

Un mix électrique à 100 % renouvelable : avec quelles conséquences ?

Dominique Grand, Christian Le Brun, Roland Vidil

Un scénario d'un mix électrique composé à 100 % d'énergies renouvelables a été récemment publié par l'ADEME. La présente étude lui applique une analyse à partir de monotones de puissance qui permet d'estimer les ordres de grandeur des moyens nécessaires pour compenser l'intermittence des énergies éolienne et solaire. Elle aboutit à des conséquences énergétiques, environnementales et économiques, significativement différentes de celles prévues par les auteurs du scénario.

1. Introduction

La possibilité d'un mix électrique composé en intégralité de renouvelables est devenue objet d'étude et de discussion depuis la parution d'une étude commanditée par l'ADEME [1] qui a été résumée dans cette revue [2]. Le mix électrique, est la proportion des différentes sources dans la production d'électricité. La figure 1 illustre l'évolution du mix à partir de trois années caractéristiques : le post choc pétrolier (1975), la situation actuelle (2013) et la situation hypothétique (2050) envisagée avec 100 % de renouvelables.

D'où l'on vient : après le premier choc pétrolier. Si l'on considère l'année 1975 comme année de référence de la situation postérieure au choc pétrolier de 1973, son mix énergétique est représenté à gauche dans la figure 1. Deux chiffres sont caractéristiques de cette période, d'une part un mix énergétique avec 52 % de fossiles (essentiellement pétrole et charbon) et d'autre part une consommation d'électricité modérée qui est de 168TWh.

Les deux chocs pétroliers successifs (1973 et 1979) ont considérablement transformé notre paysage énergétique avec le développement du programme nucléaire qui a crû pendant

25 ans pour atteindre un parc d'une puissance installée de 62,9 GW produisant annuellement plus de 400TWh, pour un investissement de l'ordre de 186 milliards d'euros¹. Cette évolution a été accompagnée d'une décroissance de la production fossile jusqu'à 8 %, tandis que la production hydroélectrique est restée à peu près constante. Dans le même temps, la consommation d'électricité a triplé sur ces quarante années. Le mix énergétique atteint est donné au milieu de la figure 1.

Où peut-on aller ? Jusqu'à 100 % de renouvelables ? Diverses démarches prospectives sont proposées et l'ANCRE a fait la synthèse de plusieurs scénarios dans cette revue². Depuis, une nouvelle étude propose pour 2050 un mix électrique 100 % renouvelable, dans une démarche très volontariste portée par l'ADEME [1]. Ce mix, représenté à droite de la figure 1, alimente une consommation électrique de 422 TWh, en baisse de 70 TWh par rapport à 2013, et comporte uniquement des productions renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire, biomasse et géothermie).

1. dila.premier-ministre.gouv.fr

2. ANCRE *Les scénarios de transition énergétique de l'ANCRE* La Revue de l'Énergie n° 619 Mai-juin 2014.

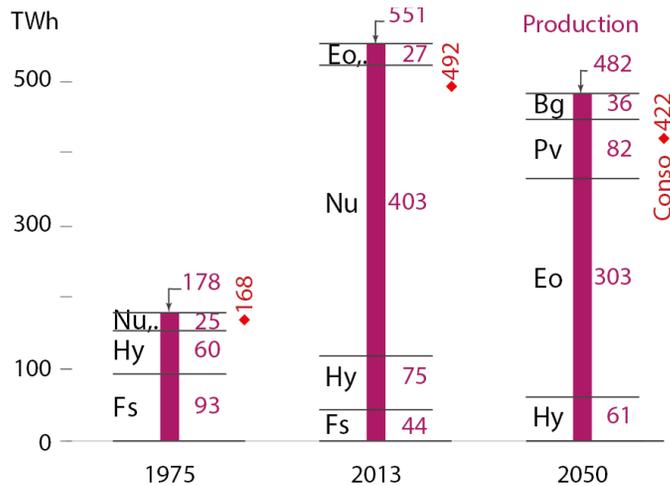


Figure 1 : Le mix électrique passé*, actuel et proposé par l'ADEME [1] (Fs Fossiles – Hy Hydro – Nu Nucléaire – Eo Éolien – Pv solaire – Bg Biomasse et géothermie)**

* Source memento de l'Energie 2006 CEA.

** RTE bilan électrique 2013.

Le scénario 100 % renouvelables a l'avantage d'une production d'électricité par le vent et le soleil qui, comme l'hydraulique et le nucléaire, n'émet pas de gaz à effet de serre. Toutefois, cette production d'électricité étant intermittente et marquée par de grandes variations rapides de la puissance électrique, il faut pouvoir l'intégrer sans heurt dans le réseau électrique. C'est l'enjeu que cet article examine. En nous appuyant sur le fonctionnement du système de production et de distribution d'électricité actuel, nous pouvons approcher le fonctionnement du système électrique en utilisant une méthode d'extrapolation qui est décrite plus loin. Cette méthode a été développée à l'origine par F. Wagner [3] pour une projection à 100 % de renouvelables pour l'Allemagne. Elle a été appliquée par les auteurs à une projection pour la France avec 50 % de nucléaire [4] et à une comparaison des cas de la France et de l'Allemagne [5].

2. Méthode de prévision des productions renouvelables

2.1. Définition du scénario

La méthode proposée s'appuie sur les enregistrements en temps réel de 2013, publiés

par RTE³, où la consommation, les productions (nucléaire, hydraulique, fossiles, éolienne et solaire) et les échanges frontaliers sont enregistrés toutes les demi-heures. À tout instant, le total des puissances produites doit égaler l'appel de puissance consommée. En effet, l'électricité ne peut pas être, actuellement, stockée industriellement autrement que par les stations de pompage hydroélectriques (dites STEP). Pour arriver à l'équilibre entre les puissances produite et appelée, les centrales de production sont sollicitées suivant leur capacité à suivre des variations de fonctionnement plus ou moins rapides, leur total devant atteindre l'objectif assigné⁴.

Pour examiner le fonctionnement du scénario [1], nous multiplions les enregistrements des puissances de 2013 pour la consommation et les productions par des coefficients tels que les volumes d'énergie annuels égalent ceux du scénario en 2050. Pour la consommation, le coefficient vaut 0,86 (422 TWh retenus par ADEME contre 492 TWh en 2013⁵). De même,

3. RTE, Eco2mix, *annuel définitif de 2013*,

4. Une aide peut être apportée par les STEP, les échanges transfrontaliers et l'effacement de la consommation. Elle est examinée plus loin.

5. Cette baisse de la consommation électrique semble peu crédible au vu de la croissance de la population, du

pour les productions, les coefficients sont obtenus en faisant le rapport des valeurs en 2050 à celles de 2013 suivant le tableau 1. Les coefficients valent 19 pour l'éolien, 18 pour le solaire PV et 0,82 pour l'hydroélectricité. La production totale prévue en 2050 s'élève à 482 TWh en excès de 60 TWh sur la consommation de 422 TWh. Les puissances installées de l'éolien et du PV ont augmenté en 2013. Aussi, une correction est appliquée à leurs productions horaires pour les ramener à ce qu'elles auraient été à puissance installée constante. La géothermie et la biomasse apportent une production de base de 36 TWh, constante dans le temps.

