

Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %

Jacques Percebois*, Stanislas Pommeret**

@ 40679

Les pouvoirs publics souhaitent réduire la part du nucléaire et augmenter très sensiblement celles de l'éolien et du photovoltaïque dans le mix électrique français. Mais compte tenu de l'intermittence de ces renouvelables il faut nécessairement prévoir un stockage massif lorsque leur part dépasse un certain seuil et cela engendre un surcoût qui vient s'ajouter aux aides dont bénéficient déjà ces énergies. Cet article s'efforce de quantifier le surcoût qui selon les scénarios varie entre 6,3 et 31,6 milliards d'euros. De fait le coût des EnR, stockage compris, varie selon nos calculs entre 108,3 et 251,4 €/Mwh. Ce surcoût serait réduit si les rendements de ce stockage étaient améliorés. L'un des enseignements que l'on peut tirer de ces observations est qu'il serait préférable de financer la recherche-développement dans le stockage plutôt que de financer l'injection de renouvelables à l'aide de « feed-in tariffs » ou de « feed-in premium » coûteux. C'est le stockage inter-saisonnier qui pose problème, plus que le stockage de très court terme via des batteries. Les perspectives du « power-to-gas » et « gas-to-power » sont prometteuses mais elles doivent encore faire leurs preuves.

1. Introduction

Quel serait l'impact d'une réduction à 50 % de la part du nucléaire dans le mix électrique en France ? Cet article se propose de tester cette hypothèse en s'appuyant sur les données horaires de production fournies par RTE sur l'année 2015. La production d'électricité a été de 533 TWh en 2015 et celle du nucléaire de 415 TWh. Si l'on bloque à 50 % la part du nucléaire soit 207,5 TWh, cela conduit à appliquer un facteur de 0,64 à la production nucléaire (207,5/415) donc à réduire de 36 % l'appel du nucléaire par rapport aux chiffres observés sur les 8 760 heures de l'année. Dans nos simulations, la réduction de la production

nucléaire se modélise donc par des arrêts de tranches. Ainsi, dans nos projections la puissance nucléaire totale installée est passée de 63,2 GW à 40,5 GW. Cette approche diffère un peu de l'approche que nous avons retenue dans un précédent article [1] où les énergies renouvelables se substituaient à la production nucléaire et fossile, exerçant de ce fait un « effet d'éviction » en termes de revenus sur le nucléaire et le thermique classique.

Nous supposons que la consommation française d'électricité est inchangée en volume et en structure et que ce qui n'est plus produit par le nucléaire est maintenant fourni par un mix « solaire-éolien ». L'injection de renouvelables suit un profil identique à celui observé en 2015 mais avec une intensité plus grande et l'on introduit un potentiel de stockage sous forme de « power-to-gas ». L'excédent d'électricité

* Université de Montpellier et Chaire Économie du Climat (Paris Dauphine), Faculté d'Économie. ** Société Chimique de France (cf. biographies p. 79-80).

renouvelable est stocké si nécessaire pour être déstocké en cas de besoin. Nous introduisons des hypothèses sur le rendement de ce stockage mais aussi sur le coût des réseaux. On suppose que la totalité de l'électricité renouvelable (solaire et éolienne) est injectée sur le réseau de distribution. L'excédent d'électricité qui ne peut être stocké est exporté et en cas d'insuffisance de l'offre (de stockage) on fait appel aux importations d'électricité en provenance du reste de l'Europe. Le poids relatif du solaire dans le mix renouvelable joue également un rôle important dans les simulations.

L'objectif de l'article est de fournir *in fine* le différentiel de coût que cette baisse de la part du nucléaire induit sur le coût total de la production et de la distribution d'électricité par rapport aux chiffres réels constatés en 2015. Le caractère non modulable des énergies solaire et éolienne nécessite de faire appel à du stockage massif dès lors que la part de ces énergies dépasse un certain seuil.

2. Simulation énergétique

La méthodologie de calcul des différentes contributions au mix électrique est sensiblement la même que celle qui a été employée précédemment. [1]

2.1. Substitution du nucléaire par les EnR

Dans nos simulations, nous nous sommes basés sur les données de production et de consommation constatées en 2015. Nous avons ensuite supposé que la production électrique totale restait constante. La production d'énergie nucléaire a été ramenée à 50 % de la production totale par une simple homothétie :

$$P_{Nuc}^{Simu}(j, h) = 0,5 \times \frac{\sum_{2015} P_{Tot}^{2015}(j, h)}{\sum_{2015} P_{Nuc}^{2015}(j, h)} P_{Nuc}^{2015}(j, h)$$

où :

– $P_{Nuc}^{Simu}(j, h)$ est la puissance horaire produite par la filière nucléaire le jour j à l'heure h dans la simulation,

– $P_{Nuc}^{2015}(j, h)$ est la puissance horaire produite par la filière nucléaire le jour j à l'heure h en 2015,

– $P_{Tot}^{2015}(j, h)$ est la puissance horaire électrique totale produite en France le jour j à l'heure h en 2015.

L'énergie qui n'a pas été produite par le nucléaire est produite par ajout d'un mix solaire et éolien. Le solaire et l'éolien rajoutés suivent les mêmes dépendances temporelles que celles constatées en 2015. Cette hypothèse est réaliste puisqu'elle suppose un accroissement homothétique de la production d'EnR : il suffit d'ajouter des panneaux solaires et des éoliennes à la puissance déjà installée et la production augmentera proportionnellement. La fraction de l'énergie solaire dans ce mix rajouté peut varier en 0 (que de l'éolien) et 1 (que du solaire). Comme la production solaire et éolienne ne sont pas nulles en 2015, la fraction solaire dans nos simulations varie donc entre 0,04 (que de l'éolien rajouté) et 0,89 (que du solaire rajouté).

2.2. Hypothèses

Les calculs sont faits heure par heure et l'on se fixe plusieurs hypothèses pour les simulations.

2.2.1. Hypothèse N° 1 : Minimiser les importations

Les simulations visent à minimiser l'importation d'électricité en la prohibant autant que faire se peut. Pour cela une filière de stockage de l'électricité sous forme de gaz (notée P2G) et une filière de production d'électricité à partir du gaz stocké (noté G2P) sont créées. L'usage massif de ces technologies nécessite la création de véritables filières industrielles.

Ces deux filières s'appuient sur un réseau de gaz (stockage et distribution) supposé existant. Le rendement électrique global de cette filière n'est pas connu et varie dans nos simulations entre 0,25 et 0,5. La filière G2P ne consomme que le gaz produit par la filière P2G. Il n'y a donc pas d'ajout de gaz en provenance d'une autre source.

Nos études antérieures [5,6] ont montré que l'effet de foisonnement des EnR à l'échelle européenne serait limité. Si l'ensemble des pays européens s'engagent dans une transition énergétique basée sur l'éolien et le photovoltaïque, alors ils seront tous excédentaires ou déficitaires au même moment. C'est pourquoi nous avons fait cette hypothèse consistant à favoriser l'autonomie électrique française.

2.2.2. Hypothèse N° 2 : Les puissances de stockage et de déstockage de l'électricité sont minimisées

Les puissances des filières P2G et G2P sont minimisées. Cette règle a pour objectif de minimiser la taille des installations. Cette règle a aussi pour conséquence de maximiser le taux d'utilisation des installations P2G et G2P.

