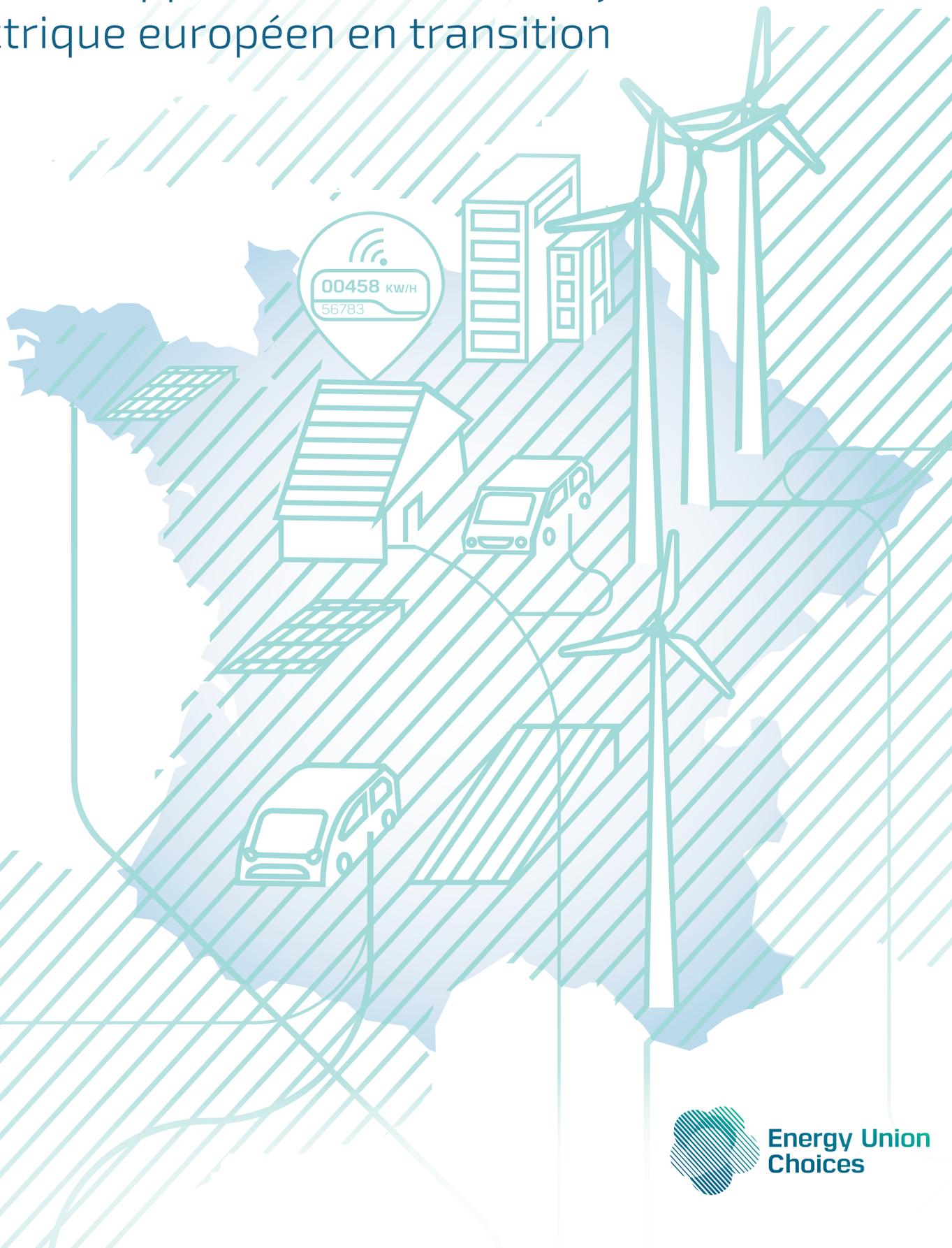


Plus propre, plus intelligent, moins cher :

saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition



Energy Union
Choices

Table des matières

Remerciements	5
Résumé pour décideurs	7
1. Introduction	9
2. Hypothèses et contexte politique	11
2.1 Hypothèses principales des scénarios	11
2.2 Autres hypothèses importantes	14
3. Résultats : l'évolution du secteur énergétique s'accompagne de nouvelles opportunités	15
3.1 De nouveaux investissements en capacité de production, sans centrales à gaz additionnelles	15
3.2 La sortie du charbon et la réduction de la capacité nucléaire sont compatibles avec la réduction des émissions de CO ₂	17
3.3 Les énergies renouvelables peuvent fournir 50 % du futur mix électrique français	18
3.4 Équilibre du système électrique : les énergies renouvelables ont tendance à écarter du marché le nucléaire à certaines heures	20
3.5 Solutions aux besoins de flexibilité croissants	22
3.6 La coopération régionale pour une sécurité d'approvisionnement à moindre coût	23
4. Conclusion	26



Remerciements

Ce rapport s'appuie sur l'analyse réalisée pour le rapport « *Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités d'un système électrique européen en pleine évolution* », publié à Bruxelles le 21 novembre 2017. Il s'insère dans la série de rapports d'Energy Union Choices, portant sur la prochaine série de choix d'infrastructures nécessaires pour accélérer la transition vers une économie sobre en carbone, en adéquation avec les objectifs de sécurité énergétique, environnementaux et économiques de l'Union européenne.

L'analyse du rapport d'origine a été développée par les partenaires du consortium Energy Union Choices, la Fondation européenne pour le climat (ECF), E3G, WWF European Policy Office, le Regulatory Assistance Project (RAP) et le Buildings Performance Institute Europe (BPIE - Institut européen pour la performance énergétique des bâtiments) en association avec Artelys, qui s'est chargé de l'analyse quantitative à partir de son modèle d'optimisation des systèmes énergétiques. Les hypothèses, au même titre que les différents scénarios utilisés dans cette étude, ont été développées en concertation rapprochée avec un groupe consultatif d'entreprises, d'universitaires et d'ONG.

Le rapport sur la France a largement bénéficié des retours d'information et du soutien de Nicolas Berghmans, Chargé de recherche à l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI).

Ce rapport est financé par la Fondation européenne pour le climat, elle-même financée exclusivement par des organisations privées philanthropiques. L'ECF n'a de lien financier avec aucune instance politique de l'UE ou entité privée.



