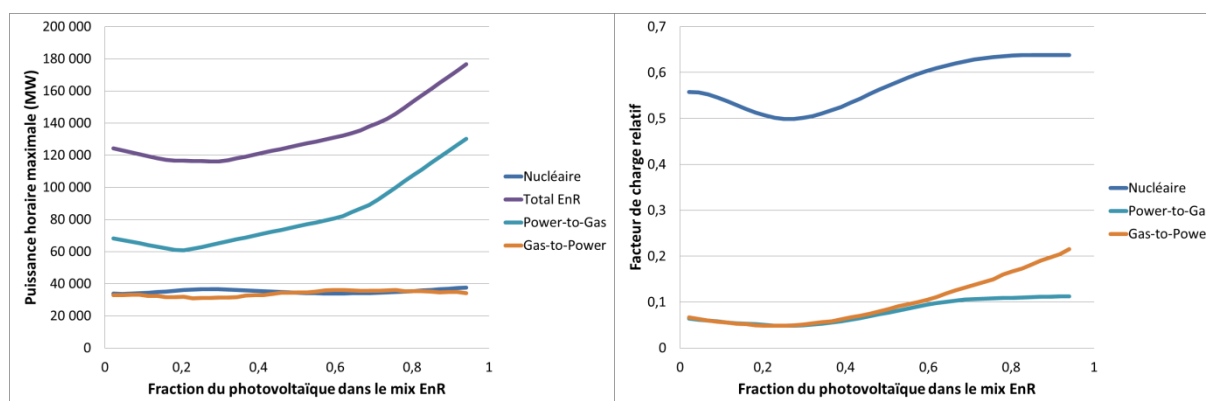


Figure 6 : Influence de la fraction du photovoltaïque dans le mix EnR sur les puissances maximales produites par les différentes filières (partie gauche) et les facteurs de charge relatifs (partie droite).

Notons tout d'abord que la Figure 6 montre que les puissances raccordées au réseau pour les filières Nucléaire et Gas-to-Power sont relativement indépendantes de la fraction du photovoltaïque dans le

Injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale dans un réseau interconnecté : effets d'éviction et besoins de stockage

mix EnR et oscillent autour de 35 GW. La Figure 6 montre clairement qu'il existe trois régimes en fonction de la fraction photovoltaïque dans le mix EnR :

- 1) Un régime dominé par l'éolien pour des fractions inférieures à 0,2 ;
- 2) Un régime dominé par le photovoltaïque pour les fractions supérieures à 0,7 ;
- 3) Un régime intermédiaire pour les fractions comprises entre 0,2 et 0,7.

On remarque que pour les fractions comprises entre 0,2 et 0,3, le pic de puissance produite par les EnR est minimisé et la puissance des installations assurant le stockage de l'énergie se trouve minimisé à des valeurs proches de 60 GW (Partie gauche de la Figure 6). A cet optimum de configuration du mix EnR du point de vue des capacités de production et du point de vue des capacités de stockage sont associés des facteurs de charge minimaux (Partie droite de la Figure 6). Du point de vue de la rentabilité des installations industrielles, il faut maximiser le facteur de charge de celles-ci. la Figure 6 montre clairement que l'injection massive d'EnR nécessitera la mise en place d'installations de stockage/déstockage de l'électricité avec un facteur de charge très faible variant de 0,05 à 0,22 suivant le mix d'EnR. Du point de vue des installations industrielles, un mix d'EnR dominé par le photovoltaïque est plus intéressant qu'un mix dominé par l'éolien. Le très faible facteur de charge des installations de stockage de l'électricité implique l'utilisation d'installations ayant des frais fixes très faibles et donc très largement automatisées pour rendre le coût du stockage acceptable par le public.

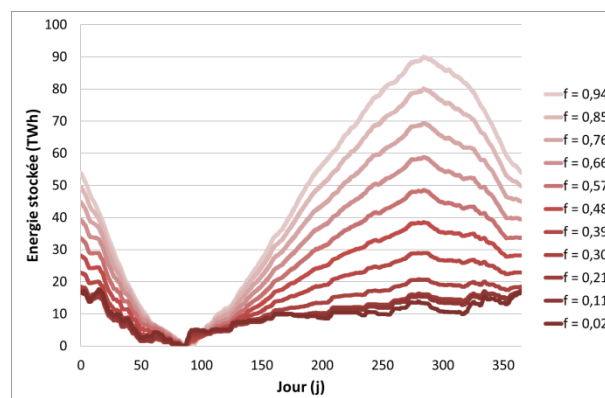


Figure 7 : Evolution du stock d'énergie électrique en fonction du jour calendaire pour différentes fractions du photovoltaïque dans le mix EnR et pour une production totale d'EnR de 330 TWh/an.

