



## L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?

Mathilde Mathieu, Andreas Rüdinger (Iddri),  
Dimitri Pescia (Agora Energiewende)

### ANALYSE DES BESOINS DE FLEXIBILITÉ ET LEVIERS D'INTÉGRATION : LA NÉCESSITÉ D'UNE APPROCHE SYSTÉMIQUE

L'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables électriques (ENR-E) en France (40 % de la consommation électrique) et en Europe (environ 50 %) à l'horizon 2030 pose de nouveaux enjeux d'intégration. Une transformation réussie du système électrique, sur la base d'une composante renouvelable importante, nécessite une approche systémique tenant compte des trajectoires d'évolution de l'offre et de la demande (électrique et toutes énergies), des interactions et mise en concurrence de diverses options de flexibilité permettant d'assurer la stabilité du système (interconnexions, gestion active de la demande, stockage), du développement des infrastructures et de l'articulation entre le système technique et l'organisation du marché. L'analyse prospective des systèmes électriques permet d'évaluer ce besoin de flexibilité croissant tout en identifiant de nombreux leviers d'optimisation pour faciliter l'intégration des ENR, à commencer par la coordination à l'échelle régionale.

### 40 % DE RENEUVABLES EN FRANCE : UN OBJECTIF ATTEIGNABLE À CONDITION D'ÉLABORER UNE PLANIFICATION COHÉRENTE

Si la France dispose déjà d'un système électrique flexible, notamment grâce à son potentiel hydraulique, son évolution vers 40 % d'ENR d'ici 2030 appelle des choix stratégiques. D'une part, l'élaboration d'une trajectoire de long terme de l'évolution de la demande en électricité – tant sur le volume que sur la nature des besoins – semble essentielle pour mettre en cohérence l'évolution du portefeuille technologique et optimiser le potentiel de flexibilité du côté de la demande. D'autre part, le déploiement des ENR appelle une réflexion sur le redimensionnement et la gestion future du parc nucléaire, entre un fonctionnement traditionnel en base ou en suivi de charge davantage flexible.

### DES POTENTIELS D'OPTIMISATION À PRENDRE EN COMPTE DANS LA RÉFORME DES MÉCANISMES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENEUVABLES

La mise en œuvre du complément de rémunération vise à faciliter l'intégration économique des ENR par la responsabilisation croissante des producteurs. Elle présente a priori un potentiel intéressant pour optimiser leur intégration technique. Néanmoins, un calibrage précis du dispositif s'avère nécessaire pour limiter l'impact de cette évolution réglementaire sur le coût et l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables électriques.

Copyright © 2016 Iddri

En tant que fondation reconnue d'utilité publique, l'Iddri encourage, sous réserve de citation (référence bibliographique et/ou URL correspondante), la reproduction et la communication de ses contenus, à des fins personnelles, dans le cadre de recherches ou à des fins pédagogiques. Toute utilisation commerciale (en version imprimée ou électronique) est toutefois interdite.

Sauf mention contraire, les opinions, interprétations et conclusions exprimées sont celles de leurs auteurs, et n'engagent pas nécessairement l'Iddri en tant qu'institution ni les individus ou les organisations consultés dans le cadre de cette étude.

Citation : Mathieu, M., Rüdinger, A., Pescia, D. (2016). L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?, *Working Papers* N°01/16, Iddri, Paris, France, 16 p.



Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'Agence nationale de la recherche au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-01.



Pour toute question sur cette publication, merci de contacter :

Nicolas Berghmans – [nicolas.berghmans@iddri.org](mailto:nicolas.berghmans@iddri.org)

Andreas Rüdinger – [andreas.rudinger@iddri.org](mailto:andreas.rudinger@iddri.org)

ISSN 2258-7071

# L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?

Mathilde Mathieu, Andreas Rüdinger (Iddri),  
Dimitri Pescia (Agora Energiewende)

---

<b>1. INTRODUCTION</b>	<b>5</b>
<b>2. ANALYSE DES BESOINS DE FLEXIBILITÉ À L'HORIZON 2030</b>	<b>6</b>
2.1. Potentiels et besoins de flexibilité à l'échelle européenne	6
2.2. Potentiel de flexibilité du mix résiduel en France : atout hydraulique et gestion future du nucléaire	7
<b>3. IDENTIFIER LES ENJEUX D'OPTIMISATION AU-DELÀ DES SYSTÈMES DE PRODUCTION</b>	<b>9</b>
3.1. Le renforcement des réseaux de distribution	9
3.2. Le stockage : des solutions multiples pour une mise en œuvre à plus long terme	10
3.3. L'évolution de la demande, au cœur du système électrique futur	11
<b>4. OPTIMISER L'INTÉGRATION : LES SOLUTIONS À COURT TERME</b>	<b>12</b>
4.1. L'intégration au marché par le biais de l'évolution des mécanismes de soutien	12
4.2. Commercialisation directe et gestion de l'équilibrage	12
4.3. Gestion des prix négatifs	13
4.4. Développement des technologies qui facilitent l'intégration	14
<b>5. CONCLUSION</b>	<b>14</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>15</b>



## 1. INTRODUCTION

La décarbonation du système électrique européen repose sur des transformations technologiques majeures, en particulier sur les énergies renouvelables (ENR) variables comme les énergies éolienne ou solaire photovoltaïque (PV). En effet, après une baisse continue des coûts de production, ces deux technologies sont aujourd'hui compétitives, sur certains sites, avec les énergies fossiles pour les nouveaux investissements<sup>1</sup>. Cette transition vers un système comportant une part croissante d'électricité renouvelable variable soulève de nouveaux enjeux d'intégration, tant sur le plan technique (équilibre offre-demande à court terme, flexibilité du système), qu'économique et réglementaire (architecture du marché électrique et sécurité d'approvisionnement à long terme, efficacité-coût et mécanismes de rémunération).

Alors que l'Europe s'oriente vers un mix électrique comportant une part renouvelable d'environ 50 % en 2030<sup>2</sup>, l'intégration des ENR dans le système électrique devient une préoccupation majeure. D'une part, les lignes directrices sur les aides d'État à la protection de l'Environnement et à l'Énergie (Commission européenne, 2014a)