Résumé pour décideurs

Les coûts des technologies de production d'électricité renouvelables et de stockage ont connu de fortes baisses ces dernières années, tandis que des progrès inattendus se produisaient dans les domaines de l'électrification des usages et du consommateur d'électricité « intelligent ». En parallèle, un nombre croissant d'États membres de l'Union Européenne (UE) se sont engagés vers la sortie du charbon comme source d'électricité. C'est dans ce contexte que la Commission européenne a présenté en 2016 sa proposition de paquet législatif « Une énergie propre pour tous les européens », censé tracer le chemin de l'UE vers un système énergétique durable pour 2030, et fondé sur des scénarios modélisés à partir de l'année 2015 (connus sous le nom de scénarios EUCO). Pourtant, ni l'évaluation basée sur ces scénarios, ni le paquet législatif « Énergie propre » lui-même n'avaient anticipé les évolutions récentes citées précédemment. Par conséquent, il convient de s'interroger sur la pertinence du paquet de mesures proposées par le paquet législatif « Énergie propre » et sa capacité à permettre à l'Europe de tirer pleinement parti des technologies propres, dont le coût ne cesse de baisser, et à viser des objectifs climatiques et énergétiques plus ambitieux, en adéquation avec les objectifs de l'Accord de Paris.

À l'aide de deux scénarios, nous avons analysé les avantages qu'il y aurait pour l'UE à aller au-delà des objectifs du paquet législatif « Énergie propre » (la Commission européenne a suggéré une part d'énergies renouvelables de 27 % et un objectif d'efficacité énergétique de 30 % à l'horizon 2030), en tenant compte des dernières estimations du coût de nouvelles technologies. L'évaluation porte sur l'ensemble du secteur énergétique européen, mais fournit également des conclusions à l'échelle des États membres de l'UE. **Pour la France, les principales conclusions de ces analyses sont les suivantes:**

1. Toute analyse prospective doit impérativement **intégrer des hypothèses de coûts mises à jour**, afin de tenir compte de la baisse rapide des coûts des énergies renouvelables ces dernières années.
2. En surestimant le coût des technologies renouvelables, **les projections actuelles sous-estiment systématiquement le potentiel d'augmentation des capacités renouvelables en Europe**, lié à la fermeture progressive des centrales électriques conventionnelles.
3. **Le passage des technologies à charbon et nucléaire aux technologies renouvelables peut se faire sans augmenter la demande en gaz au-delà des niveaux actuels**, dans la mesure où le pilotage des consommations et les interconnexions électriques peuvent fournir la flexibilité nécessaire au système électrique.
4. En France, **un développement accéléré des énergies renouvelables permettrait la sortie du charbon et la réduction simultanée des capacités nucléaires à 40 GW à l'horizon 2030**, sans augmenter les émissions de CO₂.
5. **La France peut atteindre un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique national en 2030, tout en maintenant des niveaux d'exportation importants.** Des quantités importantes de production d'électricité variable peuvent être associées à la production nucléaire pour assurer ensemble l'essentiel de la production (>80 %), les interconnexions et le pilotage des consommations électriques fournissant la flexibilité nécessaire pour garantir la stabilité du système.



6. La croissance modeste de la demande électrique et la croissance de la production d'origine renouvelable en Europe contribuent à **réduire la rentabilité du réinvestissement dans les réacteurs nucléaires existants**, dans la mesure où les unités plus chères sont plus fréquemment écartées du marché.
7. Sources importantes de flexibilité, **le pilotage des consommations et le stockage d'électricité quotidien associé à la fonctionnalité de déchargement des batteries des véhicules électriques sur le réseau (vehicle-to-grid) facilitent l'intégration d'une proportion croissante d'électricité d'origine renouvelable** (en particulier la production solaire photovoltaïque). De même, les interconnexions sont des outils stratégiques pour assurer la flexibilité du système électrique, en remplacement des centrales thermiques flexibles.
8. **La coopération régionale pour utiliser au mieux les capacités d'interconnexion représente une solution à moindre coût pour répondre aux besoins de flexibilité.** Les échanges d'électricité et la coopération régionale représentent des solutions économiquement efficaces pour faire baisser les factures d'électricité tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement électrique, tant en France que dans les pays voisins.



1. Introduction

Objectif de l'étude

Les réductions des coûts des technologies propres ont largement dépassé les attentes, faisant basculer l'équation économique en faveur de la décarbonation. Parallèlement, l'action mondiale contre le changement climatique contribue à l'accélération du déploiement des énergies propres et de l'innovation dans le domaine énergétique. Cette situation change également la donne en Europe. Comment celle-ci doit-elle réagir face à cette nouvelle réalité ?

Afin de répondre à cette question, la Fondation européenne pour le climat (ECF) et ses partenaires du consortium « Energy Union Choices » ont demandé aux experts d'Artelys de développer une vision actualisée du secteur européen de l'énergie à l'horizon 2030 et de la comparer aux niveaux d'ambition actuels de la politique énergétique. L'étude en résultant a été publiée fin 2017¹.

Ce dossier d'information national présente les principaux enseignements au niveau français de cet exercice de modélisation européen. Il les compare aux tout derniers scénarios applicables au système électrique français publiés dans le *Bilan Prévisionnel 2017*² (BP 2017) de l'opérateur Réseau de transport d'électricité (RTE).

Présentation des scénarios étudiés

Les scénarios analysés pour l'année 2030 dans le cadre de cette étude reflètent différents niveaux d'ambition:

- **Le Scénario de référence** (REF) reflète l'état actuel de la politique énergétique de l'UE (en 2017), tenant compte du paquet législatif « Énergie propre » tel que proposé par la Commission européenne fin 2016. Le paquet « Énergie propre » consolide **le scénario EUCO30**³, scénario central développé et adopté par la Commission européenne, en adéquation avec les objectifs énergétiques et climatiques de l'UE pour 2030⁴. **La principale différence entre le REF et le scénario EUCO30 réside dans l'actualisation des coûts des technologies de production d'électricité d'origine renouvelable.**
- Le **Scénario d'opportunité** (OPS) prévoit un portefeuille de politiques plus ambitieux, qui dépasse le scénario de référence à deux égards. **(1) Stratégies de sortie ou de réduction des actifs conventionnels:** les États membres adoptent des projets nationaux d'arrêt plus rapide des centrales au charbon et nucléaires en réaction aux débats en cours. **(2) Électrification intelligente:** les États membres mettent en œuvre des politiques robustes pour activer la flexibilité du côté de la demande d'électricité dans l'ensemble du système en se concentrant spécifiquement sur l'intégration intelligente des courbes de charges distribuées existantes et nouvelles, incluant l'énergie solaire photovoltaïque, la recharge des véhicules électriques (VE), les procédés industriels (en particulier les chaudières) et les pompes à chaleur (PAC).