2.2.3. Hypothèse N° 3 : Exportation & Importation en dernier recours

Lorsque la consommation est satisfaite, l'énergie excédentaire est exportée. Lorsque toute l'énergie stockable a été consommée par la filière P2G et toute l'énergie stockée consommée par la filière G2P, alors le besoin en électricité est supposé satisfait par l'importation.

2.3. Principaux résultats

Nous avons réalisé une étude systématique en fonction du rendement de la filière P2G-G2P et de la fraction solaire dans le mix EnR qui se substitue à la production nucléaire. Le rendement de la filière P2G-G2P varie de 0,25 à 0,5 par pas de 0,01 soit 26 valeurs possibles. La fraction solaire dans le mix EnR rajouté varie entre 0 et 1 par pas de 0,0125 soit 81 valeurs possibles. Le nombre total de

configurations énergétiques simulées est donc 2 106. Toutes les simulations ont été faites avec un pas horaire d'une heure. Les simulations ont été faites en utilisant le langage R et les graphiques en utilisant la bibliothèque ggplot2.

2.3.1. Puissance raccordée au réseau électrique

La puissance de production dans un système électrique incorporant une grande quantité d'EnR est une variable d'entrée imposée par les conditions météorologiques du moment. Dans cette contribution, à la différence de ce que nous avons supposé dans un article précédent [1], nous avons fait le choix de maintenir la charge des installations nucléaires constante et fait porter la contrainte de l'amplification des EnR sur les filières P2G et G2P ainsi que sur les réseaux de gaz et d'électricité. En d'autres termes, une injection supplémentaire de renouvelables ne réduit pas l'appel du nucléaire (« effet d'éviction ») mais se traduit par un stockage supplémentaire sous forme

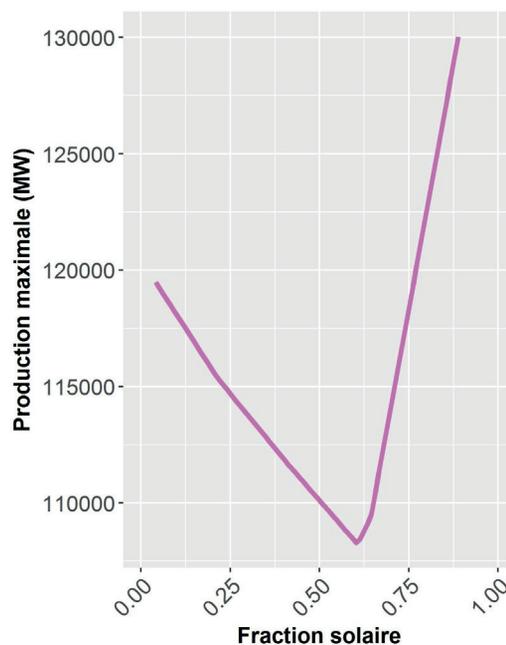


Figure 1. Puissance maximale produite constatée sur le réseau en fonction de la fraction solaire pour un mix à 50 % de nucléaire

Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %

de gaz. De même une injection moindre de renouvelables se traduira par un déstockage de gaz pour produire l'électricité nécessaire.

Comme le montre la Figure 1, la puissance maximum de production raccordée au réseau, qui dépasse largement la puissance maximum consommée en 2015, ne dépend que de la fraction du solaire dans le mix EnR. Cette courbe s'explique par le fait que le facteur de charge de l'éolien (0,24 constaté en 2015) et celui du photovoltaïque (0,15 constaté en 2015) diffèrent significativement et que ces deux sources d'énergies sont relativement peu corrélées [2]. Le fait que le facteur de charge de l'éolien soit plus élevé que celui du photovoltaïque explique pourquoi un mix EnR dominé par l'éolien aura un pic d'injection d'électricité plus faible que celui d'un mix dominé par le photovoltaïque, ce qui justifie que la puissance crête éolienne maximale installée soit plus faible que la puissance crête photovoltaïque maximale installée dans nos simulations. Le fait que l'on observe un effet coopératif est dû à l'absence de corrélation marquée entre la production éolienne et la production

photovoltaïque : les éoliennes peuvent produire la nuit et les panneaux photovoltaïques produisent pendant les périodes anticycloniques. Du point de vue du réseau, il existe donc un optimum pour une fraction solaire de 0,60 dans le mix EnR.

2.3.2. Exportation – Importation

Par construction nos simulations ont comme premier objectif de minimiser les importations en les interdisant tant que tout l'excédent de production par rapport à la consommation n'a pas été consommé par la filière P2G et partiellement restitué, en fonction du rendement, par la filière G2P. Notons que lorsque la fraction solaire est importante et que le rendement de la filière P2G-G2P est faible, le mix énergétique ne permet plus d'assurer l'indépendance énergétique de la France. L'énergie perdue essentiellement sous forme de chaleur est difficilement valorisable parce que les opérations de stockage de l'énergie se produisent essentiellement en été pour un mix dominé par le solaire (on pourra se reporter à la Figure 7 de la référence [1]).

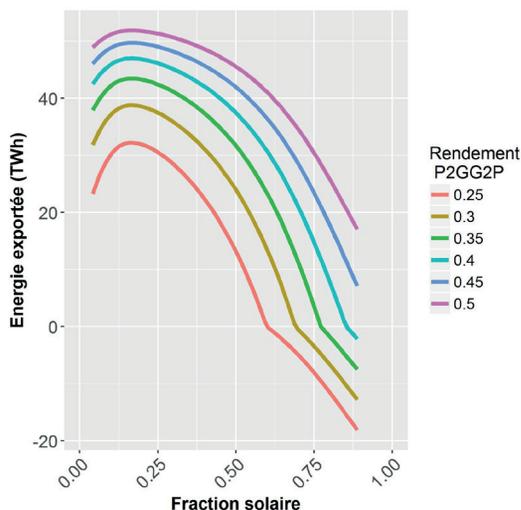


Figure 2. Influence de la fraction solaire dans le mix EnR et du rendement de la filière P2G-G2P sur la balance électrique de la France

La Figure 2 donne le solde énergétique en fonction de la fraction solaire dans le mix EnR et du rendement de la filière P2G-G2P. Cette figure permet de déterminer la fraction solaire optimale pour le bilan énergétique c'est-à-dire celle pour laquelle les exportations sont maximales. Cet optimum est relativement peu sensible à la valeur du rendement de la filière P2G-G2P comme le montre le Tableau 1.

2.3.3. Facteur de charge des filières P2G et G2P

Les courbes de facteur de charge de la filière P2G (Figure 3) montrent un optimum dont la valeur est sensible à la valeur du rendement mais dont la position y est relativement insensible. Ceci s'explique par le fait que lorsque l'on est proche de l'optimum énergétique, il y a relativement peu d'énergie électrique à stocker et que les installations P2G peuvent fonctionner sur de grandes plages temporelles. Le décalage des optimums vers de plus grandes

Rendement	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
Fraction solaire	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19

Tableau 1. Position de l'optimum électrique en fonction du rendement et de la fraction solaire dans le mix EnR

valeurs des fractions solaires s'explique par le fait que l'optimum du réseau est à plus grande valeur.