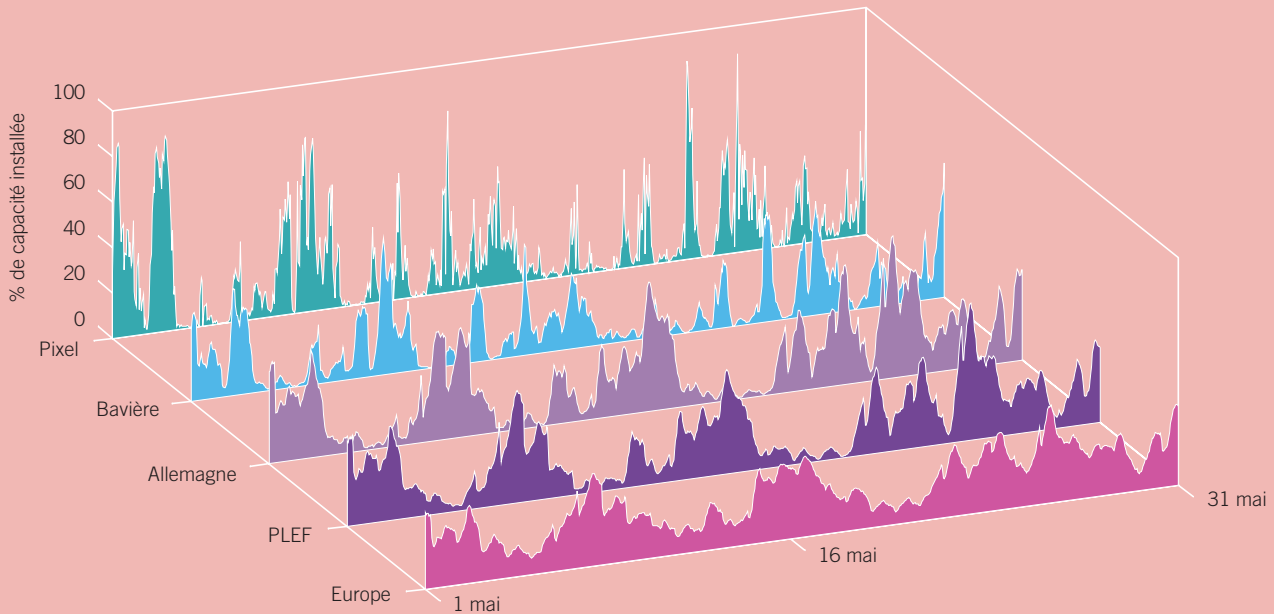
incitent les États membres à adopter des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables favorisant leur intégration progressive au marché. D'autre part, la Commission européenne prévoit une réforme plus large de l'architecture du marché électrique européen d'ici 2017, dans le cadre du projet d'Union de l'énergie, visant à promouvoir un fonctionnement de marché plus flexible, en phase avec les caractéristiques techniques et économiques d'un système électrique à dominante renouvelable.

En France, la loi relative à la transition énergétique et la croissance verte fixe un objectif de 32 % d'ENR dans la consommation finale d'énergie d'ici 2030 et de 40 % pour la consommation finale d'électricité. Dans ce cadre, la part des ENR variables, qui représentent aujourd'hui moins de 6 % de la production d'électricité, devrait ainsi atteindre près de 25 % d'ici 2030. Au pas de temps horaire, ces énergies couvriront ainsi plus de la moitié de la charge électrique pendant le quart de l'année. Les énergies renouvelables variables couvriront à elles seules plus de 60 % de la charge pendant 370 heures (Fraunhofer IWES, 2015). L'objectif d'une part renouvelable de 40 % ne soulève pas à priori des défis insurmontables pour l'ajustement du système électrique français en raison, d'une part, de son potentiel de flexibilité existant (section 2.2.) et, d'autre part, de régimes de production renouvelable favorables (régimes de vents complémentaires, bonne conditions d'ensoleillement dans la partie sud du pays). Néanmoins, au-delà de l'analyse sur le plan national, il apparaît primordial d'approfondir la réflexion régionale sur les enjeux de transformation du système électrique en lien avec l'intégration des énergies renouvelables, en raison de la place clé qu'occupe la France au sein du marché électrique européen.

À partir des travaux et échanges issus des séminaires d'experts organisés par l'IDDRI et Agora

1. En 2015, les coûts de production (LCOE) de l'éolien atteignent, en Allemagne, 6-9 cts€/kWh et 8-9 cts€/kWh pour le PV au sol, niveaux similaires aux investissements pour les nouvelles centrales thermiques (Fraunhofer ISE, 2015). Par ailleurs, ces coûts devraient continuer de baisser, notamment pour le solaire photovoltaïque. À l'horizon 2025, les coûts des centrales photovoltaïques au sol pourraient ainsi être compris entre 4 cts€/kWh (sud de l'Europe) et 6 cts€/kWh (dans les pays à l'ensoleillement comparable à celui de la France).
2. Selon le scénario de l'étude d'impact publiée par la Commission européenne intégrant les objectifs adoptés par le Conseil européen (-40 % GES ; 27 % ENR ; 27 % efficacité énergétique) (Commission européenne, 2014, p. 39).

**Figure 1.** Injection de l'énergie éolienne à différents niveaux d'intégration en 2030 (local, national, régional et européen). Un pixel correspond à une zone de  $2.8 \times 2.8$  km.



Source : Fraunhofer IWES, 2015.

Energiewende en 2015<sup>3</sup>, ce Working Paper vise à proposer une synthèse des principaux enjeux d'intégration des énergies renouvelables en partant d'une analyse systémique et des potentiels d'optimisation à différents horizons de temps. Dans un souci de clarté, ce papier est organisé en trois sections.

- La section 2 fournit un cadrage sur l'évolution potentielle des systèmes électriques d'ici 2030 à l'échelle régionale (États du Forum Pentalaéral<sup>4</sup>) et française, en s'intéressant notamment aux solutions de flexibilité potentielles qui peuvent être fournies par un renforcement de l'intégration européenne (couplage physique et des marchés) et, en France, par l'ajustement des stratégies d'exploitation des centrales nucléaires.
- La section 3 vise à élargir l'analyse des besoins et options de flexibilité au-delà des systèmes de production, en s'intéressant notamment à

trois aspects essentiels à moyen et long terme : le renforcement et l'intelligence des réseaux de distribution ; le potentiel des technologies de stockage et le rôle clé des politiques de maîtrise de la demande d'électricité, considérant à la fois le potentiel d'efficacité et les possibilités de pilotage dynamique de la demande (effacement).

- La section 4 a pour objectif d'approfondir la question du potentiel d'optimisation des instruments favorisant l'intégration à plus court terme, en lien avec les évolutions réglementaires sur les mécanismes de soutien aux ENR.

## 2. ANALYSE DES BESOINS DE FLEXIBILITÉ À L'HORIZON 2030

### 2.1. Potentiels et besoins de flexibilité à l'échelle européenne

Pour atteindre l'objectif ambitieux de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix d'électricité d'ici 2030, les pays membres de l'UE devront exploiter tout le potentiel de flexibilité que peut offrir le système électrique européen. Comme le montre l'étude menée par l'Institut Fraunhofer pour le compte d'Agora Energiewende, dans le

3. Séminaires organisés à Berlin (janvier) et Paris (février et juin 2015) regroupant une trentaine d'experts issus du secteur de l'énergie, de l'administration publique, du milieu académique et de la société civile. Les présentations sont accessibles sur le site de l'Idri : [www.idri.org](http://www.idri.org)

4. France, Allemagne, Pays-Bas, Belgique, Luxembourg, Autriche, et Suisse en tant qu'observateur.

système électrique européen, le foisonnement des sources de production renouvelables entre les États membres représente une solution majeure pour faire face aux besoins de flexibilité d'ici 2030 (Fraunhofer IWES, 2015). La Figure 1 représente la production d'énergie éolienne à plusieurs mailles géographiques (petit territoire rural, province, pays, région européenne, et Europe entière). La fréquence et l'amplitude des pics de production (représentée en pourcentage de la capacité totale installée) sont fortement atténuées à l'échelle européenne, ce qui montre que la variabilité des productions éoliennes domestiques peut en partie se compenser<sup>5</sup>. Grâce à l'effet de taille et au fait que les conditions météorologiques ne sont pas forcément corrélées à l'échelle européenne, le système électrique européen peut donc jouer un rôle de tampon pour réduire les fluctuations de la production d'énergie renouvelable. Des effets de foisonnement s'observent également pour la demande électrique, bien que ces effets soient moins prononcés<sup>6</sup>, ce qui permet à l'échelle régionale ou européenne de réduire l'amplitude des pointes de consommations.