¹ Rapport et documentation connexe disponibles à l'adresse: <http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/>

² Pour de plus amples détails, rendez-vous sur: <https://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

³ Pour de plus amples détails, rendez-vous sur: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf

⁴ Réduction de 40 % des émissions de GES par rapport aux chiffres de 2005, participation de 27 % des filières renouvelables à la demande d'énergie finale et réduction de 30 % de la demande en énergie par rapport aux projections de référence de 2007 pour 2030 (telles qu'elles sont envisagées à l'heure actuelle).



Pour les deux scénarios, une **optimisation** conjointe de **l'investissement et de l'équilibre sur le réseau européen** a été réalisée, pour déterminer les besoins en investissement dans les filières renouvelables (solaire PV, éolien terrestre et en mer) et dans les solutions de flexibilité (turbines à gaz, stockage, interconnexions, pilotage des consommations), afin de garantir un **fonctionnement du système électrique à moindre coût**, pour un ensemble fixe de capacités de production nucléaire, au charbon et au gaz (à cycle combiné) et à demande électrique donnée (au pas de temps horaire). L'évaluation représente un aperçu de l'année 2030, autrement dit, tous les investissements et activités de sortie identifiés doivent intervenir entre aujourd'hui et 2030.



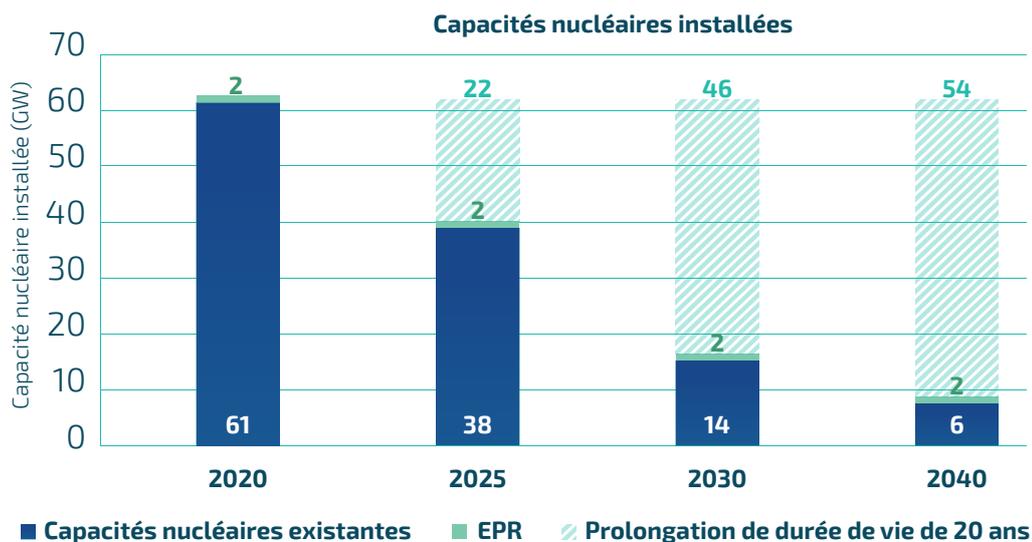
2. Hypothèses et contexte politique

2.1 Hypothèses principales des scénarios

Dans le scénario de référence (REF), **les capacités de production nucléaire** sont maintenues à 60 GW, proche de leur niveau actuel, ce qui suppose de réinvestir dans la prolongation de l'exploitation de 75 % des réacteurs existants d'ici 2030 (sur la base d'une durée d'exploitation prévue de 40 ans pour les réacteurs existants, cf. Figure 1). Dans le scénario d'opportunité (OPS), les capacités nucléaires sont réduites à 40 GW, la baisse de production correspondante permet alors de réduire la part de l'électricité nucléaire à 50 % de la production nationale, en ligne avec l'objectif fixé pour 2025⁵ dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015. Les quatre scénarios du BP 2017 du RTE présentent pour leur part des capacités de production nucléaire très contrastés : 19, 39, 49 ou 58 GW en 2030.

S'agissant du charbon, le scénario REF suppose 3 GW de **capacités** résiduelles en 2030, tandis que celles-ci sont intégralement déclassées dans le scénario OPS, conformément aux annonces du gouvernement français⁶ (de même que dans les scénarios du BP 2017, qui font tous l'hypothèse d'une sortie de la production au charbon d'ici 2022). La fermeture des centrales françaises suit une tendance européenne plus générale de sortie de la production électrique à base de charbon : plus de 31 GW et 6 GW de capacités de production au charbon houille et au charbon lignite, respectivement, seront arrêtées à l'horizon 2030 par rapport au scénario de référence. Conformément au scénario EUCO30 de la Commission européenne, en 2030, les **capacités en gaz** résiduelles françaises construites en 2015 ou avant devraient s'élever à 8 GW, soit une baisse de 28 % par rapport à 2015.

Figure 1 : Prévission de la capacité nucléaire d'ici 2040 (compte tenu une durée de vie de 40 ans pour les réacteurs existants)



⁵ En novembre 2017, Nicolas Hulot, ministre de la Transition écologique et solidaire, annonçait que l'objectif des 50 % était maintenu, mais que l'année d'atteinte de la cible serait précisée ultérieurement.

⁶ L'arrêt des dernières centrales électriques au charbon en France métropolitaine a été annoncée d'ici 2022 dans le cadre de la publication du Plan Climat du gouvernement français le 6 juillet 2017.



L'optimisation de l'investissement dans les filières **renouvelables** tient compte des dépenses en capitaux (CAPEX) propres aux technologies, ainsi que du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et des facteurs de charge⁷.