Le mix d'EnR a une influence notable sur la quantité d'énergie à stocker. En effet celle-ci passe de 18 TWh pour une fraction de 0,02 à 90 TWh pour une fraction de 0,94. Ces chiffres sont à comparer avec le volume utile des capacités de stockage en France : 11,7 milliards de m³ soit 132 TWh. Alors que les capacités requises pour un mix dominé par l'éolien pourraient être compatibles avec les autres usages du vecteur énergétique gaz, un mix dominé par le photovoltaïque fera peser de fortes contraintes sur les capacités de stockage et risque de rentrer en conflit avec les autres usages.

Discussion

Impact sur le marché de gros et sur la gestion des réseaux

La pénétration à grande échelle des renouvelables exerce des effets d'éviction sur le parc classique (nucléaire et fossile) dans la mesure où ces énergies sont prioritaires à la fois pour des raisons juridiques et pour des raisons qui tiennent à la logique du « merit order » (appel des centrales dans

l'ordre des coûts variables croissants). Cela est de nature à fragiliser la rentabilité du parc existant lorsque celui-ci n'est pas totalement amorti et à terme cela remet en question le principe même de l'appel des centrales en fonction des coûts marginaux donc le fonctionnement du marché spot : le prix spot risque d'être nul une grande partie du temps ce qui compromettra le recouvrement des coûts fixes de toutes les installations, classiques mais également renouvelables. Le marché « energy only » ne saurait fonctionner avec une proportion élevée d'électricité à coût variable nul. D'où la nécessité d'y associer un marché de capacité pérenne qui permette de financer les coûts fixes et garantisse que les centrales seront bien disponibles pour faire face à la demande d'électricité.

C'est une réforme complète des mécanismes de fixation des prix de l'électricité qui est attendue : un marché de gros fondé sur le « merit order » fonctionne bien tant que le parc de centrales est un parc hétérogène constitué de plusieurs catégories de centrales présentant des coûts variables fortement différenciés. La centrale marginale récupère ses coûts variables lorsqu'elle est marginale et détermine alors le prix horaire sur le spot ; elle récupère ses coûts fixes lorsqu'une centrale à coûts variables plus élevés est elle-même marginale. Le « mark-up » ainsi récupéré lui permet de financer une partie de ses coûts fixes. Une pénétration importante des renouvelables dans le mix électrique européen, qui pour l'instant a eu pour effet de faire chuter les prix de gros, nécessitera demain une refonte de la façon dont sera financée la production d'électricité. On peut concevoir de fixer les prix en fonction des coûts moyens, opter pour une tarification du type « Ramsey-Boiteux », ce qui reviendrait à fixer le prix du kWh au-dessus du coût marginal, le différentiel entre ce prix et le coût marginal étant inversement proportionnel à l'élasticité-prix de la demande, ou choisir une tarification non linéaire dans laquelle la part fixe serait très importante et ajustée de façon à financer les coûts fixes des équipements appelés. Cela revient dans ce dernier cas à adosser de façon permanente un marché de capacité au marché spot.

Un autre impact à prendre en compte avec le développement à grande échelle des renouvelables, surtout si elles sont produites de façon décentralisée avec une priorité donnée à l'autoconsommation, concerne la gestion des réseaux de transport et de distribution et par ricochet la tarification d'accès à ces réseaux. Les EnR seront par définition relativement réparties sur le territoire et il faudra donc injecter dans le réseau de distribution la quantité qui ne sera pas autoconsommée. Dans certains cas il faudra remonter une partie de cette électricité dans le réseau de transport, ce qui est coûteux. Une solution est évidemment de localiser les installations de stockage à proximité des lieux de production mais ce ne sera pas toujours possible surtout si l'on souhaite recourir à la méthanation ce qui implique de disposer d'une source de CO₂. Il faut donc tenir compte des contraintes liées au transport de ce CO₂. Par ailleurs la tarification d'accès aux réseaux est aujourd'hui fixée essentiellement en fonction des kWh soutirés du réseau et peu en fonction de la capacité de raccordement. Le développement de l'autoconsommation devrait donc s'accompagner d'une modification de la structure des tarifs d'accès aux réseaux, en augmentant fortement la part fixe (fonction de la puissance souscrite en kW) au détriment de la part variable (fonction de la quantité soutirée en kWh). A défaut il y aurait de fortes subventions croisées entre consommateurs au détriment des consommateurs qui n'auto-consomment pas.

Impact sur les besoins de stockage.