Lorsque de grandes quantités d'énergie doivent être stockées (grande fraction solaire et faible rendement), le facteur de charge des installations chute car c'est alors la pointe de production EnR qui détermine la puissance des installations de stockage. Ainsi en poussant jusqu'au paroxysme, une installation de stockage qui ne stockerait que l'énergie produite par une éolienne aurait un facteur de charge égal à celui de l'éolienne (0,23) et celle qui ne stockerait que l'énergie produite par une centrale photovoltaïque un facteur de charge égal à celui du panneau photovoltaïque (0,11).

Le facteur de charge de la filière G2P (Figure 3) est indépendant du rendement tant que la France est indépendante énergétiquement (les courbes pour les rendements de 0,45 et 0,5 sont confondues). Dès que la France doit

importer de l'électricité, les simulations lissent l'apport de la filière G2P sur de plus grandes plages horaires. Les pics de demandes sont alors supposés être satisfaits par des importations. Du point de vue de la filière G2P, plus la fraction solaire est importante, mieux c'est !

3. Recherche d'un optimum technico-économique

La recherche d'un optimum dépend du critère que l'on privilégie : un objectif de mix électrique, la minimisation du coût du MWh, la gestion optimale du réseau, etc. Nous rappelons que notre fonction objectif vise à privilégier l'autonomie électrique de la France.

3.1. Hypothèses pour l'évaluation des coûts

Il est très difficile de prévoir ce que seront la fraction solaire dans le mix EnR et le rendement de la filière P2G-G2P d'ici 10 à 20 ans. De même, il est difficile de prédire le coût

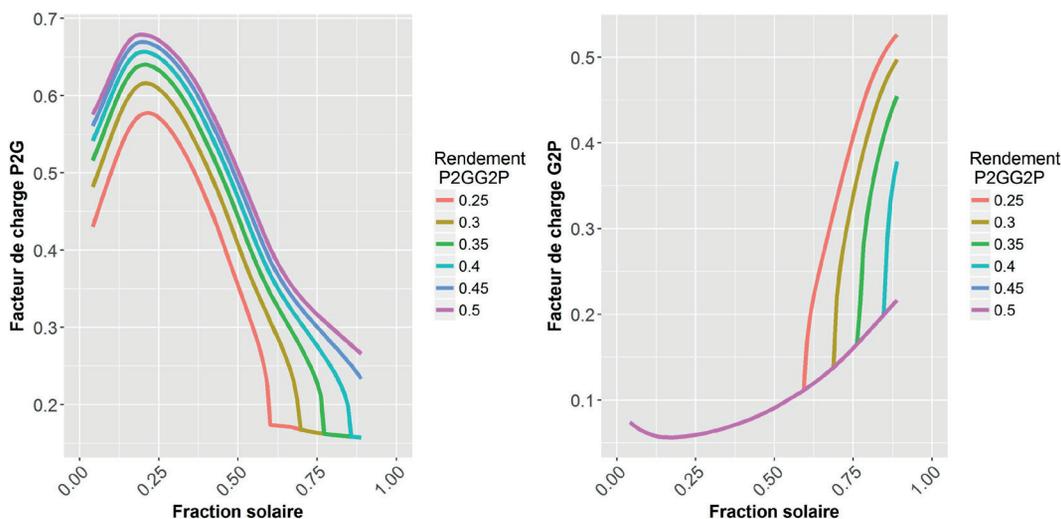


Figure 3. Évolution des facteurs de charge des filières P2G et G2P en fonction de la fraction solaire dans le mix EnR et du rendement global de la filière P2G-G2P

Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %

de production des énergies et le coût de renforcement des réseaux d'électricité et de gaz. Devant cette difficulté, nous avons fait des hypothèses que nous explicitons ci-après et qui nous ont amenés à calculer 27 scénarios technico-économiques.

3.1.1. Rendement de la filière P2G-G2P et fraction solaire dans le mix EnR

La valeur de la fraction solaire dans le mix EnR et la valeur du rendement de la filière P2G-G2P jouent un rôle crucial dans la détermination des paramètres techniques d'un futur mix énergétique composé de 50 % de nucléaire. Pour évaluer l'influence de ces deux paramètres dans le calcul du coût supplémentaire d'une configuration à 50 % par rapport à la configuration actuelle (situation réelle observée en 2015), nous avons émis, pour ces deux paramètres, trois hypothèses dénommées : Basse, Moyenne et Haute (voir Figure 4).

Comme nous ne disposons que d'un nombre fini de simulations, nous avons utilisé une loi de probabilité discrète pour définir les hypothèses Basse, Moyenne et Haute (Figure 4).

- Hypothèse « Basse » :
 - Le rendement de la filière P2G-G2P est choisi aléatoirement suivant une loi binomiale de probabilité 0,25 parmi les 26 valeurs possibles ; valeur moyenne 0,312 ;
 - La fraction du solaire dans le mix EnR est choisie aléatoirement suivant une loi binomiale de probabilité 0,25 parmi les 81 valeurs possibles ; valeur moyenne 0,253.
- Hypothèse « Moyenne » :
 - Le rendement de la filière P2G-G2P est choisi aléatoirement suivant une loi binomiale de probabilité 0,5 parmi les 26 valeurs possibles ; valeur moyenne 0,375 ;
 - La fraction du solaire dans le mix EnR est choisie aléatoirement suivant une loi binomiale de probabilité 0,5 parmi les 81 valeurs possibles ; valeur moyenne 0,465.
- Hypothèse « Haute » :
 - Le rendement de la filière P2G-G2P est choisi aléatoirement suivant une loi binomiale de probabilité 0,75 parmi les 26 valeurs possibles ; valeur moyenne 0,437 ;
 - La fraction du solaire dans le mix EnR est choisie aléatoirement suivant une loi binomiale de probabilité 0,75 parmi les 81 valeurs possibles ; valeur moyenne 0,677.

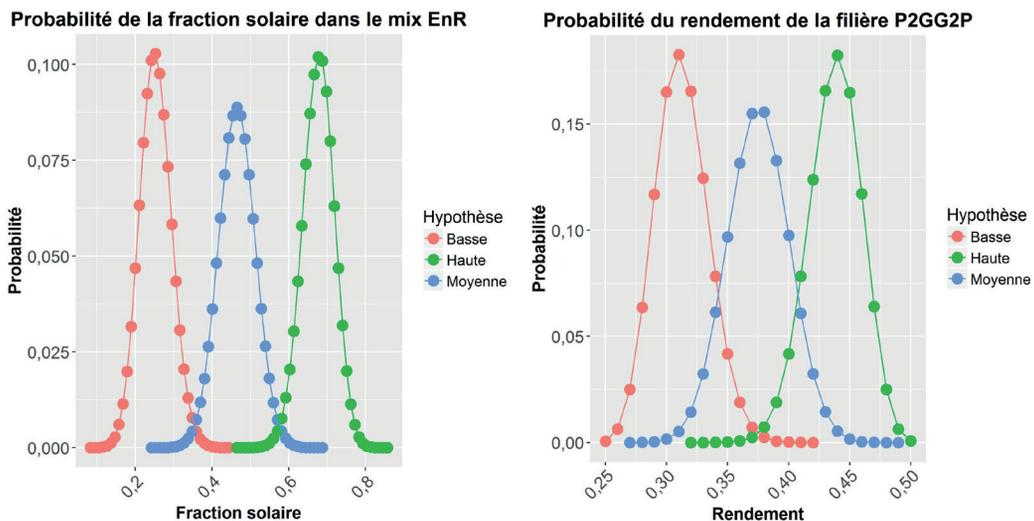


Figure 4. Probabilités constatées suivant les hypothèses après le tirage aléatoire de 1 000 000 de configurations pour chacune des hypothèses

Énergie	Minimum	Maximum	Moyenne ¹	Déviati on standard ²
Nucléaire (€/MWh)	42	110	75	20
Photovoltaïque (€/MWh)	50	70	60	10
Éolien (€/MWh)	50	70	60	10

1. Moyenne : valeur moyenne de la loi normale qui peut être différente de la valeur moyenne de la loi normale tronquée.
2. Déviation standard : déviation standard de la loi normale qui peut être différente de la déviation standard de la loi normale tronquée.