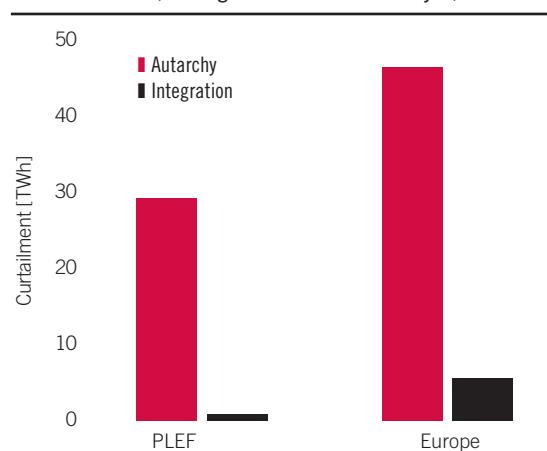
En d'autres termes, l'agrégation de la production renouvelable à une échelle supranationale peut offrir une source de flexibilité significative, comme le montre la Figure 2. Cette dernière présente le niveau d'écrêtement de la production renouvelable comme indicateur des besoins de flexibilité dans deux scénarios (autarcie et renforcement des interconnexions). Sous l'hypothèse de la réalisation de seulement la moitié des projets de renforcement des réseaux transfrontaliers prévus par les gestionnaires de réseaux européens<sup>7</sup> (scénario « intégration »), les besoins d'écrêtement de la production renouvelable en 2030 pourraient être divisés par dix par rapport à un scénario où les systèmes électriques seraient gérés à la seule maille nationale (scénario « autarcie »).

5. Pour une illustration équivalente, voir également la récente étude sur un mix 60% renouvelable en Europe d'EDF R&D (Burtin & Silva, 2015).

6. Les pics de consommation se produisent dans tous les pays européens en général l'hiver, entre 17 h et 20 h. Les bilans prévisionnels d'adéquation régionaux (par exemple ceux de RTE ou les travaux réalisés dans le cadre du Forum Pentallatéral) montrent néanmoins que le pic de consommation à la maille régionale est généralement inférieur de plusieurs GW à la somme des pics nationaux. Des travaux menés pour l'Allemagne et ses voisins électriques ont quantifié cette différence à au moins 10 GW en 2015 et 20 GW en 2025 (Consentec, Fraunhofer ISI, & r2b, 2015).

7. Cette hypothèse semble réaliste au vu des tendances passées et des difficultés observées sur le développement de nouveaux projets d'interconnexion, tout en n'excluant pas un scénario plus ambitieux dans lequel l'ensemble des projets pourraient être réalisés.

**Figure 2.** Besoin d'écrêtement de l'énergie renouvelable au sein du Pentallatéral Forum (PLEF) et dans l'UE dans deux scénarios (« intégration » et « autarcie »)



Source : Fraunhofer IWES, 2015.

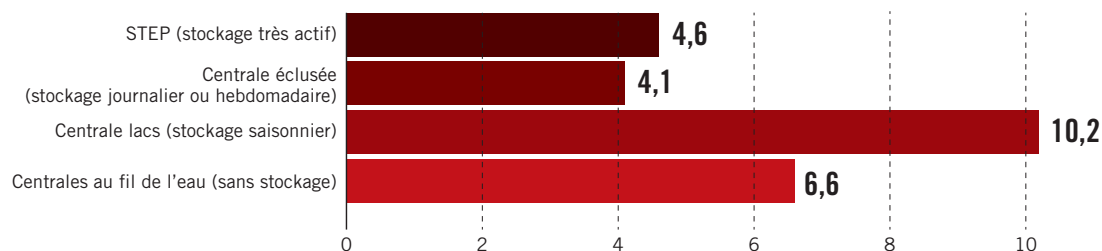
## 2.2. Potentiel de flexibilité du mix résiduel en France : atout hydraulique et gestion future du nucléaire

Au-delà de l'analyse à l'échelle européenne, l'étude de Fraunhofer IWES (2015) montre que le système électrique français dispose de nombreuses options de flexibilité, notamment grâce à son parc de centrales hydrauliques. La France dispose d'environ 25 GW de capacités hydroélectriques, capables, en dehors des centrales au fil de l'eau, de fournir des services de stockage.

Le parc hydroélectrique répond en effet à différents besoins de flexibilité (journaliers, par exemple pour répondre à la variabilité des centrales photovoltaïques, ou saisonniers, pour répondre aux pointes hivernales par exemple). Ce potentiel relativement important est cependant largement exploité et ses capacités d'expansion sont limitées. Par exemple seules 18 % des capacités hydrauliques sont des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) conçues pour stocker et déstocker rapidement de l'énergie dans le but de maintenir l'équilibre du système électrique (voir Figure 3). Les lacs de barrage, qui se remplissent au rythme des saisons, contribuent également à la flexibilité du système, mais dans une seule direction (modulation à la hausse de la production, en fonction de la consommation résiduelle). Enfin, les centrales au fil de l'eau disposent de très peu de potentiel de stockage, car leur production dépend du débit des rivières.

Au-delà du potentiel de l'hydraulique, le développement des ENR conduira également à une évolution dans l'exploitation des centrales thermiques

Figure 3. Répartition des capacités hydrauliques françaises raccordées au réseau de transport (total : 25,4 GW)



Source: RTE *et al.*, 2015.

conventionnelles, qui devront offrir un fonctionnement davantage flexible. D'ici 2030, avec une augmentation significative des énergies renouvelables variables (30 % de la production électrique européenne), les capacités de production opérant en base (c'est-à-dire fonctionnant plus de 7 000 heures par an) seront réduites de 50 % sur l'ensemble du système électrique Européen (Burtin & Silva, 2015 ; Fraunhofer IWES, 2015). La structure et l'exploitation de ces centrales seront donc contraintes d'évoluer, afin de réagir rapidement aux variations de production ENR.

À l'horizon 2030, le parc nucléaire pourrait contribuer techniquement à une partie de ce besoin de flexibilité du système, notamment en généralisant un fonctionnement en suivi de charge. Ce mode d'exploitation est déjà utilisé aujourd'hui, afin d'adapter la production nucléaire aux variations cycliques de la demande (voir Figure 4) Son potentiel technique existe (il est dans les faits similaires à celui des groupes charbon) mais reste inférieur à celui des moyens thermiques plus réactifs comme les centrales à gaz (OCGT ou CCGT). Néanmoins à l'horizon 2030, les modulations de la production nucléaires devront être plus importantes et plus fréquentes pour répondre aux besoins de flexibilité croissant du système électrique (figure 4). De plus, réduire le niveau de « must run »<sup>8</sup> de la production nucléaire (en fonction de ce qui est techniquement faisable) permettrait de considérablement réduire le surplus de production, lors des périodes très ensoleillées et de grands vents. Il faut d'ailleurs noter que la flexibilité du parc nucléaire est grandement facilitée par sa taille (puisque chaque réacteur pris individuellement doit contribuer seulement à une portion du besoin de flexibilité globale). D'autres options de flexibilité, comme la gestion de la demande, les nouveaux usages de l'électricité (notamment

véhicule électrique) ou le stockage (voir section 3), permettent de faciliter l'intégration des ENR, tout en maintenant un niveau plus élevé de production nucléaire en base. Intégrer 40 % d'électricité renouvelable en France doit néanmoins nécessairement passer par une réorientation globale de la stratégie d'exploitation du mix résiduel.