Les résultats des tout derniers appels d'offres pour le rachat d'électricité d'origine renouvelables dans plusieurs États membres ont montré que les coûts de ces technologies avaient considérablement chuté et que leurs niveaux actuels étaient par conséquent inférieurs aux niveaux anticipés par le scénario EUCO30 pour 2030 (cf. Figure 2). Par exemple, le prix d'achat moyen garanti pour l'électricité solaire PV se situait dernièrement autour de 55 €/MWh, alors que le scénario EUCO30 anticipe un niveau de 65 €/MWh en 2030. Pour l'éolien terrestre, la même comparaison aboutit à une différence du même ordre : 65 contre 80 €/MWh. Les résultats des appels d'offres pour l'éolien en mer dans d'autres pays de l'UE sont compris entre 50 et 100 €/MWh, contre 105 €/MWh dans le scénario EUCO30 à l'horizon 2030. En conséquence, nous nous sommes basés sur les dernières estimations de coûts provenant de la littérature, des fabricants, et des producteurs d'électricité, pour arriver à des projections de coûts réalistes pour 2030⁸. Compte tenu de l'amélioration parallèle des facteurs de charge, **la production d'électricité PV apparaît, de loin, comme la source d'énergie renouvelable la moins chère en France** avec un coût actualisé de l'énergie (Levelised Cost of Energy ou LCOE en anglais) moyen de 34 €/MWh, un niveau proche de ceux d'autres pays d'Europe méridionale (Espagne : 30 €/MWh, Portugal : 32 €/MWh, Italie : 40 €/MWh⁹). **Les productions d'énergie éolienne terrestre et en mer présentent** respectivement des coûts actualisés de l'énergie (LCOE) de 42 et 49 €/MWh, en supposant une accélération de la réduction des coûts en France reflétant des niveaux de progrès technologique et d'acceptabilité publique semblables à ceux d'autres pays de l'UE. Comparés à d'autres pays, les coûts de l'éolien en mer français sont relativement faibles, mais restent néanmoins substantiellement plus élevés que ceux de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre.

Comparativement, les **coûts variables de production** d'électricité des capacités charbon existantes sont estimés à 55 €/MWh et ceux des capacités gaz existantes (TGCC) à 65 €/MWh.¹⁰

⁷ Les facteurs de charge de l'éolien terrestre actualisés reflètent un profil de production plus uniforme, compatible avec le système, atteint grâce aux améliorations techniques des modèles de turbines.

⁸ Les dépenses en capitaux supposées pour les différentes technologies sont de 550 €/kW pour la filière solaire PV, 1 300 €/kW pour l'éolien terrestre et 2 150 €/kW pour l'éolien en mer.

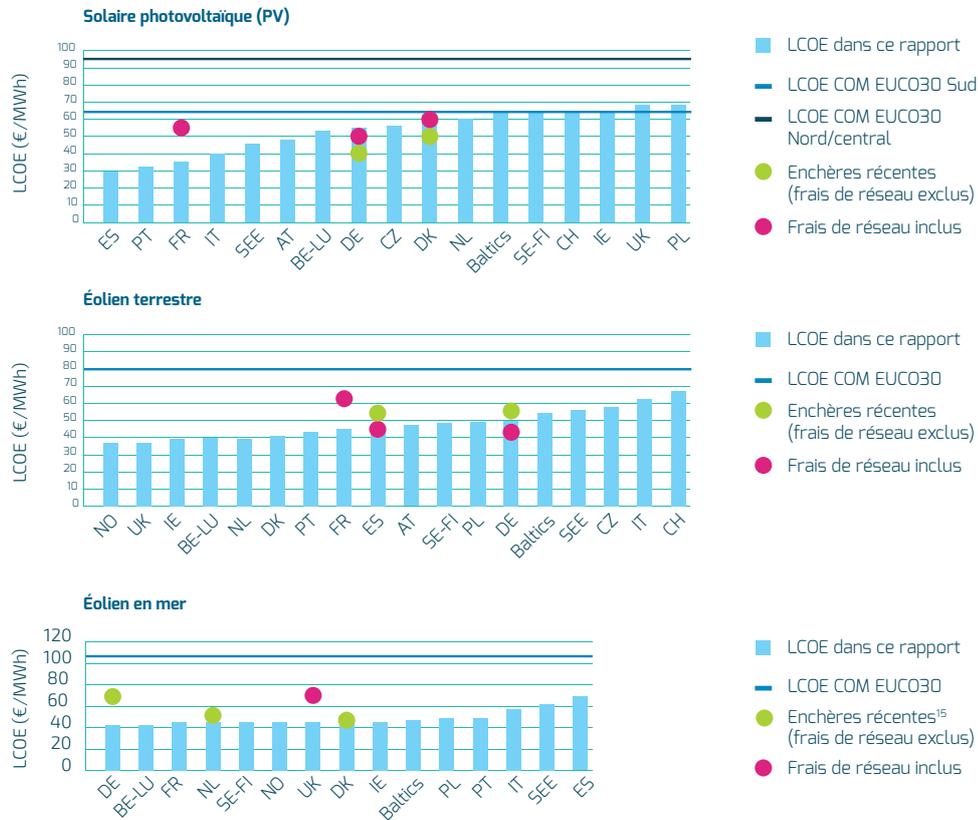
⁹ Malgré un facteur de charge plus élevé qu'en France, le coût complet (LCOE) la filière solaire PV est plus élevé en Italie en raison d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC) supérieur.

¹⁰ Les tarifs sous-jacents des combustibles et du CO₂ sont basés sur les hypothèses des scénarios de la Commission européenne: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf



Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition

Figure 2: Coûts actualisés de l'énergie (LCOE) des technologies renouvelables par pays, comparés aux hypothèses du scénario EUCO30 et aux résultats des derniers appels d'offres



Conclusion 1: Toute analyse prospective doit impérativement intégrer des hypothèses de coûts mises à jour, afin de tenir compte de la baisse rapide des coûts des énergies renouvelables ces dernières années.

Le **niveau minimum de capacité renouvelable installée en 2030** est au moins équivalent à celui nécessaire à la production des volumes d'électricité d'origine renouvelable du scénario EUCO30. Les potentiels des énergies renouvelables disponibles en France sont limités à 28 GW pour le solaire photovoltaïque et 32 GW pour l'éolien terrestre dans le scénario REF (en ligne avec les taux de croissance historiques observés des ENR). Ces limitations sont supprimées dans le scénario OPS. Les potentiels maximums d'énergie solaire PV sont basés sur des estimations nationales ; les potentiels d'éolien sont déterminés sur la base des toutes dernières estimations publiées par l'association professionnelle WindEurope¹¹.