2.2. Productions renouvelables (hors hydraulique)

La figure 2 présente les puissances éoliennes et solaires qui suivent l'historique des puissances de 2013 transposé au niveau des productions annuelles prévues par l'ADEME grâce aux rapports multiplicatifs indiqués précédemment.

Ces productions sont introduites en priorité dans le réseau, dans la logique d'incitation à leur développement. La production annuelle du solaire PV représente un peu plus de 27 % de celle de l'éolien, une valeur optimale montrée par nos précédentes études [3] à [5], et dont le

développement de la mobilité électrique et des échanges électroniques (data center, objets connectés et autres).

Tableau 1			
Données des trois années caractéristiques			
TWh	1975	2013	2050
Consommation	168	492*	422
Echange avec l'étranger	3	47.2	0
Production intérieure	178	550.9	482
Hydraulique	60	75.7	61
Nucléaire	17	403.7	0
Eolien	0	15.9	303
PV	0	4.6	82
Autres renouvelables	0	6.3	36
Thermique charbon	30	19.8	0
fuel	52	5.4	0
gaz naturel	11	19.5	0
autres	8	0	0
Production-Conso-Echanges	7	27.7	60

* Valeur non corrigée du climat

mix français de 2013 est proche. Cet optimum exploite au mieux la production solaire dominante en été et la production éolienne en automne et hiver. Notons les fluctuations rapides et de grande amplitude de ces deux modes de production : 50 GW pour le solaire (écart jour-nuit en été) et environ le double pour l'éolien.

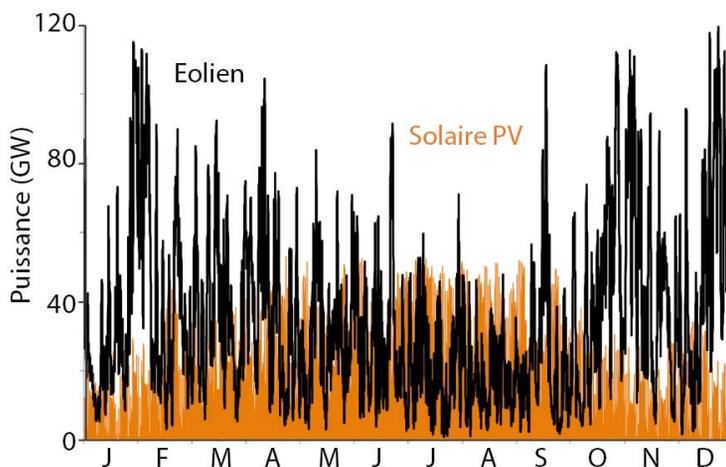


Figure 2 : Historique des productions éolienne et solaire sur un profil de 2013 transposé aux valeurs annuelles de l'ADEME (puissance en GW)

3. La charge pour les moyens d'appoint

3.1. Définition et évolution sur l'année

L'éolien et le solaire PV accèdent en priorité au réseau, avec la géothermie et la biomasse, l'ensemble donne la puissance cumulée définie ainsi :

$$\text{Production EnRi}(t) = \text{Solaire}(t) + \text{Éolien}(t) + \text{Géothermie} + \text{Biomasse}$$

[Eq. 1]

La lettre i est ajoutée à EnR, pour distinguer ces productions renouvelables intermittentes, éoliennes et solaires, de l'hydraulique renouvelable mais pilotable. La production de la géothermie et de la biomasse a été ajoutée aux EnRi, dans un souci de simplification. En effet, elle représente moins de 10 % du total et, d'autre part, il est indifférent d'introduire ici cette production invariable.

La production des EnRi ne parvient pas à égaler la puissance appelée par les consommateurs. Il faut, pour égaler la puissance appelée et assurer l'équilibre du réseau, ajouter une certaine puissance (positive ou négative) qui détermine la charge à remplir par les moyens d'appoint :

$$\text{Charge de l'appoint}(t) = \text{Conso}(t) - \text{Production EnRi}(t)$$

[Eq. 2]

La figure 3 montre les évolutions au cours de l'année de la consommation, de la production des EnRi (équation (1)) et de la charge de l'appoint (équation (2)).

Les fluctuations erratiques de la production totale des EnRi couvrent une large amplitude qui atteint fréquemment 100 GW alors que les variations journalières et hebdomadaires de la consommation restent dans une amplitude de 20 GW. Par suite, la puissance d'appoint alterne entre valeurs négatives et positives, de -80 GW à +60 GW :

- négatives quand il faut retrancher les surplus de production des EnRi.
- positives quand il faut combler leurs manques sur une amplitude de 140 GW, dans un intervalle de l'ordre de la journée.

La monotone de charge de l'appoint est déduite en réarrangeant, suivant un ordre croissant ou décroissant, les enregistrements de puissance de l'historique précédent. Ce réarrangement permet de gagner en lisibilité en supprimant les fluctuations erratiques. Par contre, les intervalles d'une demi-heure se suivent sur l'axe horizontal dans un ordre qui

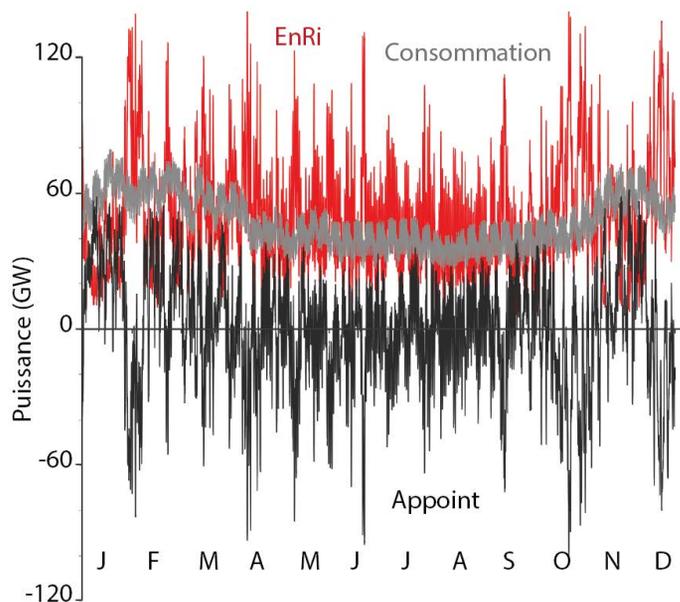


Figure 3 : Historique de la consommation, de la puissance des EnRi et de l'appoint à fournir pour assurer l'équilibre du réseau (puissance en GW)

ne respecte plus la chronologie. La monotone croissante de l'appoint est présentée sur la figure 4.