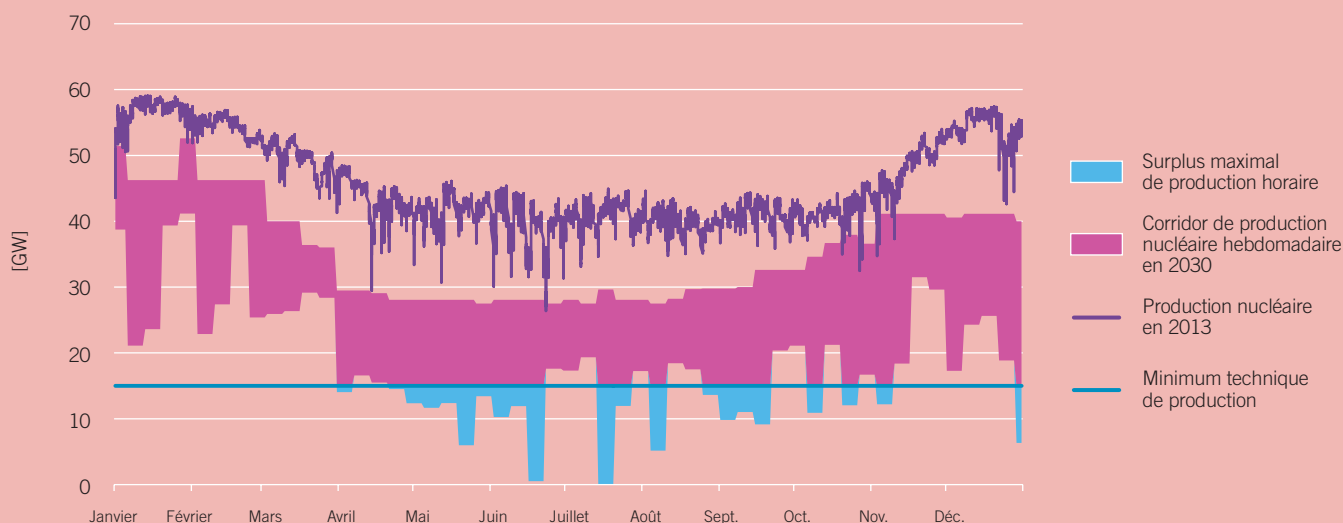
Tenant compte des enjeux d'intégration des ENR électriques ainsi que de l'objectif de réduction de la part d'électricité nucléaire à 50 % d'ici 2025, de nouveaux enjeux de nature stratégique et économique émergent donc pour l'optimisation de la gestion du parc nucléaire existant. En effet, face à l'objectif de 50 % de nucléaire, qui fixe une orientation globale du portefeuille de génération<sup>9</sup> bien plus qu'un volume explicite de production, plusieurs modes de gestion peuvent être envisagés. D'une part, l'approche consistant à favoriser un fonctionnement en base, avec un facteur de charge élevé (supérieur à 80 %) et une réduction de la capacité installée. D'autre part, une approche consistant à maintenir des surcapacités nucléaires, en favorisant une stratégie d'exploitation plus flexible. Cette approche conduit néanmoins à réduire la durée d'exploitation du nucléaire, augmentant ainsi son coût spécifique de production. Si cette approche peut s'avérer bénéfique pour la stabilité du système, elle soulève néanmoins des incertitudes nouvelles sur les éventuelles limites techniques et le modèle économique d'une gestion aussi dynamique. Enfin, si la question de l'évolution du rôle du nucléaire français est souvent traitée comme un débat en soi, il apparaît essentiel de resituer celui-ci dans une approche

8. Niveau de puissance minimal d'une centrale en exploitation au-delà duquel il n'est pas possible de descendre pour des raisons techniques ou économiques.

9. En effet, selon la trajectoire de consommation d'électricité visée, l'objectif de 50% de nucléaire peut être atteint en maintenant les capacités au niveau plafond prévu par la loi (la puissance actuellement installée : 63,2 GW) sous réserve d'une électrification considérable pour augmenter la consommation et la production totale. *A contrario*, dans un scénario à consommation faible, cela implique d'arrêter une grande partie des centrales existantes.



**Figure 4.** Production hebdomadaire d'électricité d'origine nucléaire en 2013 et prévisions pour 2030 (avec les hypothèses du scénario de RTE nouveau mix)



Source: Fraunhofer IWES, 2015.

plus systémique. Ainsi, au-delà de la complémentarité ou concurrence éventuelle entre les sources renouvelables et nucléaires, la stratégie de gestion du parc nucléaire sera fortement conditionnée par la capacité à mobiliser d'autres solutions de flexibilité à l'échelle systémique, que ce soit au niveau de la gestion de la demande, de l'électrification de nouveaux usages, des solutions de stockage, ou encore des échanges transfrontaliers.

### 3. IDENTIFIER LES ENJEUX D'OPTIMISATION AU-DELÀ DES SYSTÈMES DE PRODUCTION

La réflexion sur l'intégration des énergies renouvelables se focalise en premier lieu sur les ajustements nécessaires au niveau des infrastructures de production (modification de l'utilisation des capacités existantes, développement de capacités *back-up* et modèles économiques associés) et du réseau de transport d'électricité (renforcements et échanges transfrontaliers). Néanmoins, d'autres enjeux émergent dans une analyse plus systémique, constituant autant de défis et solutions potentielles pour faciliter la transition vers un système électrique plus flexible.

#### 3.1. Le renforcement des réseaux de distribution

Lorsque l'on parle d'intégration au réseau, l'attention est souvent portée sur les réseaux haute tension, en raison de leur importance capitale pour l'interconnexion des systèmes électriques européens et des difficultés rencontrées lorsqu'il s'agit de renforcer ces infrastructures (bénéfices globaux mais asymétriques de l'infrastructure, oppositions locales, notamment pour des raisons environnementales). Cependant, avec le développement des énergies renouvelables décentralisées, majoritairement raccordées aux réseaux de basse et moyenne tension, de nouveaux défis émergent<sup>10</sup>. D'ici 2030, ils devront notamment être capables d'accueillir une grande partie des capacités éoliennes et photovoltaïques nécessaires pour atteindre l'objectif français de 40 % d'ENR électriques. Si des travaux de renforcement du réseau paraissent inévitables, des potentiels d'optimisation existent toutefois et peuvent permettre de limiter le coût d'intégration des ENR au réseau de distribution:

- **Pratiquer l'écrêtement de la puissance injectée sur le réseau.** Un seuil de 3 à 5 % d'écrêtement de la production des installations ENR pourrait permettre de réduire de

10. À l'échelle de l'EU-28, les coûts liés au renforcement du réseau de distribution pourraient ainsi dépasser d'un facteur 4 à 8 ceux liés au réseau de transmission : DNV GL (2014). *Integration of Renewable Energy in Europe. Final report.*

25 à 30 % les coûts d'intégration au réseau de distribution<sup>11</sup>. Cependant, la réglementation française et en particulier les mécanismes de soutien ne valorisent pas cette pratique, soulevant la question de la pertinence et des modalités d'une incitation spécifique pour l'encourager.