¹¹ Basé sur le scénario le plus ambitieux (« haut »), augmenté de 20 %: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf>



Tableau 1 : Déploiement minimum et maximum des ENR en France en 2030

(GW)	Solaire photovoltaïque (PV)	Éolien terrestre	Éolien en mer
EUCO30 (min)	28	19	5
Scénario de référence (max.)	28	32	13
Scénario d'opportunité (max.)	41	45	13

2.2 Autres hypothèses importantes

La demande nette en électricité, pertes du réseau incluses, est semblable aux chiffres du scénario EUCO30, soit 495 TWh en 2030 (contre 476 TWh en 2015 et 424 à 470 TWh dans les scénarios du BP 2017). La demande d'électricité des véhicules électriques est estimée à 14 TWh en 2030 (valeur correspondant à sept millions de véhicules électriques, contre 6 à 17 TWh pour les VE dans les scénarios du BP 2017) et celle des pompes à chaleur à 26 TWh (soit l'équivalent de 7,1 millions de pompes à chaleur résidentielles, contre moins de 10 TWh dans la trajectoire médiane de demande d'électricité des scénarios du BP).

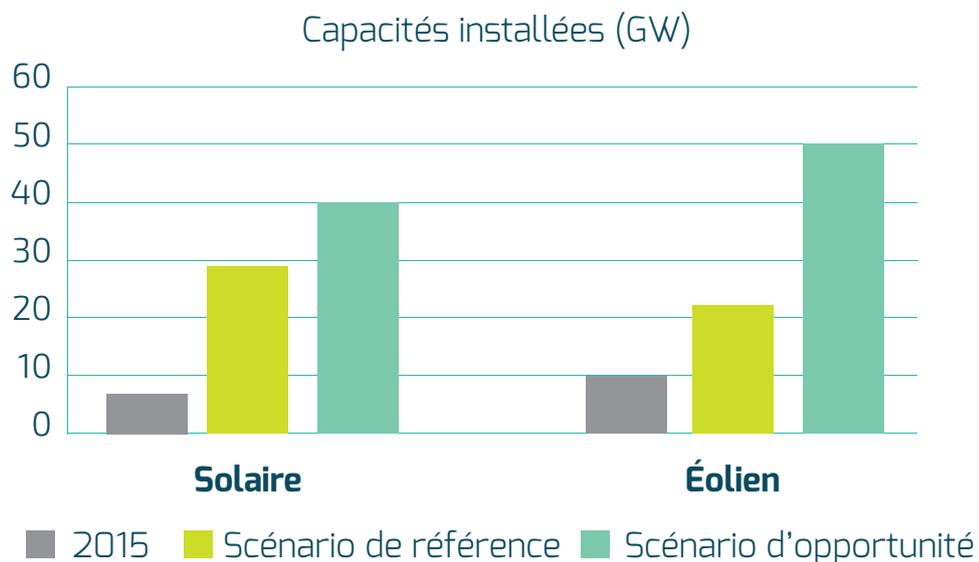
Les prix du CO₂ et des carburants suivent les hypothèses du scénario EUCO30 de la Commission européenne, lequel retient un prix du carbone de 27 €/t. Dans les scénarios du BP 2017, le prix du CO₂ en 2035 est compris entre 32 et 108 €/t.



3. Résultats: l'évolution du secteur énergétique s'accompagne de nouvelles opportunités

3.1 De nouveaux investissements en capacité de production, sans centrales à gaz additionnelles

Figure 3 : Capacités photovoltaïques et éoliennes installées, 2015-2030



Entre 2015 et 2030, près de 20 GW de capacité de production solaire photovoltaïque et 14 GW de capacité éolienne sont ajoutées dans le **scénario de référence**, soit une croissance similaire à celle du scénario EUCO30. Suite au manque de flexibilité du système électrique et à la limitation du développement des ENR aux taux de croissance historiques observés, les nouveaux investissements dans les énergies renouvelables ne se réalisent pas malgré un coût plus faible de ces technologies. En outre, près de 11 GW d'interconnexions électriques entre la France et ses pays voisins sont ajoutées, en particulier avec le Royaume-Uni (+4,4 GW), l'Espagne (+3,1 GW) et l'Italie (+1,2 GW).

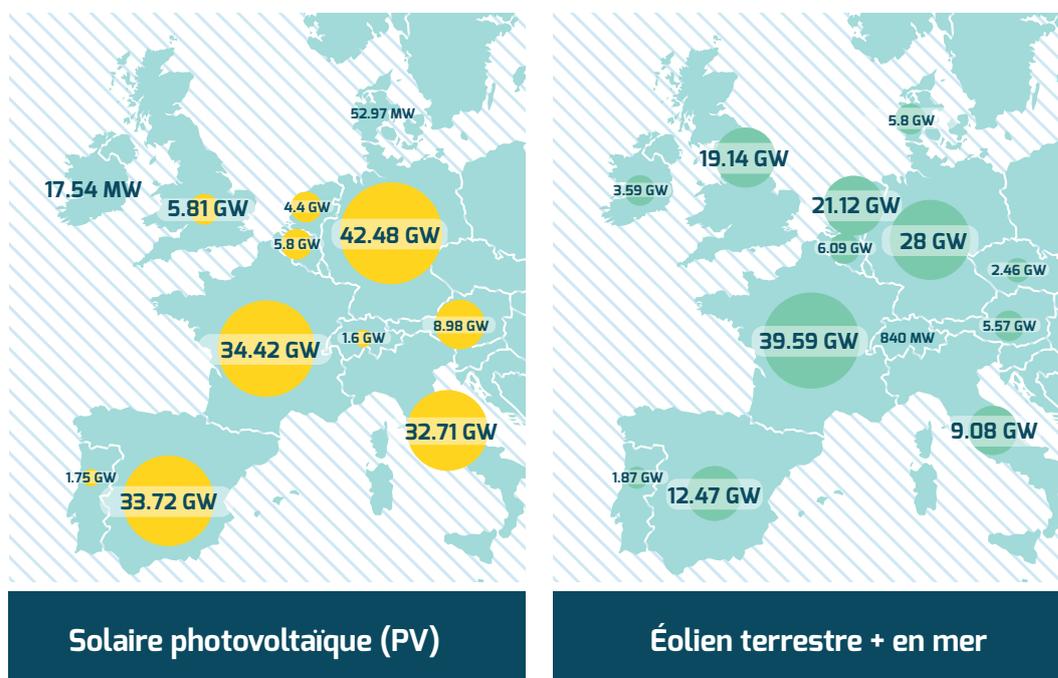
Dans le **scénario d'opportunité**, les 3 GW d'unités à charbon restantes et 20 GW de capacité nucléaire sont déclassées. Par ailleurs, une part importante des usages finaux sont rendus pilotables ou « intelligents » dans l'industrie et le secteur commercial, les pompes à chaleur et les véhicules électriques (VE). La demande pilotable atteint une puissance de près de 10 GW pouvant être déplacée dans le temps ou effacée. Les véhicules électriques sont dotés de la fonctionnalité de déchargement de leurs batteries sur le réseau (*vehicle-to-grid* ou *V2G*), laquelle permet d'activer une nouvelle capacité substantielle de stockage de l'énergie disponible pour les besoins du système électrique. Dans ces conditions, **de nouveaux investissements dans le solaire PV (+13 GW comparé au scénario REF) et l'éolien terrestre (+25 GW comparé au REF)** sont déclenchés. Aucune augmentation des