Tableau 2. Paramètre des lois normales tronquées pour le coût de production nucléaire, photovoltaïque et éolien

3.1.2. Nucléaire, éolien & photovoltaïque

Comme dans les simulations nous ne changeons que les productions liées aux énergies nucléaire, photovoltaïque et éolienne, nous n'avons besoin d'évaluer que le coût de celles-ci pour calculer le coût différentiel entre la configuration réelle et la configuration simulée.

Pour ces trois énergies nous avons décidé de choisir le coût de production aléatoirement suivant des lois normales tronquées. Pour le photovoltaïque et l'éolien, les valeurs minimum et maximum sont plus optimistes que celles issues de l'étude de l'ADEME [3] ; pour le nucléaire

la valeur minimale (42 €/MWh) est celle de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) créé par la loi NOME en 2010, la valeur maximale (110 €/MWh) est celle fixée dans le « *Contract for Difference* » pour la centrale nucléaire de Hinkley Point au Royaume-Uni (prototype EPR). Le niveau de l'ARENH est un compromis entre le coût « cash » affiché par EDF (32 €/MWh) et le coût moyen actualisé calculé par la Cour des Comptes (50 €/MWh) du nucléaire de deuxième génération. Pour ces trois énergies, nous avons supposé que le coût par MWh tenait compte du facteur de charge constaté en 2015 et qui n'est pas modifié dans nos simulations. Il faut noter qu'ici le coût

Hypothèse	Filière	Minimum	Maximum	Moyenne ¹	Déviati on standard ²
Basse	P2G (€/MWh)	20	40	30	10
Moyenne	P2G (€/MWh)	40	60	50	10
Haute	P2G (€/MWh)	60	80	70	10

Tableau 3. Paramètres de la loi normale tronquée pour le coût de production de la filière P2G (hors électricité et transport/stockage du gaz). Trois hypothèses sont retenues.

Filière	Minimum	Maximum	Moyenne ¹	Déviati on standard ²
G2P (€/MWh)	15	25	20	5

Tableau 4. Paramètres de la loi normale tronquée pour les coûts de la filière G2P (hors production, stockage et transport du gaz)

Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %

moyen de production de l'électricité renouvelable est supposé inférieur à celui du nucléaire.

Ce faisant nous assumons le fait que dans un futur proche le coût de production du MWh renouvelable sera certainement inférieur à celui du MWh nucléaire.

3.1.3. Filière P2G-G2P

Pour la filière P2G nous nous sommes basés sur une étude de l'ADEME, GRTgaz et GRDF [4] pour évaluer les coûts minimum et maximum de la production de gaz à partir d'électricité. Bien évidemment, les coûts varient suivant que l'on s'arrête à la production d'hydrogène ou que l'on décide d'aller jusqu'à la production de méthane (méthanation). Pour prendre en compte ces incertitudes, nous avons choisi de faire les simulations pour 3 différentes hypothèses concernant le coût de la filière.

Pour la filière G2P, nous nous sommes basés sur les coûts fixes des centrales à gaz à cycle combiné (investissement, entretien et personnel) qui oscillent entre 15 et 25 €/MWh.

Pour les filières P2G et G2P le coût réel des installations est le coût théorique de l'installation issue des lois normales tronquées décrites ci-dessus divisé par le facteur de charge des installations qui dépend de la fraction solaire du mix EnR et du rendement global de la filière P2G-G2P.

3.1.4. Les réseaux

Il existe très peu de données publiques sur les coûts des réseaux. Chacun s'accorde à dire qu'il faudra investir massivement dans les réseaux pour les rendre intelligents et compatibles avec un apport conséquent d'EnR. Rappelons que les péages d'accès aux réseaux (TURPE) se font principalement (à 80 %) en fonction de la quantité d'électricité soutirée (et/ou injectée, en MWh) sur le réseau de distribution de l'électricité et en fonction de la seule capacité souscrite (MW) pour le gaz. En principe il existe une péréquation temporelle et spatiale des tarifs d'accès sur le réseau de distribution de l'électricité mais il sera nécessaire de plus en plus d'introduire une différenciation tarifaire dans le temps et l'espace pour tenir compte des coûts différenciés que supporte le gestionnaire de réseau selon l'heure et le lieu où cette électricité renouvelable est injectée.

Pour calculer le coût lié au dimensionnement d'un réseau électrique, nous avons divisé le chiffre d'affaire d'Enedis par une puissance crête standard de 90 GW. Cette division donne un coût de 147 M€/GW crête. Nous avons donc pris comme fourchette basse 50 M€/GW crête au-delà de 90 GW et comme fourchette haute 150 M€/GW crête au-delà de 90 GW (la puissance crête ne dépend que du mix d'EnR comme le montre la Figure 1).

Pour le gaz, en nous appuyant sur des données de GRTgaz, nous estimons que le coût du transport du gaz est de 5 €/MWhPCS et celui du stockage de 3,6 €/MWhPCS. On a alors supposé que le coût du transport et du stockage du gaz produit par la filière P2G et consommé

Réseau	Minimum	Maximum	Moyenne ¹	Déviations standard ²
Électrique (M€/GW au-delà de 90 GW)	0,05	0,15	0,10	0,10
Gaz (€/MWh _{PCS})	8,0	9,0	8,6	0,2

Tableau 5. Paramètres des lois normales tronquées utilisées pour simuler le coût des réseaux électriques et gaz

par la filière G2P était compris entre 8 et 9 €/MWhPCS.

Les valeurs utilisées pour les distributions normales tronquées des deux réseaux sont données dans le Tableau 5. Rappelons qu'au-delà de 90 GW on suppose qu'il faut investir dans le réseau de distribution (coûts fixes mais aussi coûts de fonctionnement).