Sur une première partie, un peu moins de 50 % de l'année, la monotone rassemble les valeurs négatives de puissance, apparues aux instants où la production des EnRi dépasse la puissance appelée (en convenant d'appeler instant la durée d'une demi-heure des enregistrements). À ces instants qui ne se succèdent pas chronologiquement, l'appoint doit générer une puissance négative afin de retrancher le surplus au moyen d'un stockage par exemple. Dans l'autre partie où la puissance d'appoint est positive, la production des EnRi n'atteint pas la puissance appelée. L'appoint doit alors produire une puissance positive pour combler le manque. Il est aussi possible d'utiliser d'autres moyens d'appoint que le stockage et la production, comme évoqué plus loin.

3.2. Évolution hebdomadaire

Il est intéressant de détailler à l'échelle de la semaine les évolutions historiques. La figure 5 donne des exemples pour deux semaines, l'une d'été (28) et l'autre d'automne (51).

Avant d'aborder le détail de l'analyse, un examen rapide de ces courbes suggère quelques ordres de grandeur. Lors de la semaine 28, la consommation est en moyenne de 40 GW avec une amplitude de fluctuations régulières de ± 10 GW au cours d'une journée. Quant à la production, elle varie de 30 GW à 90 GW, dans une journée avec des points lors de la production photovoltaïque à midi. La production des EnRi dépasse le plus souvent la consommation, d'où une puissance négative pour l'appoint.

Pour la semaine 51, la consommation d'électricité, un peu plus importante en moyenne (60 GW) présente des variations périodiques de ± 10 GW, comme en été. La production des EnRi fluctue sur une amplitude beaucoup plus grande (de l'ordre de 30 GW à 120 GW), par suite des variations non périodiques de la turbulence atmosphérique. En conséquence, la charge de l'appoint peut présenter des variations de grande amplitude, sur moins d'une journée en milieu de cette semaine, entre valeurs négatives puis positives. Des moyens d'appoint différents devraient être mobilisés successivement pour retrancher le surplus puis combler le manque.

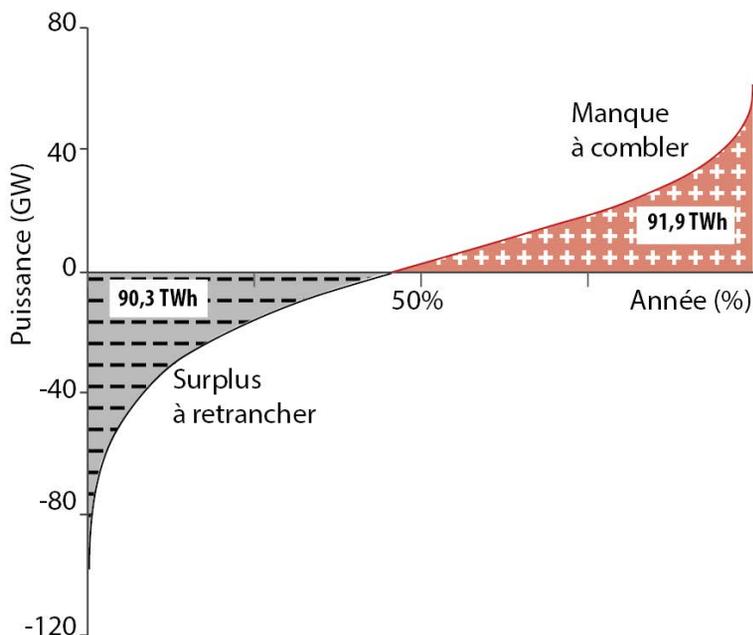


Figure 4 : Monotone de charge pour l'appoint (puissance en GW)

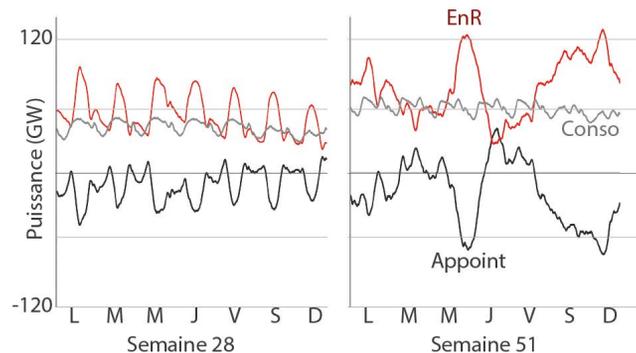


Figure 5 : déséquilibre entre l'offre et la demande pour deux semaines types

4. Moyens d'appoint quotidiens et hebdomadaires

Nous présentons maintenant l'inventaire des moyens qui permettraient de réduire le déséquilibre entre la puissance produite et celle consommée, grâce à un appoint de puissance (positive ou négative) dont la valeur a été définie par l'équation 2 et illustrée dans les deux figures précédentes.

4.1. Recensement de moyens d'appoint

Plusieurs solutions peuvent être mises en œuvre pour répondre à la courbe de charge de l'appoint. Les moyens sur lesquels l'opérateur du réseau peut agir sont des moyens de production, des moyens de stockage, des échanges avec les pays voisins et enfin l'ajustement de la consommation. Ces différents moyens s'ajoutent dans l'équation suivante :

$$\begin{aligned} \text{Appoint}(t) = & \text{Production}(t) - \text{Stockage}(t) \\ & + \text{Import}(t) - \text{Export}(t) - \text{Consommation}(t) \end{aligned} \quad [\text{éq. 3}]$$

Reprenant la monotone de la figure 4, les moyens à mettre en œuvre pour la partie négative due au surplus de production des EnRi, sont :

- une baisse de la production hydroélectrique,
- un stockage d'électricité par conversion en une autre forme d'énergie,
- une exportation d'électricité vers les pays voisins,
- une hausse de la consommation.

Quand il faut fournir une puissance positive pour remonter au niveau de la consommation, il faut faire appel à :

- une hausse de la production hydroélectrique,
- une production d'électricité à partir du stockage,
- une importation d'électricité des pays voisins,
- une baisse de la consommation.

Ces différents moyens permettent de gérer les surplus et manques sur des durées de la journée ou au plus de la semaine. Après mise en œuvre de ces moyens, il restera, compte tenu de leurs limitations, une charge pour d'autres moyens d'appoint qui seront abordés au paragraphe 5.

4.2. Hydraulique et STEP

Nous retenons l'hypothèse du scénario [1], énoncée au §2.1, avec une légère baisse de la production hydroélectrique et gardons la capacité actuelle des STEP. Des enregistrements de 2013, ainsi actualisés, on déduit les monotones présentées dans la figure 6. Pour une monotone, les instants (d'une demi-heure, durée des enregistrements) remplissent l'axe horizontal de l'année dans un ordre non chronologique. Aussi, un instant de cet axe (durée une demi-heure) correspond à des dates différentes pour la monotone de production hydraulique et pour celle du pompage.