Mais une autre contrainte ne doit pas être sous-estimée : celle de stocker l'électricité. En effet, le flux de production ne coïncide pas avec celui de la demande : il y a trop de production d'électricité à certaines heures (fort ensoleillement et vents puissants) et pas assez à d'autres heures alors que la

Injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale dans un réseau interconnecté : effets d'éviction et besoins de stockage

demande l'exigerait. Du coup il faut des moyens de stockage-déstockage (sous forme de « méthanation » par exemple donc via la filière « power to gas ») et ces moyens sont loin d'être négligeables comme l'a montré l'exercice auquel nous nous sommes livrés, du moins lorsque la production de renouvelables dépasse un certain seuil (130 TWh, ce qui correspond à un 27% environ de la consommation française d'électricité). Ces coûts de stockage doivent être introduits explicitement dans l'analyse coûts-avantages liée à la promotion des EnR. Une étude de l'ADEME de septembre 2014 [3] montre que la filière méthanation a des coûts situés très largement au-dessus des prix d'achat garantis du bio-méthane et *a fortiori* des prix de marché du gaz naturel importé : 190 à 316 €/MWh pcs pour le CH₄ contre 45 à 125 € pour le bio-méthane et moins de 30 € pour le gaz importé. Certes la compétitivité de la production d'hydrogène puis de celle de méthane par adjonction de CO₂ devrait s'améliorer fortement dans les prochaines années mais on est loin de la parité. Il n'en reste pas moins qu'avec les technologies actuelles le rendement de la filière n'est pas très bon : le rendement des électrolyseurs est voisin de 70%, celui du passage de l'électricité au méthane (CH₄) avec apport de CO₂ est de l'ordre de 50% et si l'on utilise ce méthane pour produire de l'électricité dans des centrales à cycles combinés on obtient un rendement de l'ordre de 60%. Au total, et nonobstant les coûts encore élevés au niveau des investissements, on obtient un rendement global de la filière qui ne dépassera guère les 30 à 40%. Ajoutons à cela que faire fonctionner des électrolyseurs par intermittence n'est pas techniquement très bon et que les coûts estimés le sont pour des installations fonctionnant à plein régime (facteur de charge voisin de 0,8) ; du coup la facture réelle de la filière Power-to-Gas – Gas-to-Power sera très nettement supérieure à celle estimée par ailleurs [3]. Il faut aussi tenir compte des coûts de stockage et de transport du CO₂ qui peuvent varier fortement selon les lieux de production de ce CO₂.

Pour réduire ces coûts de stockage plusieurs solutions peuvent être envisagées conjointement ou alternativement :

- 1) On peut essayer de réduire la thermo-sensibilité de la consommation française d'électricité en écrétant les pointes liées au chauffage qui se situent plutôt en période où la production de renouvelables est faible ; cela passe par une meilleure programmation des équipements électriques et le recours à des modes de chauffage alternatifs comme le bois mais cela peut impacter considérablement la qualité de l'air. Le développement des smart grids devrait être un outil pour gérer au mieux ces flux et procéder aux effacements nécessaires aux heures les plus chargées de l'année. Le pilotage de la demande est donc une priorité pour atténuer les besoins de stockage mais implique une tarification intelligente utilisant aux mieux les capacités des compteurs « intelligents ». Toutefois il est parfois difficile d'envoyer des signaux « prix » au consommateur en vue de favoriser son effacement quand du côté de la production les injections d'électricité sont à la fois intermittentes et aléatoires.
- 2) On peut développer un stockage intelligent en optimisant les systèmes à cycles courts (batteries) avec les systèmes à cycle lents (Power-to-Gas) afin d'optimiser les facteurs de charge des filières Power-to-Gas et Gas-to-Power. Une étude récente de l'IFRI [5] montre que les batteries lithium-ion doivent faire face à une forte demande dans le monde, principalement pour des raisons liées à la mobilité électrique mais aussi et de plus en plus pour du stockage stationnaire (stocker l'électricité intermittente). Le

déploiement de ces batteries est encore freiné par leur coût et des politiques de soutien sont donc nécessaires.