3.1.5. Importation – Exportation

Notre étude récente sur l'influence des EnR sur le prix de l'électricité [2,5] et notre étude sur les interconnexions de la France avec les réseaux européens [6,2] montrent qu'une massification de la production des EnR va sérieusement perturber les cours de l'électricité sur les marchés de gros. Cette perturbation sera plus grande si c'est l'ensemble de la plaque européenne qui massifie l'utilisation des EnR. Enfin, la récente expérience de mise à l'arrêt de centrales nucléaires lors du deuxième semestre 2016, a montré que l'électricité pouvait atteindre des prix élevés lors des pointes. Ainsi, le 9 novembre 2016 à 19 h 00 le prix SPOT day ahead était de 220 €/MWh. Par ailleurs, l'Allemagne qui a une pénétration des EnR bien supérieure à celle observée en France connaît régulièrement des périodes où le prix

de l'électricité est négatif. Enfin, il semble utile de noter que les simulations supposent des capacités d'exportation allant jusqu'à 40 GW ce qui, bien entendu, est très au-delà des capacités actuellement disponibles ! Ainsi l'injection massive de renouvelables non modulables car largement intermittentes accentue la volatilité des prix sur le marché spot.

Pour les importations et les exportations, nous avons supposé que le prix du MWh serait celui de 2015 à un facteur multiplicatif près. Ce facteur multiplicatif est choisi suivant une loi normale centrée en 1 et d'écart type 1. Pour les exportations, elle est tronquée entre 0 et 1 alors que pour les importations elle est tronquée entre 1 et 5. Ainsi, on prend en compte que le peu de foisonnement européen rendra les exportations plus difficiles tandis que les importations correspondront à une insuffisance de production partout en Europe.

3.2. Résultats

Pour chacune des 27 configurations décrites précédemment (3 hypothèses sur la fraction solaire, 3 hypothèses sur le rendement de la filière P2G-G2P, 3 hypothèses sur le coût de la filière P2G), nous faisons 100 000 tirages aléatoires pour chacun des paramètres de coût

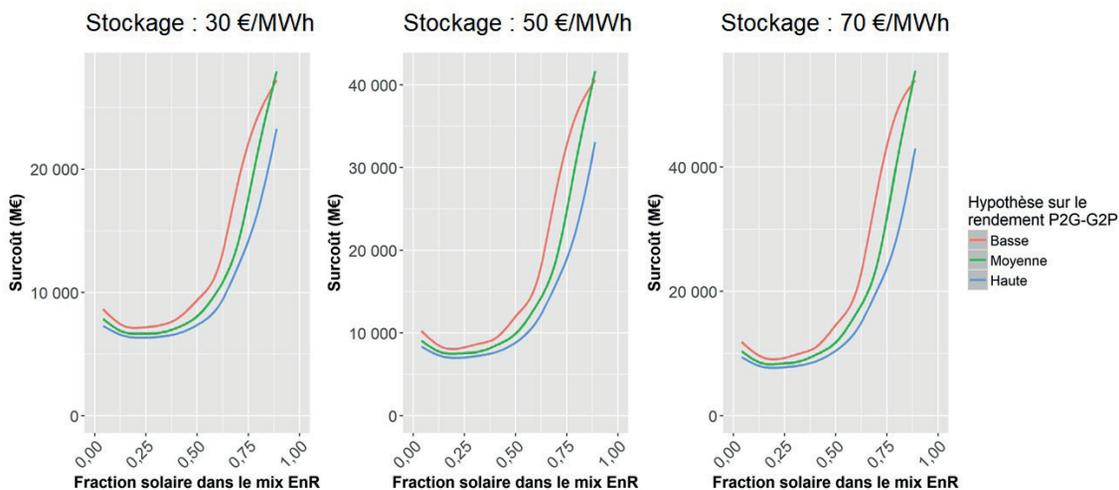


Figure 5. Évolution de la moyenne du surcoût d'un mix à 50 % de nucléaire par rapport au mix 2015 en fonction de la fraction solaire dans le mix EnR (trois hypothèses sur le coût de la filière P2G)

Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %

décrits plus haut. À partir de ces paramètres, nous pouvons calculer la différence de coût entre la configuration simulée et la configuration réelle en 2015. Cette différence de coût qui traduit un surcoût du prix de revient de l'électricité se décompose en :

- une composante nucléaire qui est négative (on produit moins),
- une composante solaire qui est positive (on produit plus),
- une composante éolienne qui est positive (on produit plus),
- une composante P2GG2P (somme des composantes P2G, G2P et du réseau gaz) qui est positive,
- une composante réseau électrique qui est positive,
- une composante exportation qui est positive (on exporte moins à un prix moindre).

L'évolution (Figure 5) du surcoût moyen en fonction de la fraction solaire montre un minimum pour une fraction solaire voisine de 0,2 pour les trois hypothèses (Basse, Moyenne, Haute) sur le rendement électrique de la filière P2G-G2P. Cet optimum économique correspond à l'optimum énergétique décrit précédemment. On note que la courbe construite à partir de l'hypothèse Basse sur le rendement P2G-G2P croise la courbe construite sur

l'hypothèse Moyenne pour des fractions solaires importantes. La raison de ce croisement est que l'hypothèse prise sur le prix d'importation de l'électricité est trop optimiste, ce qui se traduit par une électricité importée nettement moins chère qu'une électricité produite en France.

L'évolution (Figure 6) du surcoût moyen en fonction du rendement P2G-G2P montre une évolution monotone décroissante pour les trois hypothèses (Basse, Moyenne, Haute) sur la fraction du solaire dans le mix EnR. Pour l'hypothèse Haute sur la fraction solaire, on note un changement d'inflexion de l'évolution du surcoût moyen pour un rendement voisin de 0,3. Ce changement d'inflexion est dû à notre hypothèse optimiste sur le coût de l'importation d'électricité qui devient importante pour des rendements inférieurs à 0,3 et pour une hypothèse Haute sur la fraction solaire.

Ces constatations montrent que les choix que nous avons fait sur les importations/exportations sont optimistes dans la mesure où l'on observe que le coût lié à l'importation est inférieur à celui du coût total de la filière stockage/déstockage. Dans un mix à forte pénétration des EnR à l'échelle européenne, il faut donc s'attendre à ce que les prix de gros deviennent

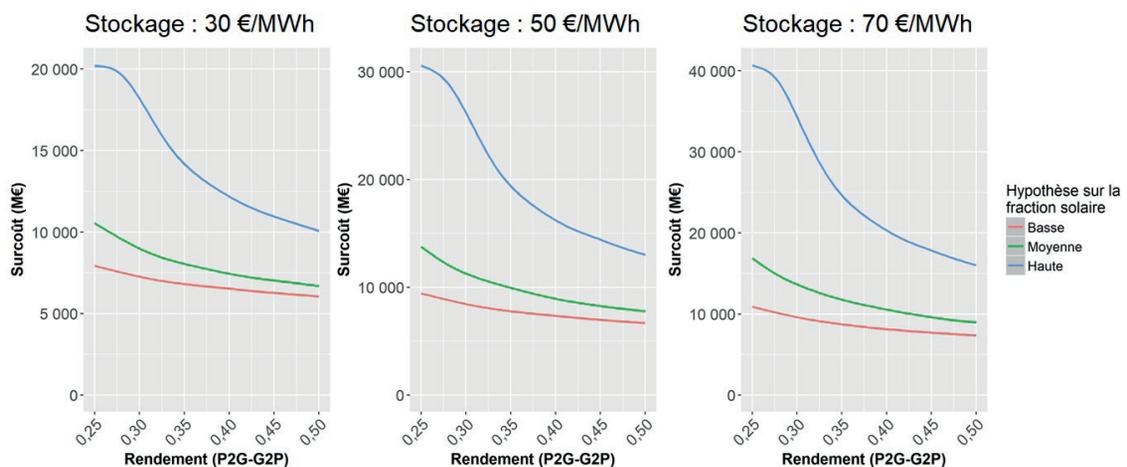


Figure 6. Évolution de la moyenne du surcoût d'un mix à 50 % de nucléaire par rapport au mix 2015 en fonction du rendement de la filière P2G-G2P (trois hypothèses sur le coût de la filière P2G)