Introduisons à présent l'hypothèse de flexibilité totale de la production hydroélectrique et du pompage. Suivant cette hypothèse, les puissances enregistrées peuvent être déplacées à volonté dans l'année, ce qui permet de les situer au mieux de la satisfaction du besoin tout en conservant l'énergie produite. C'est le

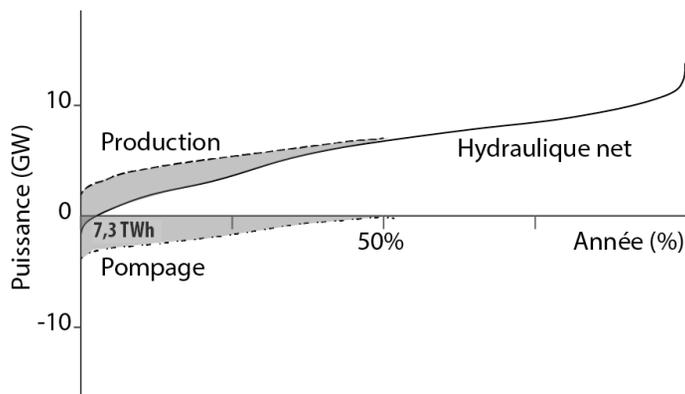


Figure 6 Monotones de l'hydraulique et des STEP.

Axe vertical : échelle en GW différente de la figure 4.

Axe horizontal : cumul des instants (de durée la demi-heure)
situés à des dates différentes suivant la monotone.

cas des monotones de la figure 6 vis à vis de la charge de la figure 4 car la puissance produite est maximale quand la monotone de charge en demande le plus. Réciproquement, l'absorption de puissance par le pompage est maximale aux instants qui exigent le plus de retrait de puissance. La somme des deux courbes donne l'apport optimal des moyens hydroélectriques à l'appoint. Cet optimum est obtenu grâce à l'hypothèse favorable de la flexibilité totale de l'hydroélectricité qui permet de synchroniser ses valeurs de puissance aux dates définies par la monotone de charge. Avec une production hydroélectrique annuelle de 61 TWh, l'énergie stockée grâce au pompage est de 7,3 TWh. Le cumul des deux moyens, soit la production hydroélectrique nette, utilise presque intégralement l'énergie stockée et produit 54 TWh net.

4.3. Échanges transfrontaliers

Échanger l'électricité avec les pays voisins est un autre moyen d'amortir les écarts entre production et consommation intérieure. En 2013, la France a réalisé un solde exportateur d'échanges contractuels de 47,2 TWh ; elle a importé 32,2 TWh et exporté 79,4 TWh, valeurs relativement stables au fil des ans⁶. Les auteurs du scénario 100 % renouvelable [1] avancent pour 2050 un solde exportateur nul où 56 TWh seraient échangés dans les deux sens. Ils postulent qu'alors « la majorité des échanges

exploite la flexibilité fossile des systèmes électriques des voisins. ». Quant aux exports français, « l'intégralité (56 TWh) est renouvelable »⁷. Pour juger de l'intérêt et du réalisme de cette proposition, examinons le bilan de 2013 avec deux de nos voisins qui ont déjà une part de production d'EnRi importante, l'Allemagne et l'Espagne.

Exploiter la flexibilité des systèmes électriques voisins, à quel prix ?

En 2013, « les limites de capacité d'échange entre la France et l'Allemagne sont atteintes (...) à l'occasion des flux importants générés par la production éolienne dans le nord de l'Allemagne »⁸. Vers l'Espagne la France exporte en moyenne, mais importe de l'électricité espagnole « dans les mois pendant lesquels les prix espagnols sont très bas du fait d'une production éolienne élevée »⁹. Les prix du marché peuvent baisser au point d'être négatifs, situation qui défie le sens commun car le producteur paie l'acheteur pour prendre son produit. « La formation de prix négatifs s'explique essentiellement par un déficit d'offre d'achat sur la bourse française et un excédent de production éolienne en Allemagne par rapport aux besoins de consommation à ce moment là. »¹⁰.

7. Référence [1] p. 106

8. RTE *Bilan électrique 2013*

9. *ibid*

10. *ibid*

6. RTE *Bilan électrique 2013* www.rte-france.com

Cette corrélation entre surplus de production éolienne et prix négatifs a été montrée et expliquée par F. Wagner [3]. À ces moments, l'Allemagne paie la France et d'autres pays pour qu'ils lui prennent son électricité éolienne. Ce sont les consommateurs allemands qui en font les frais et paient l'électricité la plus chère d'Europe, avec les Danois.

Le tableau 2, montre que le prix de l'électricité vendue aux particuliers s'élève avec la puissance installée d'énergies renouvelables intermittentes. Le scénario [1] aboutirait à une puissance installée d'EnRi par habitant triple de celles de l'Allemagne et du Danemark, ce qui conduirait à dépasser ces pays pour l'électricité la plus chère aux particuliers. On doit s'interroger sur les conséquences économiques de cette proposition pour les consommateurs et les entreprises.

Tableau 2				
Prix de l'électricité aux particuliers et puissance installée par habitant d'éolien et de PV, (étude Finadvice pour 2012)				
	Danemark	Allemagne	Espagne	France
Puissance installée EnRi (W/hab)	820	780	590	200
Prix (c€/kWh)	30	28	23	15

Foisonnement des productions renouvelables : réalité ou rêve ?

Par ailleurs, nos voisins s'étant déjà bien équipés en EnRi et n'affichant pas une volonté de désinvestissement dans ce secteur, comment l'électricité produite par les EnRi en France pourrait-elle s'écouler ? Les auteurs de l'étude supposent que les « interconnexions permettent de bénéficier du foisonnement des productions renouvelables entre la France et ses voisins (régimes de vent et décalages entre les pics d'ensoleillement) »¹¹. De la Pologne au Portugal, le décalage du pic d'ensoleillement ne dépasse pas une heure et demie. Ce décalage ne permet pas de gérer les besoins de la

11. Référence [1] p.19

journée même s'il peut lisser les variations de puissance. Quant au vent, une étude approfondie à partir des mesures de productions éoliennes semi-horaires de sept pays européens (Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, France, Irlande, Royaume-Uni) aboutit à cette conclusion : « un examen des données de production détaillées, en France comme dans l'Europe interconnectée, montre que l'intermittence est toujours très prononcée. » [7]. Autrement dit, son contraire, le foisonnement, sensé lisser les productions intermittentes, est un mot décalé de la réalité.

Aussi, supposer une exportation française de 56 TWh d'éolien et photovoltaïque, est très hasardeux. Les surplus de production concourant avec ceux de nos voisins, il serait difficile de trouver preneur pour une électricité partout surabondante. À l'inverse, pendant les périodes de pénuries, tous les pays s'arracheraient le peu d'électricité produite par les sources non intermittentes. Les deux mouvements se cumuleraient pour augmenter le déficit commercial et le coût supporté par les consommateurs.