- **Réseaux intelligents (*smartgrids*).** Une bonne gestion en temps réel de la production et de la consommation pourrait permettre de lisser les profils de charge. Malgré son potentiel considérable, le déploiement des réseaux intelligents reste toutefois soumis à de nombreuses incertitudes. Ainsi, se pose la question de la maille du réseau la plus adaptée pour l'intelligence et de l'adéquation des équipements actuels (les postes sources en particulier) à cet usage.
- **Utiliser la planification territoriale pour limiter le coût du renforcement.** Donner un signal spécifique qui incite les ENR à se développer en fonction des capacités d'accueil du réseau existant (et à venir) pourrait permettre de limiter les besoins de renforcement. Cependant, une telle optimisation du système, qui donne priorité à l'infrastructure d'accueil, modifierait les signaux économiques actuels (localisation en fonction du productible, gain possible par les économies d'échelle sur de grandes installations, etc.), avec le risque de fragiliser le développement des ENR sur l'ensemble du territoire. Mais avec les baisses importantes de coûts de production des technologies ENR (LCOE), la localisation des installations en fonction de la disponibilité de la ressource perd en partie de son importance relative (par rapport aux coûts de renforcement des réseaux). Dans ce contexte, il apparaît légitime de s'interroger sur les avantages et risques liés à un renforcement du signal de localisation des ENR, à condition que ce processus s'organise de manière transparente pour tous les acteurs. Des outils de planification pour anticiper les besoins de renforcement existent déjà : les Schémas régionaux de raccordement au Réseau des énergies renouvelables (S3REN). Cependant, le calcul des besoins de renforcement réseau ainsi que des coûts (et de leur répartition) pourrait encore gagner en transparence.

11. Christophe Gaudin *et al.* (2012). *Evaluation of PV curtailment option to optimize PV integration in distribution network*, CIRED. Voir également la présentation de EWE Netz à la conférence de l'OfaEnR de mars 2014, qui évoque un doublement de la capacité d'accueil du réseau pour un écrêtement dynamique de 5 % de la production annuelle.

- Il conviendrait également d'améliorer certains signaux économiques, afin d'inciter le développement **des installations les plus vertueuses pour l'ensemble du système**. À l'instar des installations PV orientées est-ouest ou de celles acceptant d'écrêter leur puissance maximale, ces installations « vertueuses » permettent de réduire la variabilité de la production, induisant par conséquent une augmentation de la capacité d'accueil pour un réseau donné (voir section 3.4).

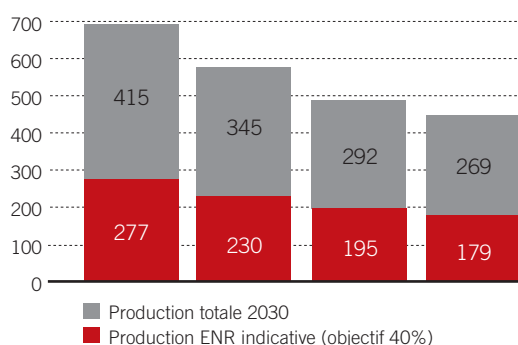
### 3.2. Le stockage : des solutions multiples pour une mise en œuvre à plus long terme

Bien que souvent cité dans les débats comme une condition *sine qua non* d'un système comportant une forte part de production renouvelable fluctuante, le potentiel effectif de nouvelles technologies de stockage d'énergie doit être nuancé, du moins à l'horizon 2030, puisque le système français dispose déjà d'un important potentiel de flexibilité, notamment le stockage hydraulique existant, moins onéreux. Une analyse menée par Artelys pour l'ADEME (Artelys, 2013) aboutit ainsi à deux conclusions principales : d'une part, la nécessité de comparer, dans chaque cas spécifique, l'usage de technologies de stockage à d'autres sources de flexibilité (renforcement du réseau, écrêtement, capacités flexibles, etc.), souvent moins onéreuses ; d'autre part, l'importance de considérer le stockage non pas comme une solution unique, mais une gamme d'outils (stockage infra-journalier, hebdomadaire, saisonnier, en énergie, en puissance) pouvant apporter des solutions différenciées aux besoins de flexibilité, en fonction de leur nature (pointe de consommation, traitement des congestions réseaux, services systèmes, etc.) et de l'échelle considérée (locale, poste source, nationale, etc.). À plus long terme, l'interaction possible avec le développement de l'électromobilité, d'une part, et les réseaux de chaleur et gaz, d'autre part, pourrait également représenter un potentiel de stockage important, ce qui nécessite de mener en amont une réflexion systémique autour des interactions possibles entre vecteurs d'énergie (électricité, chaleur, carburant pour les transports). L'étude d'Artelys montre ainsi que les technologies de stockage peuvent avoir un potentiel important à plus long terme. Néanmoins, en attendant leur maturation technique et économique, d'autres solutions permettront de répondre aux besoins de flexibilité identifiés, à commencer par une gestion plus volontariste des consommations électriques.

### 3.3. L'évolution de la demande, au cœur du système électrique futur

Encore peu présente dans le débat français, la question de la définition d'une trajectoire cible sur l'évolution quantitative (*quel volume de consommation, avec quelles hypothèses sur l'électrification et les économies d'électricité ?*) et qualitative (*quels usages, quels impacts sur les courbes de charge, quel potentiel de pilotage ?*) de la demande électrique reste essentielle. Au-delà de l'orientation des politiques de maîtrise des consommations, c'est toute la planification de l'offre énergétique par le biais de la planification pluriannuelle de l'énergie qui en dépend, à l'instar de la gestion future du parc nucléaire ou du dimensionnement des politiques de développement des renouvelables.

**Figure 5.** Production d'électricité et production renouvelable indicative pour atteindre une part de 40 % en 2030 dans les trajectoires du DNTE (en TWh)



Source : Iddri, 2015.

Une première illustration de l'interaction entre les trajectoires de demande et la structuration du mix de production provient de l'analyse des trajectoires de long terme réalisée dans le cadre du débat national sur la transition énergétique en 2013. En effet, en fonction de l'effort d'efficacité énergétique et du rôle spécifique attribué à l'électricité au sein du système énergétique<sup>12</sup>, ces trajectoires affichent une consommation finale d'électricité variant entre un maximum de 580 TWh (+40 % par rapport à 2014) et un minimum de 360 TWh (-13 % par rapport à 2014) à l'horizon 2030 (Carbone 4, 2014). Alors que la loi TECV fixe désormais une

12. À l'horizon 2050, et en fonction des scénarios considérés, l'électricité représente respectivement 31 % (SOB), 40 % (EFF), 34 % (DIV) et jusqu'à 50 % (DEC) de la consommation finale d'énergie de ces trajectoires, contre 24 % en 2014 (Carbone 4, 2014).

stratégie de portefeuille du mix électrique d'ici 2030 (50 % de nucléaire, 40 % d'ENR), ce champ des possibles doit nous interroger sur la possibilité à définir une stratégie plus proactive sur le niveau de demande électrique souhaitable à cet horizon. En effet, selon le scénario de demande envisagé, la production renouvelable requise pour atteindre l'objectif ENR en 2030 pourrait varier de plus de 50 %, avec un impact potentiellement considérable sur les besoins de flexibilité associés.