Rendement \ Fraction	Rendement		
	Basse (0,312)	Moyenne (0,375)	Haute (0,437)
Basse (0,253)	7,2 G€	6,7 G€	6,3 G€
Moyenne (0,465)	8,8 G€	7,8 G€	7,1 G€
Haute (0,677)	17,1 G€	13,2 G€	11,3 G€

Tableau 6. Influence des hypothèses sur le rendement de la filière P2G-G2P et sur la fraction solaire dans le mix EnR sur le surcoût moyen d'un mix électrique avec 50 % de nucléaire par rapport au mix 2015

La valeur entre parenthèses est la valeur moyenne du rendement ou de la fraction solaire de l'hypothèse considérée.

Hypothèse basse sur le coût du stockage : 30 €/MWh.

Rendement \ Fraction	Rendement		
	Basse (0,312)	Moyenne (0,375)	Haute (0,437)
Basse (0,253)	8,3 G€	7,6 G€	7,1 G€
Moyenne (0,465)	11,0 G€	9,5 G€	8,5 G€
Haute (0,677)	24,3 G€	17,9 G€	14,9 G€

Tableau 7. Influence des hypothèses sur le rendement de la filière P2G-G2P et sur la fraction solaire dans le mix EnR sur le surcoût moyen d'un mix électrique avec 50 % de nucléaire par rapport au mix 2015

La valeur entre parenthèses est la valeur moyenne du rendement ou de la fraction solaire de l'hypothèse considérée.

Hypothèse moyenne sur le coût du stockage : 50 €/MWh.

Rendement \ Fraction	Rendement		
	Basse (0,312)	Moyenne (0,375)	Haute (0,437)
Basse (0,253)	9,4 G€	8,4 G€	7,8 G€
Moyenne (0,465)	13,2 G€	11,1 G€	9,8 G€
Haute (0,677)	31,6 G€	22,6 G€	18,5 G€

Tableau 8. Influence des hypothèses sur le rendement de la filière P2G-G2P et sur la fraction solaire dans le mix EnR sur le surcoût moyen d'un mix électrique avec 50 % de nucléaire par rapport au mix 2015

La valeur entre parenthèses est la valeur moyenne du rendement ou de la fraction solaire de l'hypothèse considérée.

Hypothèse haute sur le coût du stockage : 70 €/MWh.

largement négatifs lors des pics de production des EnR (comme on l'observe déjà en Allemagne) mais aussi que les prix puissent dépasser 1 000 €/MWh lors des pointes de demandes en l'absence de production des EnR.

Les tableaux 6 à 8 donnent la valeur moyenne du surcoût de la configuration simulée par

rapport à la situation en 2015 pour les 27 combinaisons d'hypothèses possibles. Les chiffres varient entre un minimum de 6,3 milliards d'euros et un maximum de 31,6 milliards d'euros soit entre 35 et 178 euros par MWh d'EnR injecté. À titre de comparaison le montant de la CSPE s'élevait à près de 5 milliards d'euros en 2015. De ces tableaux, il ressort très clairement

Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 %

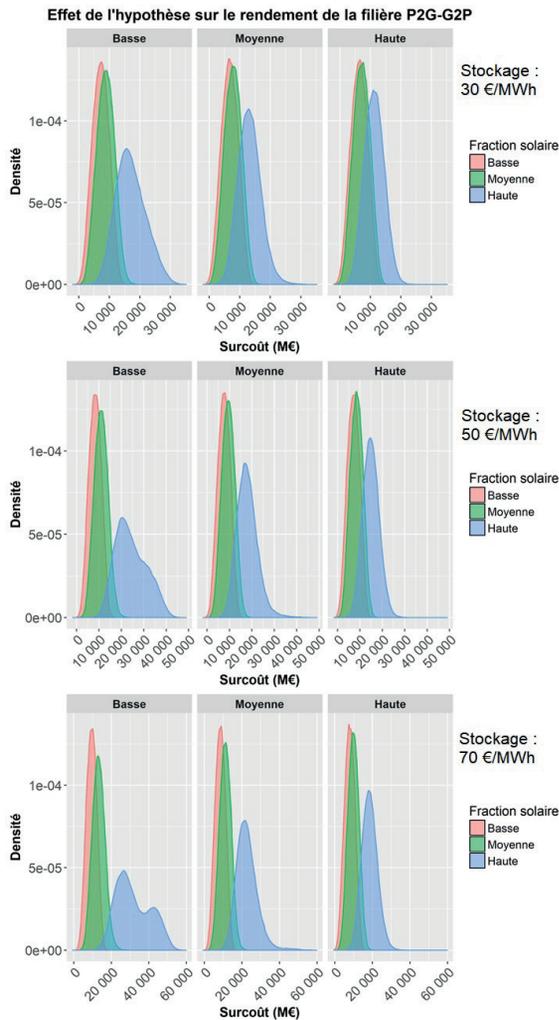


Figure 7. Influence des hypothèses sur le rendement de la filière P2G-G2P et sur la fraction solaire dans le mix EnR sur la distribution du surcoût d'un mix EnR à 50 % par rapport au mix constaté en 2015

Panneau supérieur : Coût moyen de la filière P2G : 30 €/MWh. Panneau du milieu : Coût moyen de la filière P2G : 50 €/MWh. Panneau inférieur : Coût moyen de la filière P2G : 70 €/MWh.

que la politique énergétique actuellement débattue au sein de la PPE doit impérativement encadrer la fraction du photovoltaïque dans les EnR et intensifier simultanément les recherches

scientifiques et technologiques pour maximiser le rendement de la filière P2G-G2P.

Les résultats montrent que diminuer la part du nucléaire à 50 % de la production totale d'électricité pour la remplacer par de l'électricité renouvelable solaire et/ou éolienne oblige à stocker une partie de cette électricité à certains moments pour la déstocker à d'autres. Dans l'état actuel de la technologie cette solution est coûteuse car les rendements du processus de « *power-to-gas* » sont encore faibles. On voit aussi qu'il faut limiter la part du solaire dans ce mix électrique renouvelable car plus cette part est importante plus le surcoût est élevé, surtout si le rendement de la filière « *power-to-gas* » est faible.

Réduire la part du nucléaire dans le mix électrique de la France a donc un surcoût qu'il est néanmoins difficile d'évaluer du fait des incertitudes qui entachent la valeur des divers paramètres à prendre en compte. Les simulations montrent que la plage des valeurs est très sensible aux hypothèses de rendement et de coût du « *power-to-gas* ».

Comme le montre la Figure 7 l'élargissement spectaculaire de la distribution des surcoûts pour l'hypothèse Haute sur les fractions solaires est pour l'essentiel dû à l'utilisation massive de la filière P2G-G2P. Ces distributions montrent la difficulté qu'il y a aujourd'hui à prévoir le coût réel d'un mix à 50 % d'EnR. Cela montre que les résultats sont très sensibles aux hypothèses qui sont faites sur le rendement du stockage et du déstockage.