Pour cette raison tout en gardant des échanges à solde nul¹², nous prenons des échanges de moitié de celle de l'étude [1], soit 28 TWh. C'est certainement encore exagéré car les difficultés signalées précédemment seraient toujours présentes, avec une ampleur que nous ne pouvons pas estimer à ce stade. La monotonie enregistrée en 2013 par RTE est recentrée sur cette valeur. Comme précédemment, la flexibilité est supposée totale pour répondre au mieux à la charge, hypothèse aussi très optimiste. En effet, la flexibilité serait très réduite dans les échanges car elle se heurterait aux actions concomitantes des pays voisins pour traiter des problèmes similaires. Le maintien de ces deux hypothèses exagérément optimistes n'est justifié que par le souci de ne pas trop s'éloigner du scénario [1].

4.4. Ajustement de la consommation

Pour répondre à la charge de l'appoint, on peut jouer sur la variabilité de la consommation. L'ajustement de la consommation pourrait se faire de la journée à la semaine pour

12. Ce qui priverait le pays du bénéfice de l'exportation.

absorber un surplus de production des EnRi par une consommation accrue. Réciproquement, un manque de production des EnRi pourrait être amorti par une baisse de la consommation. Ces ajustements de consommation ne pouvant pas changer l'énergie consommée sur une semaine, il faudrait que les ajustements de la consommation, en plus ou en moins, se compensent dans la durée. Pour cela, l'ajustement devrait être piloté en connaissance des prévisions de productions des jours suivants, ce qui serait difficile pour des productions qui dépendent de la météorologie. On voit combien l'ajustement de la consommation diffère de l'effacement, car ce dernier lisse les variations journalières de la courbe de consommation en prévoyant les variations d'appel des consommateurs, ce qui est bien plus facile.

Après ces observations qualitatives, essayons de fixer un ordre de grandeur du volume d'ajustement possible. Pour cela, nous avons isolé la variation de la puissance appelée autour de sa moyenne hebdomadaire, pour différentes semaines et pour la moyenne des semaines de l'année. Les monotones qui en découlent sont bien approchées par une droite croissante de -9GW à +9 GW ; confirmant ainsi, en le précisant, l'ordre de grandeur des variations de la consommation, 20 GW, déjà mentionnées à l'occasion des figures 3 et 5. L'énergie cumulée sur une semaine dans les bosses de consommation égale un peu moins de 380 GWh, ce qui donne 19,7 TWh pour l'année. C'est sans doute la limite supérieure pour l'ajustement de la consommation, car elle suppose pouvoir déplacer à volonté les appels variables des appareils électriques des particuliers, services et industriels. Pour comparaison, en 2013, l'ajustement a déplacé une quantité annuelle de 20 GWh¹³, soit un millième de cette valeur. Quant à l'étude [1], elle prévoit un volume annuel d'ajustement de consommation de 16 TWh, proche de la limite et, à notre avis, exagérément optimiste. En effet, Wagner [3] estime pour l'Allemagne, qu'un volume de 9 TWh pourrait être déplacé, au prix de grands efforts, alors que la consommation est plus élevée (500 au lieu de 422 TWh). Nous adoptons cet ordre de grandeur, et retenons

que l'ajustement de consommation pourrait déplacer 8,8 TWh, quantité ambitieuse et plus raisonnable que 16 TWh [1].

4.5. Résultante des moyens d'appoint hebdomadaire

La figure 7 réunit les monotones des moyens hebdomadaires ainsi que leur résultante obtenue par sommation algébrique des puissances des monotones. Une puissance négative résorbe le surplus, une puissance positive comble le manque.

L'énergie absorbée ou produite par chaque moyen d'appoint est l'aire délimitée entre sa monotone et l'axe horizontal. Ces quantités d'énergie sont indiquées dans le tableau 3. La résultante des moyens hebdomadaires est la somme des monotones suivant l'hypothèse de flexibilité maximale. Les quantités d'énergie qu'elle permet de traiter sont également déduites des aires que la courbe délimite. Il faut noter que la simple addition des valeurs absolues d'énergie absorbées ou produites par les moyens isolés aboutirait à un résultat erroné pour la résultante. Ce serait ignorer que la production hydraulique nette et les deux autres moyens ont des effets opposés sur les périodes de surplus et tendent à se neutraliser. On observe que la résultante croît rapidement et garde une puissance positive sur trois quarts de l'année.

Table 3

Énergies résorbées du surplus ou apportées au manque par les différents moyens hebdomadaires et leur résultante

Energie (TWh)	Absorption du surplus (TWh)	Apport au manque (TWh)
Hydraulique et STEP	0	54,0
Echanges transfrontaliers	12,0	12,0
Ajustement de consommation	8,8	8,8
Résultante (aire sous la monotone)	11,9	65,8

13. RTE 2013 et cette quantité a baissé de 39 % en 2014

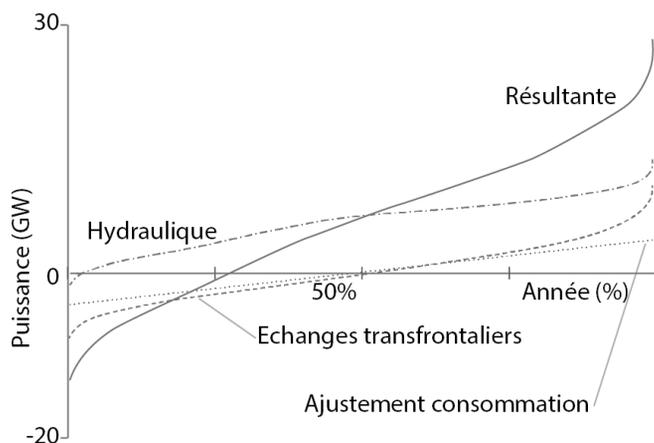


Figure 7 Contributions des moyens hebdomadaires à l'appoint et leur résultante

N'oublions pas que l'addition algébrique des monotones, montrée dans la figure 7, est la plus favorable à la satisfaction de la charge. La résultante présente en effet l'apport idéal des moyens d'appoint à leur charge qui demande à réduire les surplus et les manques. L'hypothèse sous-jacente est la totale flexibilité des moyens d'appoint, un idéal nécessairement dégradé dans la réalité.

5. Moyens saisonniers et autres

5.1. La charge d'appoint après utilisation des moyens hebdomadaires

Pour voir l'apport des moyens hebdomadaires à la charge d'appoint, nous soustrayons à présent leur résultante à la monotone de la figure 4. La figure 8 présente le résultat.

La prise en compte des moyens hebdomadaires a peu résorbé le surplus de la charge initiale qui est passé de 90,3 à 86,2 TWh. C'est la conséquence des actions contraires de ces moyens dans les périodes de surplus et de leur neutralisation, comme indiqué au § 4.5. Par contre, le manque a été mieux comblé et il est passé de 91,9 à 33,9 TWh. Quant aux niveaux de puissance atteints dans les deux sens, ils représentent encore, après action des moyens hebdomadaires, 89 GW pour résorber le surplus et 33 GW pour combler le manque. Ces volumes annuels d'énergie et ces puissances extrêmes fixent les conditions de

fonctionnement des moyens de stockage saisonnier et des autres moyens.