investissements dans l'énergie éolienne en mer n'est observée en raison d'un LCOE relativement plus élevé, car il est plus rentable d'exploiter d'autres potentiels renouvelables à bas coûts dans d'autres pays de l'UE.

Notons que les investissements additionnels dans les ENR déclenchés dans le scénario OPS ne concernent pas seulement la France, mais **l'ensemble des États membres de l'UE**. Le déclassement de quelque 57 GW de charbon (comparé au scénario de référence) augmente la part des ENR dans la production d'électricité européenne, pour atteindre 61 % à l'horizon 2030. Une part considérable des investissements dans les ENR concerne les pays voisins de la France (cf. Figure 4). La comparaison de la production d'ENR dans ces pays (dont l'Irlande, le Portugal et les Pays-Bas) révèle une production renouvelable de 100 TWh, soit 14 % de plus que dans le scénario le plus ambitieux du BP 2017 de RTE, le scénario *Ampère*.¹² Autrement dit, le déploiement des énergies renouvelables pourrait être beaucoup plus rapide que ne l'anticipent les études de référence actuelles.

Figure 4 : Capacités ajoutées entre 2015 et 2030 (OPS) dans l'ensemble des pays voisins de la France.¹³



Conclusion 2: En surestimant le coût des technologies renouvelables, les projections actuelles sous-estiment systématiquement le potentiel d'augmentation des capacités renouvelables en Europe lié à la fermeture progressive des centrales électriques conventionnelles.

¹² Dans la mesure où la production des ENR en 2030 dans les pays voisins de la France n'est pas disponible publiquement en date de publication du rapport, les chiffres pour 2030 ont été estimés sur la base d'une extrapolation linéaire entre aujourd'hui et 2035.

¹³ Il est supposé que les facteurs de charge des capacités de production renouvelables seront supérieurs à ceux observés aujourd'hui : + 50 % pour l'éolien terrestre ; compte tenu des progrès technologiques des derniers modèles de turbines, les facteurs de capacité de l'éolien en mer atteignent quant à eux jusqu'à 50 % dans plusieurs pays. Pour de plus amples détails, veuillez consulter <http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/>.



Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition

Considération tout aussi importante, dans le scénario d'opportunité, **la production d'électricité à partir de gaz**, qui compte parmi les options de flexibilité conventionnelles les plus utilisées actuellement, **diminue considérablement dans l'UE par rapport aux niveaux actuels**. Sous l'effet de la diminution importante de la production à base de charbon, la flotte existante de centrales à cycle combiné gaz (CCG) tourne plus fréquemment, ce qui devrait améliorer sa rentabilité par rapport aux scénarios sans déclassement des centrales à charbon. En revanche, les nouvelles installations de capacités de production au gaz se révèlent moins compétitives que de nouvelles capacités éoliennes, solaires et d'autres solutions de flexibilité. Par conséquent, aucune nouvelle centrale à gaz n'est construite, à l'exception de quelques turbines à gaz à circuit ouvert (OCGT – centrales à gaz de pointe) utilisées quelques heures par mois (± 200 h/an).

Malgré la fermeture de 24 GW de capacités de production en base et semi-base, la France **ne nécessite aucun investissement dans de nouvelles capacités au gaz** (aucune centrale CCG de semi-base et aucune OCGT de pointe ne sont nécessaires) ou de stockage d'électricité (stations de pompage-turbinage hydraulique ou batteries connectées au réseau). Au lieu de cela, les interconnexions (supposées au même niveau que dans le scénario de référence), un plus grand recours aux centrales CCG existantes et le pilotage de certaines consommations fournissent la flexibilité nécessaire pour intégrer la production croissante d'ENR et satisfaire les pointes de consommation électrique, même en période de faible production des énergies renouvelables (cf. chapitre suivant).

Conclusion 3: Le passage des technologies à charbon et nucléaire aux technologies renouvelables peut se faire sans augmenter la demande en gaz au-delà des niveaux actuels, dans la mesure où le pilotage des consommations et les interconnexions électriques peuvent fournir la flexibilité nécessaire au système électrique.

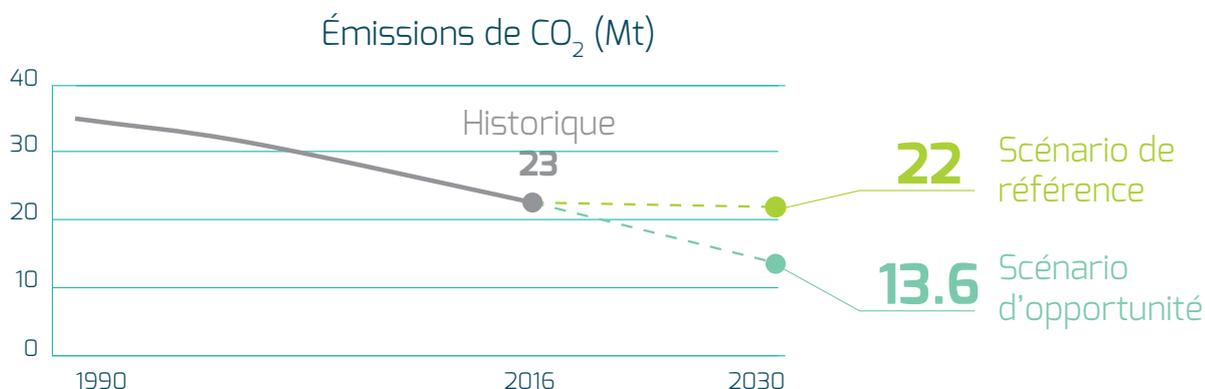
3.2 La sortie du charbon et la réduction simultanée de la capacité nucléaire sont compatibles avec la réduction des émissions de CO₂