3.3. Estimation des externalités négatives des EnR

Enfin, ces simulations permettent de mettre en évidence les externalités négatives des EnR et l'incohérence qu'il y a à comparer le coût du MWh en sortie d'une éolienne à celui du MWh en sortie d'une centrale classique car, bien que ces deux installations produisent de l'électricité, elles ne produisent pas le même service. Le coût du back-up doit être intégré comme celui des « externalités » qui, dans le

cas des EnR se traduisent par une éviction de la production nucléaire qui joue en quelque sorte le rôle d'amortisseur en l'absence de stockage. Dans nos simulations, nous avons pris le parti de ne pas modifier le facteur de charge des centrales nucléaires mais d'introduire via les filières P2G et G2P les moyens techniques d'assurer l'alimentation en énergie des consommateurs connectés au réseau de distribution. Ce choix nous permet d'estimer les externalités négatives associées à la production d'électricité par les EnR afin d'assurer la satisfaction de la demande intérieure (sur la base des hypothèses faites). Pour ce faire rappelons quelques chiffres clés :

- Dans toutes nos simulations, nous avons remplacé 148,5 TWh d'énergie nucléaire par 148,5 TWh d'EnR par rapport à 2015.

- Dans toutes nos simulations, la production totale d'EnR est de 176,7 TWh se décomposant en 28,2 TWh, volume constaté en 2015, et 148,5 TWh venant en substitution des 148,5 TWh d'énergie nucléaire.

- Dans toutes nos simulations, le coût moyen de production des EnR est de 60 €/MWh alors que le coût moyen de production des centrales nucléaires est de 75 €/MWh. Cette différence de 15 €/MWh représente une externalité positive pour les EnR mais elle doit être rapportée à l'ensemble de la production (176,7 TWh) d'EnR alors que le gain n'est fait que pour la part venant en substitution du nucléaire (148,5 TWh) soit une externalité positive de 12,6 €/MWh_{EnR}. Cette externalité positive est la seule que nous ayons identifiée.

- Les surcoûts calculés et présentés dans les tableaux 6 à 8 qui varient de 6,3 à 31,6 G€ peuvent être rapportés à la quantité d'EnR produites (176,7 TWh) et représentent ainsi une externalité brute des EnR (différence entre les externalités négative et positive) variant entre 35,7 et 178,8 €/MWh_{EnR}. Ce surcoût est bien un solde et correspond à la différence entre l'externalité positive liée à la substitution et les externalités négatives induites par le stockage.

- L'externalité négative brute liée aux EnR varie donc entre 48,3 et 191,4 €/MWh (on ajoute 12,6 € à 35,7 et 178,8 qui étaient un solde). De fait le prix de revient des renouvelables, stockage compris, varie entre 108,3 (soit

60 + 48,3) et 251,4 (soit 60 + 191,4) €/MWh selon les scénarios.

Rappelons ici que nos calculs assurent l'équilibre en puissance (MW) du réseau heure par heure. Une fois cet équilibre réalisé, on peut en déduire des grandeurs énergétiques globales (MWh) en effectuant l'intégration des puissances calculées.

Cette estimation des externalités négatives des EnR montre que le coût total des renouvelables peut être bien supérieur au coût de production de l'électricité nucléaire, ce qui prouve la nécessité de veiller à optimiser le mix EnR et à intensifier les recherches sur le stockage/déstockage d'électricité.

4. Recommandations de politique énergétique

Il est important, nous l'avons vu, de ne pas encourager le développement du solaire au-delà d'un certain seuil puisque cela a un impact important sur les coûts de stockage et de déstockage. Les incertitudes liées à ces coûts pour le futur peuvent sans doute être levées si des efforts importants de recherche et développement sont entrepris pour améliorer les rendements de cette filière. Il n'en reste pas moins vrai que l'intermittence des renouvelables, et tout particulièrement du solaire, constitue une contrainte qu'il faut anticiper. Pour réduire ces coûts de stockage, plusieurs solutions peuvent être envisagées conjointement ou alternativement.

4.1. Impulser une tarification intelligente du kWh consommé

On peut essayer de réduire la thermosensibilité de la consommation française d'électricité en écrêtant les pointes. 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 « en temps réel » utilisant au mieux les capacités des compteurs « intelligents ». Ce n'est malheureusement pas encore le choix qui a été fait dans le TURPE mais une différenciation spatiale et saisonnière des tarifs d'accès aux réseaux s'imposera dans le futur.

4.2. Intensifier la recherche et l'innovation

On peut inciter aux innovations pour mettre au point des systèmes de stockage plus performants que les batteries actuelles ou la méthanation ; d'autres modes de stockage que la filière « *power-to-gas* » peuvent être envisagés comme le développement des STEP (stations de pompage), les systèmes à air comprimé (CAES) ou celui de systèmes à volants d'inertie [7,8]. Un effort important de recherche-développement doit donc être entrepris à l'échelle européenne pour soutenir cette filière, comme le recommande Carême [9] et le financement public serait mieux utilisé s'il l'était dans ce domaine plutôt que dans celui de la production d'électricité renouvelable coûteuse. Rappelons que la France soutient dix fois moins la recherche dans les EnR que la production d'EnR.

4.3. Mieux coupler usages et productions

On peut coupler le développement des EnR avec la mobilité électrique afin d'offrir un débouché aux EnR et utiliser les batteries des véhicules électriques comme des moyens de stockage, 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. On peut aussi imaginer que les batteries automobiles aient une seconde vie dans le bâtiment pour aider au lissage des pointes et pallier la production des renouvelables lorsqu'elle est insuffisante pour faire face à la demande. Mais cela ne règle que le problème du stockage à très court terme et pas celui du stockage inter-saisonnier.

4.4. Mieux utiliser nos réseaux

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 ou la collectivité. 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. Comme le rappelle Carême [9] la somme des puissances souscrites par les ménages était en France de l'ordre de 200 GW alors qu'ils ne représentent guère plus du tiers de la demande d'électricité. La puissance électrique totale installée est de l'ordre de 130 GW et la puissance maximale appelée dépasse rarement 100 GW. L'interconnexion permet aussi 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 et la politique allemande de développement massif des renouvelables impose de fortes contraintes aux pays limitrophes. *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. Notons que l'interconnexion transnationale peut elle néanmoins être parfois un substitut au stockage, comme le montre l'expérience allemande puisqu'une large proportion d'électricité renouvelable éolienne ou solaire de ce pays est évacuée vers les pays limitrophes lorsque la production est trop importante.