5.2. Moyens de stockage saisonnier

Pour le stockage saisonnier, l'étude [1] prévoit la filière Power-to-Gas qui produit du méthane grâce aux surplus d'électricité. Ensuite, le méthane, brûlé dans la phase Gas-to-Power, produit de l'électricité pour combler les manques. La puissance installée est de 17 GW dans les deux cas et le rendement pour le cycle complet est supposé égal à 33 %.

La figure 8 montre que, dans les périodes de surplus, la puissance négative de la charge sort de la limite de la puissance installée et seule la part du surplus comprise entre 0 et -17 GW pourrait être stockée. Supposant un coefficient de disponibilité de 90 % des installations, au mieux 52 TWh¹⁴ d'électricité pourraient être stockés annuellement. Le reste 34 TWh échapperait au stockage saisonnier et, comme tous les moyens prévus par le scénario ont été mobilisés, il ne resterait plus d'autre possibilité que de détruire le surplus restant.

Les 52 TWh stockés pourraient être exploités aux moments voulus pour alimenter le réseau en électricité. Le cycle complet de stockage-déstockage ayant un rendement de 33 %, ils produiraient 17 TWh d'électricité. Ceci comblerait la moitié du manque de 34 TWh et il resterait 17 TWh à produire par les seuls moyens

14. L'étude [1] prévoit un peu moins : 47 TWh.

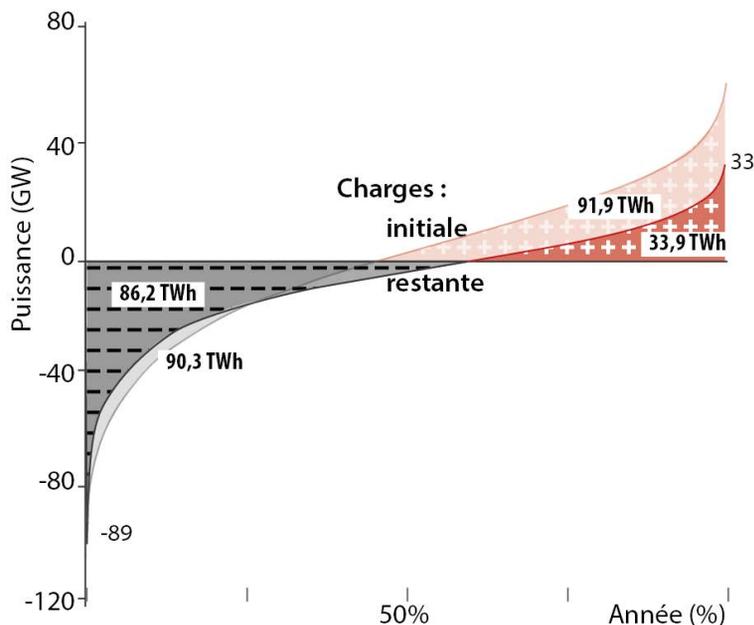


Figure 8 Monotone de charge de l'appoint après utilisation des moyens hebdomadaires

encore inexploités, des centrales à combustibles fossiles.

Destruction d'une partie du surplus d'électricité et combustion de fossiles sont deux éléments, indispensables à l'équilibre du mix, qui ne sont pas prévus par l'étude [1].

6. Investissements à prévoir et conséquences environnementales

6.1. Énergies renouvelables intermittentes

Puissances installées

Voyons à présent les puissances installées pour les productions éoliennes et solaires et les occupations de sols qui en résultent. Dans le tableau 4, la première colonne reprend les quantités d'énergie prévues dans le scénario de référence à 100 % pour l'éolien et le solaire [1]. Dans la deuxième colonne, les productions sont converties en gigawatt-an (GWa). Un gigawatt-an est l'énergie produite par une puissance constante d'un gigawatt sur un an (1GWa = 8760 GWh = 8,76 TWh dans une année de 365 jours).

Le facteur de charge (F.C.), de la troisième colonne, indique le rapport entre l'énergie

produite annuellement par une installation et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné au maximum de sa puissance installée toute l'année. Les facteurs de charge retenus pour l'éolien terrestre et le solaire PV sont ceux mesurés en France ; pour l'éolien maritime, ce sont ceux mesurés au Danemark et au Royaume-Uni. Ces valeurs ont été constantes sur les deux décennies passées¹⁵. En effet, elles dépendent d'abord de flux naturels, soleil et vent, qui sont stables, en moyenne, au fil des ans¹⁶.

En divisant la quantité d'énergie à produire par les facteurs de charge constatés, on obtient la quantité qu'aurait produite l'installation si elle avait fonctionné au maximum toute l'année. Avec l'énergie mesurée en GWa, la puissance installée en GW s'en déduit immédiatement et elle est indiquée dans la dernière colonne en caractère gras. Les valeurs entre parenthèse, inférieures, sont celles définies dans l'étude [1] à partir de facteurs de charge plus élevés : pour l'éolien maritime 48 %, au lieu de 35 %, pour

15. D'après les statistiques d'Eurostat, voir <http://www.realisticenergy.info/transmutations/FCha/>

16. Le réchauffement climatique, qui pourrait modifier ce constat, n'est pas pris en compte ici ni dans [1].

Tableau 4

Productions (TWh et GWa) de l'éolien et du solaire PV d'après [1] ; facteurs de charge observés et puissances installées résultantes en gras (entre parenthèses valeurs supposées dans [1]).

	Énergie TWh	Énergie GWa	F.C.	Puissance installée GW
Éolien terre	261	29,8	23,4%	127 (97)
Éolien mer	42	4,8	35%	13,7 (10)
Éolien	303	34,6	23,4%	141 (107)
Solaire PV	82	9,4	12,9%	73 (64)
Total	385	44		214 (171)

l'éolien terrestre 32 % au lieu de 23,4 % et pour le photovoltaïque 14,8 % au lieu de 12,9 %. Ces valeurs plus élevées du facteur de charge ne concordant pas avec les acquis de l'expérience et étant peu étayées, nous leur préférons les valeurs constatées. Les puissances installées, en caractères gras, sont donc utilisées par la suite.

Coût d'investissements

Les coûts d'investissement sont estimés à partir de coûts du gigawatt installé d'installations réalisées [4], [5] : 2 Mrd€/GW pour l'éolien terrestre, 4,2 Mrd€/GW pour l'éolien maritime et 3,8 Mrd€/GW pour le solaire PV. Il en résulte un coût d'investissement pour ces moyens de production de 590 milliards d'euros, comprenant 255 Mrd€ pour l'éolien terrestre, 58 Mrd€ pour l'éolien maritime et 277 Mrd€ pour le photovoltaïque. L'étude [1] ne détaille pas les chiffres des investissements mais donne un prix du MWh électrique où ils sont associés à d'autres facteurs. Aussi, la comparaison n'a pas été possible.

Surfaces occupées

Pour les surfaces occupées, nous reprenons les valeurs de surface occupée par gigawatt de puissance installée déterminées en [5] :

- 100 km²/GW pour l'éolien terrestre,
- 140 km²/GW pour l'éolien maritime,
- 23,6 km²/GW pour le solaire photovoltaïque.