Une seconde illustration de l'importance de l'évolution de la demande électrique en lien avec un fort niveau de pénétration des énergies renouvelables variables est donnée par l'étude Ademe 100 % ENR (Ademe, 2015). Au-delà des différences de volume entre les deux scénarios de demande considérés (demande « haute » et « basse »<sup>13</sup>), ces scénarios affichent un différentiel considérable (30 GW) en ce qui concerne la pointe électrique hivernale, comprise entre 85 et 114 GW<sup>14</sup>. Enfin, dans les deux scénarios, les possibilités de pilotage et effacement des usages électriques sont fortement mobilisés, afin d'accroître la flexibilité du côté de la demande. Le tableau ci-dessous illustre ces hypothèses, qui visent notamment à renforcer l'adaptabilité de la demande à court terme (au sein d'une journée)

**Tableau 1.** Hypothèses sur les usages électriques pilotables dans l'étude ADEME 100 % EnR

Potentiel maximal de demande pilotable par an (2050)	Puissance	Énergie
Voitures électriques (11 millions)	7 GW	16 TWh
100 % des chauffe-eau électriques	4 GW	7 TWh
75 % du chauffage électrique (pompes à chaleur)	14 GW	26 TWh
37 % des usages blancs dans le résidentiel	0,7 GW	8 TWh

Source : Ademe 2015.

13. Le scénario « demande basse » vise un niveau de consommation finale d'électricité de 406 TWh en 2050 et est basée sur le scénario Vision Ademe 2050. Le scénario demande haute correspond au scénario « Nouveau Mix » de RTE, avec une consommation de 487 TWh.

14. Pour plus d'informations sur ces scénarios de demande, voir Ademe (2015) ainsi que la présentation du séminaire de juin 2015 : [http://www.iddri.org/Evenements/Ateliers/session%201\\_Energies%20Demain.pdf](http://www.iddri.org/Evenements/Ateliers/session%201_Energies%20Demain.pdf)

## 4. OPTIMISER L'INTÉGRATION : LES SOLUTIONS À COURT TERME

### 4.1. L'intégration au marché par le biais de l'évolution des mécanismes de soutien

Les récentes lignes directrices aux aides d'État pour l'environnement et l'énergie publiées par la Commission Européenne (2014a) visent explicitement à favoriser l'intégration économique des ENR-E, à travers l'introduction du dispositif de complément de rémunération et, dès 2017, la généralisation des appels d'offres concurrentiels pour l'attribution des aides.

Dans ce cadre, l'intégration au marché vise à réduire progressivement l'aide apportée aux producteurs et à les exposer davantage aux signaux de marché de sorte que, à plus long terme, la production et les décisions d'investissement des producteurs ENR soient guidées par les signaux de marché. Cette réforme des mécanismes de soutien s'articule autour de trois axes :

- le mécanisme de soutien est octroyé sous la forme d'une prime s'ajoutant au revenu issu de la commercialisation directe de l'électricité sur le marché de gros ;
- les producteurs renouvelables sont soumis aux responsabilités standards en matière d'équilibrage entre leurs prévisions et la production réelle ;
- des mesures spécifiques sont introduites afin d'inciter les producteurs à réagir à l'apparition de prix négatifs sur le marché

Face à l'hypothèse générale selon laquelle l'évolution des mécanismes de soutien serait a fortiori bénéfique pour l'intégration des ENR-E sur le marché, il convient d'étudier plus en détails les enjeux de mise en œuvre de ce dispositif dans une perspective systémique. En effet, si l'intégration au marché représente indéniablement une priorité face à la croissance rapide des capacités renouvelables, celle-ci ne pourrait s'opérer au détriment d'autres objectifs, tels que l'atteinte des objectifs politiques fixés (*efficacité*) ou encore la maîtrise des coûts à court et plus long terme (*efficience*)<sup>15</sup>. Les sections suivantes visent à approfondir cette analyse autour de trois enjeux : le passage à la commercialisation

15. L'aspect de l'*efficacité-coût* peut être subdivisé entre une approche de court terme (*efficacité statique*) et de long terme (*efficacité dynamique*), voire également : Finon, D./Menanteau, P., 2004 : *The static and dynamic efficiency of instruments of promotion of renewables*, Energy Studies Review 12(1) 2004.

directe ; la gestion des prix négatifs, et la prise en compte de technologies et pratiques potentiellement vertueuses pour l'ensemble du système électrique.

### 4.2. Commercialisation directe et gestion de l'équilibrage

La réforme des mécanismes de soutien incite les producteurs à commercialiser directement leur électricité sur le marché. Ils deviennent à ce titre responsables de leur équilibrage et de leurs revenus (en dehors de la prime administrée qu'ils obtiennent).

Si les revenus de producteurs sont relativement sécurisés par le versement d'une prime variable *ex-post*, des incertitudes persistent quant au coût que pourrait représenter cette commercialisation directe et l'équilibrage des écarts entre prévisions et production effective à l'échelle de chaque installation, ainsi qu'à la capacité technique des petits producteurs à gérer la commercialisation directe.

Une récente analyse sur le cas de la France montre qu'aujourd'hui, le coût associé au règlement des écarts de la production d'électricité renouvelable sous obligation d'achat s'élève à uniquement 0,4 €/MWh en moyenne en 2014<sup>16</sup>. Si cette valeur ne représente pas *a priori* le coût de commercialisation complet<sup>17</sup>, elle fournit une première référence de comparaison par rapport au montant annoncé pour la prime de gestion dont devraient bénéficier les producteurs pour compenser leur coût de commercialisation, estimé à entre 2 à 5 €/MWh.

Cette différence de coût s'explique en partie par le fait que l'acheteur obligé bénéficie d'effets de foisonnement<sup>18</sup> sur l'ensemble du parc d'ENR sous sa gestion. Par ailleurs, la concentration de l'activité de commercialisation crée d'importantes économies d'échelle sur les coûts de gestion et de

16. Ce chiffrage tient compte de l'effet de foisonnement entre les installations renouvelables gérées par EDF en tant qu'acheteur obligé, mais isole l'impact de la flexibilité du mix de production, qui permet à l'opérateur de s'équilibrer en interne, plutôt que de recourir au marché. Chiffres issus de la présentation d'EDF OA à la consultation organisée par la DGEC : <http://extranet.complementremuneration.dgec.developpement-durable.gouv.fr/>.

17. Il s'agit uniquement du coût de règlement des écarts sur le marché intrajournalier, qui ne tient pas compte du coût fixe lié aux services de commercialisation (personnel, infrastructures) de l'acheteur obligé).

18. Ces effets de foisonnement peuvent renvoyer à la complémentarité entre les profils de production de différentes sources (PV, éolien, hydro), au foisonnement géographique (régimes de vents différents) et plus largement au fait que les erreurs de prévisions (positifs ou négatifs) entre différentes installations peuvent se compenser.

transaction par rapport à une responsabilisation individuelle à l'échelle de chaque producteur<sup>19</sup>.

L'émergence d'agrégateurs, prenant en charge l'activité de gestion et commercialisation pour un portefeuille plus ou moins élargi de producteurs, pourrait permettre de recréer en partie ces effets d'échelle afin de réduire les coûts. Cela suppose néanmoins que toutes les conditions soient réunies pour faire émerger un marché concurrentiel des agrégateurs, pouvant favoriser l'apprentissage et l'innovation dans les modèles de prévision et de commercialisation<sup>20</sup>.

Par ailleurs, différents leviers d'optimisation peuvent être identifiés au niveau de l'architecture du marché afin de faciliter la commercialisation directe :

- La réduction du pas de temps des produits sur les marchés infra-journaliers pour se rapprocher davantage du temps réel<sup>21</sup> ;
- Le fait de flexibiliser les conditions de pré-qualification pour la valorisation de services systémiques<sup>22</sup> ;
- Le renforcement du couplage européen des marchés journaliers et infra-journaliers (procédure en cours dans le cadre de l'atteinte du modèle-cible européen) et des mécanismes d'ajustement en Europe (moins abouti et davantage complexe, étant donné la diversité des arrangements existants dans les divers pays).