- 3) On peut inciter aux innovations pour mettre au point des systèmes de stockage plus performants que les batteries actuelles ; d'autres modes de stockage que la méthanation peuvent être envisagés, comme le stockage direct sous forme d'hydrogène. La question est alors de savoir quels usages doivent être privilégiés : la mobilité via des piles à combustibles, l'injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz, son utilisation directe dans l'industrie...
- 4) On peut coupler le développement des EnR avec la mobilité électrique afin d'offrir un débouché aux EnR et en utilisant les batteries des véhicules électriques comme des moyens de stockage-déstockage, sous réserve que le coût des batteries diminue fortement. On charge les batteries la nuit durant les heures creuses et lorsque la production des renouvelables est maximale et on les décharge lorsque la production des renouvelables est insuffisante pour faire face à la demande. Un calcul rapide montre que si les 30 millions de véhicules actuellement en circulation en France étaient tous des véhicules électriques, la consommation française d'électricité augmenterait de 90 TWh environ, ce qui correspond à 19% de la consommation actuelle. Mais si tous ces véhicules décidaient de se recharger en même temps, par exemple le soir à 19 h, il faudrait prévoir une capacité installée supplémentaire de l'ordre de 90 GW (sur la base de batteries modestes de 3 kW par véhicule), ce qui correspond quasiment à la puissance de pointe de la France; un tel scénario est totalement irréaliste. La mise en place de nouveaux usages pour le vecteur électrique requiert donc un bon système incitatif et/ou réglementaire pour gérer les congestions et éviter des black-outs.
- 5) On peut privilégier le développement de mini voire micro-réseaux à la maille locale, en fonction des usages et du potentiel local de stockage mais cela n'aura pas que des avantages pour le consommateur. La construction d'un réseau interconnecté à la maille nationale puis européenne s'est faite progressivement en reliant des réseaux locaux plus ou moins importants et cette interconnexion présente des avantages en termes de foisonnement, de sécurité et d'équité. Le foisonnement des usages permet de construire un réseau global dont la puissance installée est sensiblement inférieure à la somme des puissances individuelles puisque l'appel de puissance des usagers ne se fera pas simultanément. L'interconnexion permet d'accroître la sécurité du réseau puisqu'en cas de défaillance d'un site de production on pourra bénéficier du secours des autres sites parfois fort éloignés, que ce soit à l'échelle nationale ou à l'échelle européenne. Le secours mutuel a bien fonctionné en Europe comme on a pu le voir lors de divers incidents ; certes l'interconnexion a aussi des revers puisque les problèmes d'un réseau national peuvent se transmettre aux réseaux limitrophes. L'interconnexion favorise également la péréquation spatiale des tarifs pour le consommateur final, au nom de la solidarité nationale, comme c'est le cas en France. Les prix seront différents d'un réseau local à l'autre puisque les coûts de production et de distribution seront différents, comme c'était d'ailleurs le cas en France avant la loi de nationalisation de 1946. Le retour vers des réseaux locaux permettra certes de profiter d'un foisonnement local, surtout si on développe les systèmes de

Injection massive d'électricité renouvelable intermittente et fatale dans un réseau interconnecté : effets d'éviction et besoins de stockage

« blockchains » permettant d'utiliser de façon optimale les injections et les soutirages d'électricité renouvelable, mais cela restera limité et ces réseaux locaux auront besoin d'un système de secours en cas de défaillance de la production. On peut envisager de minimiser le coût des opérations de charge et décharge des batteries en fonction de la volatilité des prix du kWh et de la disponibilité des installations locales, grâce à des applications couplées aux réseaux intelligents comme le suggère B. Mestrel [6]. Chaque individu devient donc potentiellement un « prosumer », à la fois « producer », « consumer » et acteur du « storage ». In fine la puissance installée avec ces mini-réseaux risque d'être toutefois sensiblement supérieure à celle qui l'aurait été avec un réseau national interconnecté. Et chaque réseau devra prévoir des solutions individuelles de stockage pour éviter la défaillance ; le problème se déplacera du niveau global au niveau local.

Conclusions

Il est donc indispensable d'anticiper un certain nombre de réformes qui devront ou devraient accompagner la pénétration des renouvelables, du moins si l'on souhaite que la part de ces EnR dans le mix électrique dépasse un certain seuil (estimé selon nous à 20 - 30% de la consommation actuelle d'électricité) et le point important est qu'au-delà de 30% d'EnR dans le mix électrique les contraintes de stockage vont devenir très fortes. Le coût induit pour le consommateur de ces moyens de stockage sera certainement élevé et probablement très supérieur au coût actuel des EnR.

Bibliographie

- [1] J. Percebois et S. Pommeret, «Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente. Approche modélisée sur le marché français "day-ahead",» *Revue de l'énergie*, vol. 632, pp. 192-211, Juillet - Août 2016.
- [2] J. Percebois et S. Pommeret, «Les interconnexions transnationales fragilisent-elles les réseaux nationaux ? Application au cas de la France.,» *La Revue de l'Énergie*, vol. 634, pp. 52-62, novembre-décembre 2016.
- [3] Ademe, GRTgaz & GrDF, «Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire.,» Paris, septembre 2014.
- [4] Ademe, «Mix électrique 100 % renouvelables à 2050.,» Paris, juin 2016.
- [5] C. Mathieu, «La course aux batteries électriques. Quelle ambition pour l'Europe ?,» juillet 2017.
- [6] B. D. Mestel, «Optimal battery charge/discharge strategies for prosumers and suppliers,» *Energy Systems*, vol. 8, pp. 511-523, August 2017.