Avec les puissances installées prévues dans le tableau 4, nous aboutissons à un total de 16 370 km² de surfaces occupées se répartissant

entre 12 730 km² d'éolien terrestre, dont une grande part peut encore être consacrée à l'usage agricole, 1 920 km² d'éolien maritime et 1 720 km² de photovoltaïque.

L'étude [1] prend des hypothèses différentes de surfaces occupées par gigawatt :

- 125 km²/GW pour l'éolien terrestre et 189 km²/GW pour celui de nouvelle génération,
- 100 km²/GW pour l'éolien maritime,
- 14 km²/GW pour le solaire photovoltaïque.

L'étude [1] évalue une surface occupée totale de 18 500 km² pour une puissance installée plus faible, car l'éolien terrestre est plus dispersé et couvre 17 000 km². L'estimation de la surface occupée mériterait donc d'être approfondie mais dans un premier temps, on peut la situer dans une fourchette de 16 500 à 20 000 km². À titre de comparaison, la surface qui serait artificialisée d'ici 2050 pour construire ces installations, équivaut à la surface de terres agricoles perdues irréversiblement dans l'urbanisation au cours des 35 dernières années¹⁷.

6.2. Moyens d'appoint : production et stockage

Puissances installées

Les moyens de production d'appoint comportent d'abord l'hydraulique dont les

17. Au rythme de 50.000 ha/an enregistré sur les 50 dernières années, SAFER, communiqué 23/02/2013 <http://www.safer.fr/communique-diminution-surface-agricole-ferme-france.asp>

puissances installées et les productions sont proches de celles d'aujourd'hui. Une fois les moyens journaliers et hebdomadaires utilisés pour répondre à la charge d'appoint avec une flexibilité maximale (hydraulique, échanges transfrontaliers et ajustement de la consommation), les autres moyens pour répondre à la charge sont :

- Installations de stockage inter-saisonnier de puissance installée 17 GW au stockage (Power-to-Gas) et déstockage (Gas-to-Power), pouvant stocker 52 TWh et restituer 17 TWh.
- Centrales à combustibles fossiles produisant 17 TWh avec une puissance installée de 20 GW, complément à la puissance installée du Gas-to-Power qui est nécessaire pour atteindre 37 GW et passer le pic de puissance appelée de 33 GW avec un coefficient de sécurité de 90 %.

Avec une production annuelle de 2,0 GWh pour 17 GW installés, le facteur de charge du stockage saisonnier est de 11,8 %. Pour les centrales conventionnelles, produisant 1,9 GWh pour 20 GW installé, il est de 9,5 %. Ces faibles facteurs de charge, conséquences d'un fonctionnement piloté par les productions intermittentes, poseraient des problèmes économiques aux propriétaires des moyens d'appoint, comme il en apparaît déjà en Allemagne.

Coûts d'investissement

Ne connaissant pas les coûts du Power-to-Gas-to-Power, nous avons pris, en première approximation, le double d'une centrale thermique conventionnelle pour compter l'opération directe puis inverse du stockage saisonnier. Au prix de 1 Mrd€/GW pour le thermique fossile, cela donnerait un total de 54 Mrd€ d'investissement pour le stockage et le thermique conventionnel, à ajouter aux 590 Mrd€ définis plus haut. Nous ne chiffrons pas les coûts d'investissement nécessaires aux autres moyens d'appoint (réseau de transport d'électricité, dispositifs pour l'ajustement de la consommation).

Conséquences environnementales

Elles sont dues à l'émission de gaz à effet de serre, ce qui constitue en soi un résultat marquant par rapport à l'étude [1] qui compte

éviter tout impact climatique de l'électricité produite. La production des 34 TWh, délivrée par le stockage inter-saisonnier et les centrales fossiles, conduirait aux émissions suivantes :

- 13,6 Mt de CO₂ avec un niveau d'émission de 400 kgCO₂/MWh, correspondant aux meilleures centrales à gaz à cycle combiné,
- 20,3 Mt de CO₂ avec 600 kgCO₂/MWh, valeur proche du mix fossile français ;
- 27,1 Mt de CO₂ avec 800 kgCO₂/MWh, valeur proche du mix fossile allemand.

Si on rapporte cette émission à la quantité totale d'électricité produite (499 TWh, somme des 482 TWh prévus et des 17 TWh de complément de fossiles), les taux d'émissions se situent entre 27,2 à 54,3 kgCO₂/MWh pour le mix. Ces valeurs sont à comparer aux 52,7 kgCO₂/MWh¹⁸ du mix de 2013.

Si un gain d'émission de CO₂ est obtenu, il est faible car le résultat serait au haut de la fourchette plutôt qu'en bas. En effet la valeur plus faible d'émission de CO₂ pour le gaz, ne tient pas compte des fuites éventuelles de méthane lors de la méthanisation, du stockage et du transport aux centrales à gaz. Le méthane est un gaz à effet de serre dont le pouvoir de réchauffement sur un siècle est vingt cinq fois supérieur au CO₂. Des fuites à hauteur de 4 % du volume de gaz manipulé, émettraient l'équivalent en CO₂ du produit de la combustion. La valeur la plus élevée de 800 gCO₂/kWh semble donc la plus probable, comme le confirment des études américaines récentes¹⁹ si bien que l'émission de CO₂ serait égale voire supérieure à celle du mix actuel.

6.3. Récapitulation des puissances installées

Avant de conclure, résumons les mix des trois années de référence à l'aide des puissances installées et des quantités d'énergie produites. Dans la figure 9 l'échelle verticale donne la puissance en GW.

Trois colonnes, une pour chaque année, sont construites par empilement de contenants, images des composants du mix. La hauteur de

18. RTE bilan 2013

19. J. Schwartz. *Methane leaks in natural gas supply chain far exceeds estimates* New York Times Science 18/8/2015 <http://www.nytimes.com>