4.5. Développer l'autoconsommation

On peut penser que le développement de l'autoconsommation évitera certains coûts de réseaux voire de stockage. Mais le problème sera peut-être simplement déplacé voire aggravé car il faudra prévoir un stockage individuel chez l'autoproducteur ou à défaut maintenir son accès au réseau national interconnecté. Il est d'ailleurs probable que la capacité totale des stockages individuels serait sensiblement supérieure à la capacité utile si ces clients n'avaient pas opté pour l'autoconsommation, à consommation totale identique d'électricité. Le développement à grande échelle de réseaux locaux et de stockages individuels ne permettra plus de bénéficier des avantages liés au foisonnement des demandes car ce foisonnement se fait largement en utilisant le réseau [9]. Il est probable dès lors que l'autoconsommateur maintienne sa connexion au réseau national interconnecté pour éviter des coûts de stockage au niveau de son installation. Dans ce cas il faut revoir la tarification d'accès à ce réseau interconnecté et augmenter sensiblement la part fixe du tarif (TURPE). Avec le système actuel un autoconsommateur ne finance le réseau que dans la mesure où il soutire de l'électricité. Du coup il participe peu au financement des coûts fixes de l'infrastructure. Cela requiert d'augmenter la part fixe du tarif, celle qui est fonction de la puissance souscrite et non de la quantité d'électricité soutirée afin de limiter les « subventions croisées » entre consommateurs. La déperéquation spatiale et temporelle des péages d'accès aux réseaux est également nécessaire si l'on veut respecter le principe de la « vérité des prix » car les coûts de réseaux permettant l'injection des renouvelables sont très différents dans le temps et dans l'espace. Certes le maintien de la péréquation spatiale peut se défendre pour des motifs de solidarité nationale, mais cela engendre des subventions croisées entre clients : certains paient pour d'autres. Un réseau interconnecté peut permettre aussi d'optimiser l'injection de renouvelables en localisant au mieux la production d'EnR lorsqu'il s'agit de centrales solaires ou éoliennes et non d'installations individuelles ; il est alors moins coûteux de transporter cette

électricité vers les lieux de consommation plutôt que de produire localement à coûts prohibitifs.

5. Conclusion

Quoi qu'il en soit, l'introduction massive d'EnR dans un mix électrique d'un pays européen engendre, dans le contexte actuel, des surcoûts. Si la France veut réussir sa transition énergétique elle doit en définir clairement l'objectif : la priorité est-elle de « décarboner » l'économie ou de sortir du nucléaire ? L'Allemagne avec son *Energiewende* a clairement choisi la sortie du nucléaire et elle a repoussé la décarbonisation à l'horizon 2050. La France semble donner la priorité à la lutte contre les émissions de CO₂, ce que devrait confirmer la PPE. L'option nucléaire est compatible avec la promotion des renouvelables car les deux formes d'énergie sont décarbonées mais cela impose de développer des capacités importantes de stockage de l'électricité pour faire face à l'intermittence si l'on veut privilégier les renouvelables. Pour cela il faut investir massivement dans la recherche pour diminuer le coût énergétique de ce stockage qui demeure un verrou important à toute transition énergétique. Il faut également engager des études systémiques sur les usages énergétiques afin de mieux anticiper les changements d'usage dans le futur. À titre d'exemple : notre usage d'un véhicule électrique ne sera certainement pas le même que celui que nous avons du véhicule thermique ; en effet la structure des coûts, entre coûts fixes et coûts variables, n'est pas la même pour les deux véhicules et cette structure favorise par exemple un usage intensif du véhicule électrique. C'est en partant des besoins que l'on peut le mieux optimiser les filières.

Cette étude s'est appuyée sur un certain nombre d'hypothèses restrictives. On a supposé notamment que le cycle du « *power-to-gas* » ne faisait pas appel en complément à du gaz issu d'une autre origine que l'électrolyse. On peut coupler cela avec du biogaz ou gaz renouvelable issu de la méthanisation de déchets ou de biomasse. Une bonne synergie entre

réseaux de gaz et d'électricité ou entre usages électriques et usages gaziers au niveau de la mobilité notamment est une piste qui mérite attention. On a également supposé que la demande totale d'électricité était inchangée mais cette hypothèse peut être levée sans difficulté ; on a aussi exclu de recourir davantage aux interconnexions transnationales pour gérer les difficultés de stockage-déstockage. On n'a pas pris en compte ici l'impact d'une injection massive de renouvelables sur le prix du marché de gros de l'électricité ; il est probable qu'en l'absence d'un stockage suffisant les prix de l'électricité deviendraient durablement négatifs sur le spot, ce qui obligerait à revoir totalement le schéma actuel de tarification de l'électricité.

Nous n'avons pas réalisé une optimisation globale du système électrique mais seulement une optimisation des filières P2G et G2P. Dans une véritable optimisation, les facteurs de charge des centrales nucléaires, hydrauliques, fossiles... seraient modifiés pour mieux satisfaire la demande au meilleur coût. Cela réduirait sans doute le besoin de stockage. Le volume reste cependant difficile à estimer.

L'injection massive de renouvelables non modulables peut engendrer un « effet d'éviction » du nucléaire dans un système où l'appel des centrales se fait sur la base du coût marginal, ce qui peut être coûteux pour certains producteurs, et au-delà d'un certain seuil elle induit des besoins importants de stockage et de déstockage. Une meilleure connaissance de ce surcoût permettra de définir le seuil optimal de pénétration de ces renouvelables dans le mix électrique d'un pays. Ce seuil optimal dépend de la valeur des paramètres que nous avons identifiés dans cette étude. Au-delà de ce seuil et même dans un contexte où le coût moyen du kWh nucléaire à la sortie de la centrale serait durablement supérieur, comme c'est le cas ici, à celui du kWh solaire ou éolien, le coût de l'électricité rendue chez le consommateur final risque d'être bien supérieur avec le solaire et l'éolien du fait du surcoût lié au stockage-déstockage. Des progrès technologiques majeurs devraient en outre permettre au nucléaire de gagner en compétitivité comme

cela est attendu avec l'EPR nouveau ou avec les réacteurs modulables de faibles dimensions (SMR). Du coup réduire drastiquement la part du nucléaire au profit de renouvelables intermittentes n'est pas collectivement justifié puisque l'on subit une double peine : un effet d'éviction et un surcoût lié au stockage.

RÉFÉRENCES

- [1] Jacques Percebois and Stanislas Pommeret, « Injection massive de renouvelables : effets d'éviction et besoins de flexibilité », REE, no. 5, pp. 102-110, décembre 2017.
- [2] Jacques Percebois and Stanislas Pommeret, « Cross-subsidies tied to the introduction of intermittent renewable electricity : An analysis based on a model of the french day-ahead market », *The Energy Journal*, vol. 39, no. 3, pp. 245-268, May 2018.
- [3] Ademe, « Mix électrique 100 % renouvelables à 2050 », Paris, juin 2016.
- [4] Ademe, GRTgaz & GRDF, « Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire », Paris, septembre 2014.
- [5] Jacques Percebois and Stanislas Pommeret, « Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente. Approche modélisée sur le marché français "day-ahead" » *La Revue de l'Énergie*, vol. 632, pp. 192-211, juillet-août 2016.
- [6] Jacques Percebois and Stanislas 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.
- [7] Dominique Grand, André Latrobe, Christian Le Brun, and Roland Vidil, « La transition énergétique sous contrainte de gestion des énergies renouvelables », *La Revue de l'Énergie*, vol. 636, pp. 13-17, janvier-février 2018.
- [8] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, « Overview of current development in electrical storage technologies and the application potential in power system operation », *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015.
- [9] François Carême, « Le stockage d'électricité : une lente mais indéniable évolution », *La Revue de l'Énergie*, vol. 637, pp. 14-20, mars-avril 2018.