À moyen terme, une telle approche permet de faire progressivement porter aux producteurs renouvelables les mêmes responsabilités d'équilibre, condition essentielle pour gérer un système avec une part renouvelable importante. De plus, l'expérience montre que cette évolution réglementaire a déjà généré des innovations, à l'instar de l'amélioration des outils de prévision et les nouveaux produits sur les marchés courts termes, qui ont profondément amélioré la gestion de l'imprévisibilité de la production renouvelable.

19. En effet, l'activité de commercialisation et prévision est caractérisée par une composante coûts fixes très forte (mise en place d'une cellule de commercialisation avec les outils informatiques adaptés et une présence permanente) et un coût marginal (pour chaque MWh supplémentaire traité) relativement faible, induisant des économies d'échelle considérables.

20. Par exemple, certains agrégateurs allemands ont commencé à valoriser l'énergie produite non seulement sur les marchés spot (day-ahead et intrajournalier), mais également sur le marché d'ajustement.

21. Ce pas de temps est aujourd'hui fixé à un minimum de 30 minutes en France, contre 15 minutes dans les pays voisins, permettant notamment de suivre plus précisément la courbe de puissance de la production photovoltaïque au cours d'une journée.

22. Actuellement, une installation doit par exemple avoir une puissance d'au moins 10 MW pour placer une offre sur le marché d'ajustement français.

### 4.3. Gestion des prix négatifs

Si on estime désormais que c'est bien le manque de flexibilité du système et non la production renouvelable dite « fatale » qui est à l'origine des prix négatifs, il est généralement admis que les mécanismes de soutien actuels peuvent conduire à renforcer ce phénomène, en incitant les ENR à produire à tout moment. Afin d'améliorer la réactivité aux signaux du marché et de réduire le coût que représente ce prix négatif pour le dispositif de soutien<sup>23</sup>, la réforme actuelle prévoit l'arrêt de la prime pendant les périodes de prix négatifs<sup>24</sup>. Cette approche soulève néanmoins plusieurs problématiques.

Premièrement, elle risque de fragiliser le modèle de financement des projets ENR : l'incertitude supplémentaire sur les revenus des producteurs créée par un tel mode de gestion pourrait se traduire par une augmentation de la prime de risques et donc du coût du financement pour l'ensemble des projets ENR. Alors que les prix négatifs restent aujourd'hui un phénomène relativement rare, il est important de comparer, d'une part, le surcoût global de la production renouvelable que pourrait engendrer une telle augmentation de la prime de risques, et d'autre part, le gain généré par l'absence de versement de la prime pendant ces périodes de prix négatifs.

En second lieu, cette approche présente un enjeu en termes de répartition des coûts et des bénéfices : si l'arrêt de la production renouvelable en période de prix négatifs bénéficie à l'ensemble des producteurs (notamment aux centrales thermiques fonctionnant en base), le coût en reviendrait aux seules installations renouvelables. Par ailleurs, tenant compte des objectifs de décarbonation du mix électrique européen, la perspective de contraindre la production renouvelable au profit de centrales thermiques peu flexibles peut soulever des interrogations.

Enfin, dans une perspective de moyen et long terme, la volonté de réduire l'apparition des prix négatifs à travers la restriction de la production renouvelable pourrait même s'avérer contreproductive, puisqu'elle conduit justement à priver le marché de manière artificielle d'un signal « utile », permettant d'identifier un manque de flexibilité,

23. Les prix négatifs conduisent à accroître le surcoût mutualisé de la production ENR étant donné que ce surcoût représente la différence entre la valeur de marché et le niveau du tarif d'achat ou du complément de rémunération

24. Ce choix semble ainsi plus « radical » que celui opéré en Allemagne, où le versement de la prime n'est interrompu qu'après six heures consécutives de prix négatifs, pour limiter le risque de revenu pour les producteurs.

voire de faire émerger de nouveaux modèles économiques pour les technologies de stockage et de pilotage de la demande. En d'autres termes, cette approche porte le risque de retarder la nécessaire adaptation du système électrique dans son ensemble (et particulièrement des centrales fonctionnant en base) vers un fonctionnement plus flexible.

#### 4.4. Développement des technologies qui facilitent l'intégration

Certaines technologies permettent de réduire les besoins de flexibilité grâce à leur profil de production moins variable ; c'est par exemple le cas des éoliennes « surtoilées » qui ont un facteur de charge jusqu'à 30 % supérieur aux éoliennes classiques, réduisant la fréquence et l'ampleur des fluctuations de production<sup>25</sup>.

Cet éolien de nouvelle génération présente donc un potentiel d'optimisation pour le système : il pourrait permettre de réduire les besoins de flexibilité sans pour autant augmenter le coût du dispositif de soutien.

Cependant, la structure actuelle des mécanismes de soutien, fondée sur un tarif dégressif en fonction du productible (afin de limiter les rentabilités excessives pour les sites les mieux ventés), conduit à pénaliser ces nouvelles technologies. En effet, l'éolien surtoilé se caractérise à la fois par un coût d'investissement plus élevé que l'éolien conventionnel, et un coût de production au MWh proche de celui de l'éolien classique, grâce au gain de productible. Néanmoins, dans le cadre du dispositif de soutien actuel, l'éolien surtoilé bénéficie d'un tarif d'achat nettement plus faible en raison de son productible annuel plus élevé. Ceci menace de fait sa faisabilité économique, malgré un bénéfice potentiel pour la stabilité du système électrique à plus long terme.

Si l'éolien surtoilé pourrait s'imposer économiquement, à condition de prendre en compte ses spécificités dans le design des mécanismes de soutien<sup>26</sup>, la question se pose différemment pour d'autres pratiques pouvant améliorer l'intégration des installations ENR au système.

Ainsi, l'écrêtement de la puissance maximale des installations photovoltaïques (afin de minimiser le renforcement des réseaux et la variabilité de la production) ou encore le recours à des installations orientées est-ouest (limitant le pic de production crête, avec un profil de production journalier plus régulier) pourraient générer des bénéfices systémiques, mais créent une perte directe pour le producteur (baisse de la production annuelle). Une question similaire se pose donc pour ces technologies: quel gain systémique peut-on associer au développement de ces installations plus vertueuses ? Et justifie-t-il un ajustement des mécanismes de soutien pour compenser la perte de productible ?

## 5. CONCLUSION

Cet article a mis en lumière la diversité d'enjeux, mais aussi de solutions potentielles, qui existent pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique existant. Si l'intégration au marché représente actuellement une priorité pour les politiques liées au développement des énergies renouvelables, elle ne peut être considérée comme la seule. L'analyse des facteurs qui influencent les besoins et apports de flexibilité met en lumière la nécessité de développer une approche davantage systémique, prenant en compte les interactions avec les autres volets de la transition énergétique : évolutions du côté de la demande, interactions entre secteurs et vecteurs énergétiques (électricité, chaleur, transport) et optimisation des infrastructures.

Ceci appelle à un approfondissement de la réflexion sur les trajectoires de long terme : quel rôle futur pour l'électricité dans le système énergétique ? Comment définir une trajectoire cible sur la demande électrique ? Et quelles options pour développer les nouveaux usages en phase avec les caractéristiques d'un système de production intégrant une forte composante renouvelable et variable ?