Comparées aux niveaux de 1990, les émissions françaises annuelles de CO₂ liées à la production d'électricité¹⁴ sont réduites de près de 40 % dans le scénario de référence, atteignant 22 MtCO₂ en 2030. La sortie des 3 GW de capacités au charbon restantes dans le scénario d'opportunité **accentuerait cette diminution des émissions de CO₂ pour atteindre une baisse de 61 % par rapport au niveau de 1990 ou 14 MtCO₂ par an, même compte tenu d'une réduction à 40 GW de la flotte nucléaire**. Les émissions restantes se traduiraient par une empreinte carbone d'environ 23 grammes de CO₂ par kWh produit, chiffre à comparer aux 40 g/kWh produits actuellement. Malgré la réduction simultanée des capacités nucléaires et à charbon, les émissions peuvent être réduites dans la mesure où la baisse de la production d'électricité d'origine nucléaire ou à partir de charbon est compensée par l'augmentation de la production renouvelable, une légère augmentation de 9 TWh/an de la production d'électricité des centrales à gaz existantes et une diminution des exportations vers les pays voisins.

¹⁴ Les émissions ne couvrent que la production d'électricité, mais incluent les installations de cogénération. Valeurs historiques (pré-2016) basées sur l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques, diminuées des émissions provenant de la production de chaleur pour les réseaux de chaleur publics.



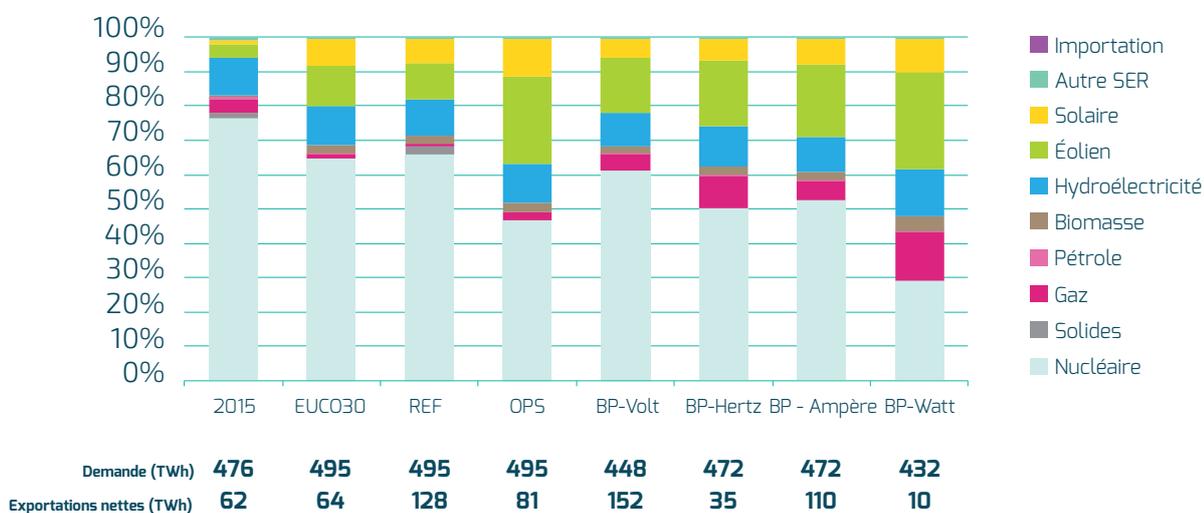
Figure 5 : Évolution des émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité (installations de cogénération incluses), 1990-2030 dans les scénarios de référence et d'opportunité .



Conclusion 4: en France, le développement accéléré des énergies renouvelables permettrait la sortie du charbon et la réduction simultanée des capacités nucléaires à 40 GW à l'horizon 2030, sans augmenter les émissions de CO₂.

3.3 Les énergies renouvelables peuvent fournir 50 % du mix électrique français dès 2030

Figure 6 : Mix électrique français, 2015-2030





Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition

Dans le **scénario de référence**, qui est proche du scénario EUCO30, la production d'électricité d'origine nucléaire reste la source d'électricité principale en France (65 % de la production globale), devant l'hydroélectricité (10 %), l'énergie éolienne (10 %) et l'énergie solaire photovoltaïque (7 %). La production d'électricité à partir du charbon ne représente que 2 % de la production globale. Dans ce scénario, **les filières renouvelables représenteraient 31 % de l'électricité produite, et la France n'atteindrait donc pas sa cible de 40 % d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelable à l'horizon 2030**. La France conserverait un solde exportateur net d'électricité avec 128 TWh d'exports nets par an, soit près du double des exportations nettes françaises de 2015.

Dans le **scénario d'opportunité**, la fermeture de 20 GW de centrales nucléaires et de 3 GW d'unités au charbon, associée à l'accélération de la **croissance de la production solaire et éolienne et au pilotage de la demande, permet d'augmenter la part des ENR pour atteindre 51 %**, soit trois fois la part de 17 % constatée en 2017. Cette part des ENR dans le mix électrique français est considérablement plus élevée que dans les scénarios Ampère et Hertz du BP 2017 de RTE, lesquels font état de niveaux similaires de production nucléaire, mais n'atteignent respectivement qu'une part d'environ 42 et 40 % de la production totale des ENR. Seul le scénario Watt envisage une part d'ENR plus importante (56 %), du fait de la réduction des capacités nucléaires à 19 GW. Dans le scénario OPS, les investissements dans les capacités des filières renouvelables augmentent la production d'électricité d'origine éolienne et solaire de 80 et 20 TWh respectivement ; les ENR variables couvrent alors 37 % de la production d'électricité française. En complément de l'augmentation de la production d'électricité des filières renouvelables, la baisse de la production d'électricité provenant du charbon et du nucléaire (-156 TWh) est en partie compensée par la réduction des exportations et la légère augmentation de l'électricité produite à partir de gaz. Les exportations nettes annuelles de la France se réduisent à 81 TWh, chiffre qui reste supérieur aux niveaux d'exportation actuels (62 TWh en 2015). La part de la production d'électricité à partir de gaz est triplée, passant de 0,7 à 2,3 %. Aucune nouvelle capacité au gaz n'étant ajoutée, l'utilisation des centrales CCG existantes passe de 500 heures de fonctionnement à pleine puissance dans le scénario de référence à environ 1 600 heures dans le scénario d'opportunité. Toutefois, la production d'électricité à partir de gaz (et donc la demande en gaz) reste largement en-dessous des niveaux actuels (13 TWh dans l'OPS contre 22 à 42 TWh entre 2015 et 2017).