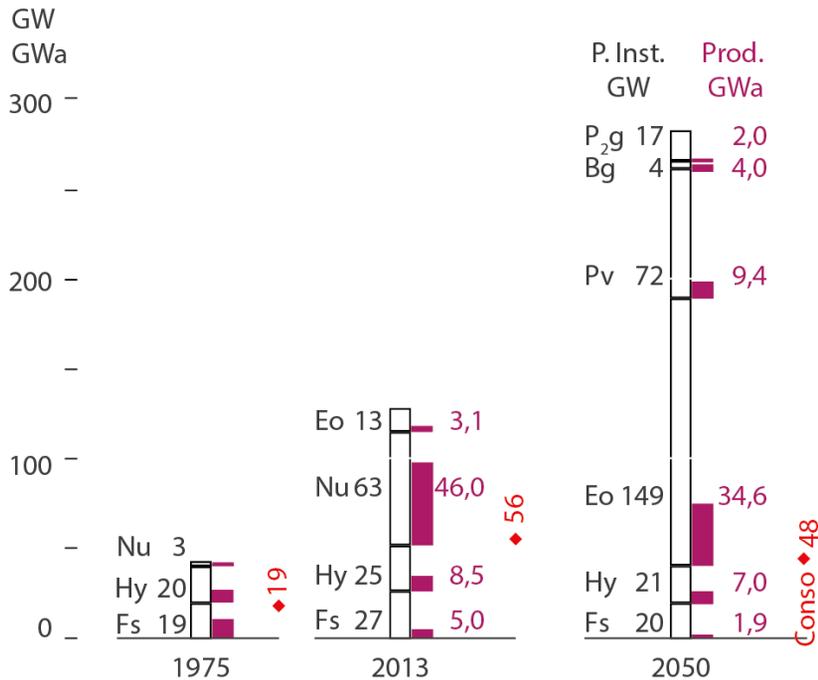


Figure 9 Puissance installée (GW), productions et consommation (GWa)
 (Fs Fossiles – Hy Hydro – Nu Nucléaire – Eo Éolien – Pv Solaire –
 Bg Biomasse et géothermie – P₂g Power-to-gas)

chaque contenant mesure la puissance installée du composant qui est inscrite à gauche avec l'abréviation du nom. La légende indique l'ordre dans lequel les composants du mix sont empilés ainsi que leurs notations abrégées.

Chaque composant produit une quantité d'énergie en GWa, représentée par la barre pourpre accolée à droite du contenant. La hauteur de la barre représente la production annuelle en GWa (ou la puissance moyenne l'ayant fournie). Enfin, la consommation annuelle en GWa, est indiquée par le losange rouge.

Le lecteur pourra apprécier de lui-même les puissances installées et les puissances moyennes produites par chaque composant des mix. La somme des puissances installées ferait plus que doubler suivant le scénario [1] et passerait de 130 GW aujourd'hui à 280 GW, malgré une baisse de la consommation. C'est la conséquence de l'intermittence des énergies éoliennes et solaires qui imposerait au mix un facteur de charge très réduit par rapport à ce qui est réalisé aujourd'hui avec

l'hydraulique et le nucléaire. D'autre part, le mix nécessiterait des centrales à combustibles fossiles, afin de compléter la production, ce qui n'était pas prévu au départ dans la figure 1.

7. Conclusion

Nous avons analysé le scénario de référence de l'étude commanditée par l'Ademe [1] et résumée dans cette revue [2].

Méthode suivie

Pour la clarté nous nous en sommes tenus aux données de base du scénario :

- Même baisse de la consommation d'électricité jusqu'à 422 TWh, malgré les interrogations sur le réalisme de cette baisse, au vu du développement des nouveaux usages, mobilité et échanges par internet en particulier.
- Même production de 482 TWh par les renouvelables suivant le mix hydraulique, éolien, solaire photovoltaïque, biomasse et géothermie du scénario.

À partir de ces données, nous avons suivi une méthode déjà publiée [3] à [5], pour intégrer les apports des différentes composantes du mix. Les puissances éoliennes et solaires arrivent en premier en suivant une évolution temporelle enregistrée en 2013, multipliée pour atteindre les quantités d'énergie annuelles du scénario. Des écarts de puissance apparaissent à tout instant entre la somme de ces productions et la consommation. La charge d'appoint en résulte : elle est définie comme la puissance (positive ou négative) à introduire pour conserver l'égalité entre la production totale et la consommation. Sa monotone fixe les conditions de fonctionnement des moyens d'appoint employés sur des durées s'échelonnant de la journée à la semaine :

- la production et le stockage de l'hydro-électricité,
- les échanges avec les pays voisins, équilibrés entre export et import au niveau de 28 TWh, valeur moitié de [1] encore très optimiste (§4.3).
- l'ajustement de la consommation pour un volume annuel de 8,8 TWh qui reprend le résultat d'une analyse pour l'Allemagne [3].

Chaque moyen est traité à l'aide de sa monotone. Les traitements réalisés sur ces monotones (additions et soustractions) supposent une totale flexibilité temporelle des enregistrements de puissance permettant de les situer aux moments les plus favorables à la charge d'appoint. Cela revient à s'affranchir de l'inertie éventuelle des systèmes industriels de production, hypothèse optimiste qui semble être aussi faite implicitement en [1]. Il serait utile que des études futures prennent en compte les contraintes industrielles des moyens d'appoint et leur inertie de façon à obtenir un résultat qui tempère l'optimisme de ces prévisions.

Résultats

Après prise en compte des moyens hebdomadaires, il reste une charge pour des moyens complémentaires, en premier le stockage saisonnier prévu en [1] qui utilise la méthanisation et des centrales à gaz. Sa puissance installée ne permet pas d'absorber tout le surplus et une partie devrait être rejetée. L'apport du gaz issu de la méthanisation est insuffisant pour

combler le manque de production. Aussi des combustibles fossiles doivent être brûlés en complément, conséquence non prévue par [1], de même que la destruction d'une partie du surplus.

La puissance totale installée, nécessaire pour assurer la réalisation du mix, représenterait plus du double de la valeur actuelle. Le coût d'investissement pour les seuls moyens de production s'élèverait à 640 Mrd€ (sans chiffrage de la géothermie et de la biomasse, de l'extension et du renforcement du réseau, des moyens d'ajustement de la consommation, etc.) alors qu'une baisse de consommation de 14 % est prévue.

Les conséquences environnementales ont été vues au paragraphe 6 sous l'aspect de l'occupation des sols et des émissions de gaz à effet de serre. Le scénario 100 % renouvelables émet des gaz à effet de serre dans une proportion égale au mix actuel en première approximation.

Cette étude, partant des données de base retenues pour le mix électrique 100 % renouvelable, utilise une méthode à même de donner des ordres de grandeur et aboutit à des résultats parfois très différents de l'étude [1]. Aussi, la plus grande prudence et des recherches approfondies nous semblent nécessaires avant de s'engager irréversiblement vers un scénario avec une part importante de renouvelables à caractère intermittent (100 % ou 80 %). ■

Références

- [1] ADEME Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. Rapport final, (oct. 2015). <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>
- [2] DUBILLY (A.L.) et al. Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. Revue de l'Énergie n° 628, nov-déc (2015)
- [3] WAGNER (F.) *Electricity by intermittent sources : an analysis based on the German situation 2012*. Eur. Phys. J. Plus, 129, p. 20 (2014).
- [4] GRAND (D.), LE BRUN (C.) et VIDIL (R.) *Transition énergétique et mix électrique* Revue de l'Énergie, 619 (2014)
- [5] GRAND (D.), LE BRUN (C.) et VIDIL (R.), *Intermittence des énergies renouvelables et mix électrique* Techniques de l'Ingénieur, IN-301 (2015)
- [6] RTE *Eco2mix Annuel définitif 2013* <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-telechargement>
- [7] FLOCARD (H.), PERVES (J.P.) et HULOT (J.P.) *Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables*. Techniques de l'Ingénieur BE 8 586 (2014)