De même, le lien entre les priorités de court termes et les enjeux de long termes apparaît très clairement dans la réflexion sur l'évolution de l'architecture du marché : alors que le focus réside actuellement sur l'adaptation des nouvelles technologies et de leurs mécanismes de rémunération au marché existant, la trajectoire de long terme requiert une vision différenciée sur le fonctionnement du marché lui-même : comment construire les modèles économiques pour la flexibilité, en intégrant notamment les outils de pilotage de la demande au marché ? Comment les évolutions réglementaires actuelles nous permettent-elles de préparer ce marché du futur, tout en conciliant des

25. La réduction de la fréquence des fluctuations renvoie au facteur de charge sensiblement plus élevé en moyenne. La réduction de l'ampleur des variations se traduit par le fait qu'il faut en théorie installer moins de capacité pour atteindre un même volume

26. En effet, en fonction de la réduction des coûts atteignable sur les coûts d'investissement, l'éolien surtoilé pourrait dans tous les cas devenir plus compétitif que l'éolien conventionnel puisqu'il bénéficie d'un facteur de charge annuel plus important.

technologies avec des profils économiques fondamentalement différents (ratio CAPEX/OPEX élevé, pour les ENR et le nucléaire, et bas, pour les centrales thermiques fossiles, notamment à gaz) ? Et sur quelle base développer les incitations économiques permettant de favoriser dès aujourd'hui les pratiques et technologies potentiellement plus vertueuses pour le système, à l'image de l'écrêtement PV ou de l'éolien surtoilé ?

Concernant le cas concret de la France, ce document, bien que non exhaustif, a permis de fournir quelques éléments de cadrage importants. L'analyse des besoins de flexibilité à l'horizon 2030 montre que la France part d'une bonne base pour favoriser l'intégration d'une part croissante d'électricité renouvelable. Au-delà du potentiel hydroélectrique, les interconnexions transfrontalières peuvent fournir une flexibilité importante, à condition de renforcer la coopération à l'échelle régionale et européenne.

En parallèle, l'enjeu de l'intégration soulève des questions structurelles autour de deux aspects : en premier lieu, la capacité à définir une trajectoire cible de la consommation d'électricité et les politiques de mise en œuvre pour maîtriser la demande d'électricité, à travers le pilotage des usages, les économies d'électricité, et l'électrification. En second lieu, l'enjeu de la gestion future et le dimensionnement du parc nucléaire existant (quelle part du nucléaire peut être mobilisée pour opérer en suivi de charge) fait partie des choix stratégiques qu'il faudra informer par le biais de planifications de long terme intégrées.

Enfin, à travers l'important chantier de la réforme des mécanismes de soutien aux ENR, la France dispose actuellement d'une fenêtre d'opportunité pour définir une stratégie d'intégration sur le moyen terme. Sur ce point, deux aspects

stratégiques ont été soulevés. D'une part, l'importance de considérer les arbitrages économiques possibles : si l'intégration représente une priorité, elle ne doit s'opérer au détriment des enjeux d'efficacité (atteinte des objectifs de déploiement) et éviter d'accroître le risque financier des projets. D'autre part, il s'agit de saisir dès à présent cette opportunité pour optimiser l'intégration, notamment en définissant des incitations spécifiques pour les installations et pratiques les plus vertueuses pour l'ensemble du système électrique. ■

## BIBLIOGRAPHIE

- Ademe (2015). *Vers un mix électrique 100 % renouvelable*.
- Artelys (2013). *Étude Sur Le Potentiel Du Stockage D'Énergies*.
- Burtin, A., Silva, V. (2015). *Technical and economic analysis of the European electricity system with 60 % RES*. EDF R&D.
- Carbone 4 (2014). *Étude des 4 trajectoires du DNTE. Une vision pédagogique des 4 trajectoires étudiées dans le cadre du débat national sur la transition énergétique*.
- Commission européenne (2014a). *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020*.
- Commission européenne (2014b). *Impact Assessment: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*. (No. SWD(2014)15 final.).
- Consentec, Fraunhofer ISI, & r2b (2015). *Leitstudie Strommarkt 2015*.
- Fraunhofer ISE (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Analysis on behalf of Agora Energiewende.
- Fraunhofer IWES (2015). *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentilateral Energy Forum Region*.

## L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?

Mathilde Mathieu, Andreas Rüdinger (Iddri), Dimitri Pescia (Agora Energiewende)

- Mathieu, M., Rüdinger, A. (2016). Évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en France : comment concilier les enjeux d'intégration et de déploiement ?, Iddri, *Working Papers* n°02/16.
- Rüdinger, A. (2016). Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France, Iddri, *Working Papers* n°03/16.
- Rüdinger, A. (2015). Transition énergétique française et croissante verte : les limites d'une gouvernance par objectifs, Iddri, *Issue Briefs* n°07/15.
- Sartor, O., Colombier, M., Spencer, T. (2015). Designing planning and reporting for good governance of the EU's post-2020 climate and energy goals, Iddri, *Working Papers* n°12/15.

Publications disponibles en ligne sur : [www.iddri.org](http://www.iddri.org)

Institut de recherche sur les politiques, l'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) a pour objectif d'élaborer et de partager des clés d'analyse et de compréhension des enjeux stratégiques du développement durable dans une perspective mondiale. Basé à Paris, l'Iddri accompagne les différents acteurs dans la réflexion sur la gouvernance mondiale des grands problèmes collectifs que sont la lutte contre le changement climatique, la protection de la biodiversité, la sécurité alimentaire ou l'urbanisation et participe aux travaux sur la redéfinition des trajectoires de développement.

L'Iddri porte une attention toute particulière au développement de réseaux et de partenariats avec les pays émergents et les pays les plus exposés aux risques, de façon à mieux appréhender et partager différentes visions du développement durable et de la gouvernance. Afin de mener à bien son action, l'Iddri s'insère dans un réseau de partenaires issus des secteurs privé, académique, associatif ou public, en France, en Europe et dans le monde.

Institut indépendant, l'Iddri mobilise les moyens et les compétences pour diffuser les idées et les recherches scientifiques les plus pertinentes en amont des négociations et des décisions.

Ses travaux sont structurés transversalement autour de sept programmes thématiques : Gouvernance, Climat, Biodiversité, Océans et zones côtières, Fabrique urbaine, Agriculture et Nouvelle Prospérité.

Dans le cadre de son partenariat avec Sciences Po, de nombreux chercheurs de l'Iddri participent aux enseignements ainsi qu'au développement de programmes de recherche.

Fondation de recherche reconnue d'utilité publique, l'Iddri met à la disposition de tous, via son site Internet, ses différentes analyses et propositions.

L'Iddri organise sa politique de publications autour de collections propres, d'ouvrages en partenariat (comme *Regards sur la Terre*, fruit d'une collaboration avec l'Agence française de développement et d'un partenariat éditorial avec Armand Colin), et de publications dans des revues scientifiques. L'Iddri publie également les études menées dans le cadre du Club d'ingénierie prospective énergie et environnement [CLIP] : *Les Cahiers du CLIP*. Les collections de l'Iddri sont constituées de textes courts (*Issue Briefs* et *Policy Briefs*), de documents de travail (*Working Papers*) et d'études ou rapports (*Studies*).

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez [www.iddri.org](http://www.iddri.org)