Conclusion 5: la France peut atteindre un objectif de part des énergies renouvelables dans le mix électrique national de 50 % en 2030, tout en maintenant des niveaux d'exportation importants. Une grande part de la production d'électricité variable peut être associée à la production nucléaire pour assurer la plus grande partie de la production (>80 %), les interconnexions et le pilotage des consommations électriques fournissant la flexibilité nécessaire pour garantir la stabilité du système.



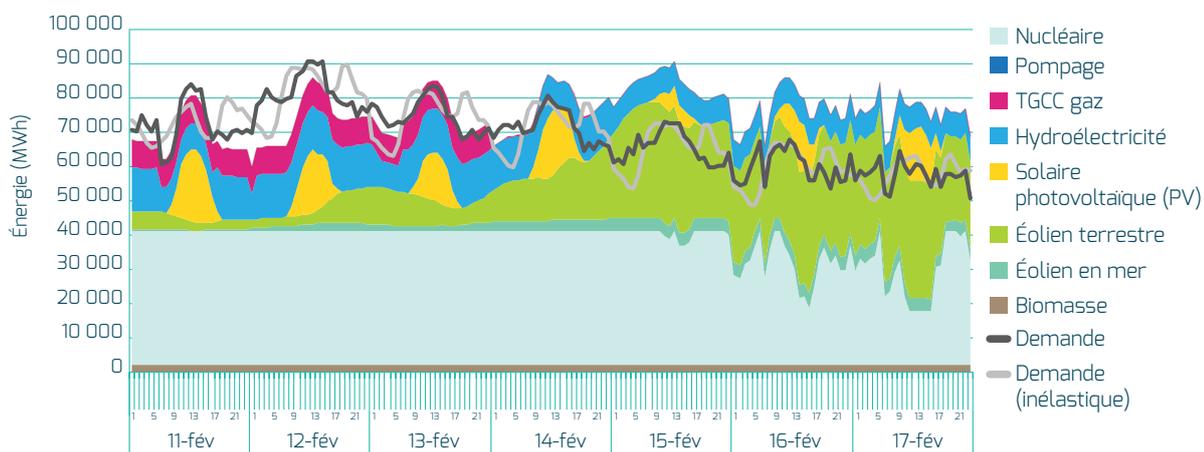
3.4 Équilibre du système électrique : à certaines heures, les énergies renouvelables ont tendance à écartier le nucléaire du marché

L'étude détaillée de l'équilibrage du système électrique au pas de temps horaire dans le scénario OPS révèle que les productions provenant des énergies renouvelables variables et du nucléaire peuvent garantir une alimentation fiable en électricité. Néanmoins, à certaines heures, les filières renouvelables ont tendance à écartier la production d'électricité provenant du nucléaire du marché.

En **hiver**, la demande française en électricité (illustrée par la ligne blanche sur le graphique ci-dessous) est surtout satisfaite par les filières nucléaire et renouvelables. Cependant en période de très forte demande (habituellement lorsque les températures sont basses et le chauffage électrique pousse la consommation d'électricité à la hausse) ou de faible production des énergies renouvelables, les centrales au gaz viennent combler l'écart. Et, lorsqu'elles ne suffisent pas, les **importations des pays voisins sont aussi sollicitées**.

En même temps, lorsque les périodes de forte production d'énergie éolienne (qui interviennent habituellement en hiver) coïncident avec de faibles niveaux de demande, la production d'origine nucléaire et des filières renouvelables dépasse la demande en électricité. Lorsque cette électricité ne peut pas être stockée ou exportée vers des pays voisins, les centrales nucléaires doivent réduire leur production. Les énergies renouvelables au coût marginal de production nul écartier alors du marché les centrales nucléaires plus chères (selon l'effet de présence économique qui s'accompagne d'une réduction des prix du marché de gros).

Figure 7 : Mix électrique français au pas de temps horaire dans le scénario d'opportunité, au cours d'une semaine d'hiver

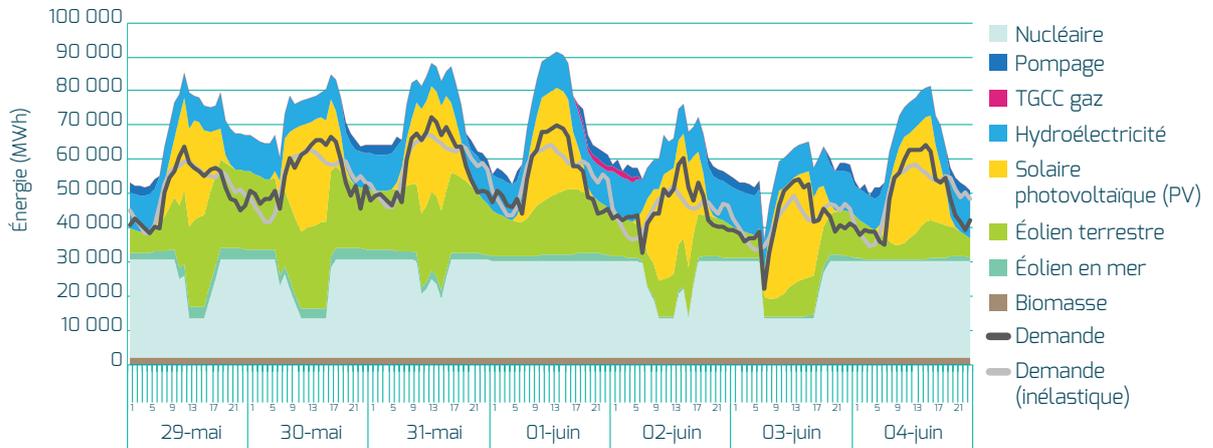


Le même effet devient encore plus apparent en **été** : les énergies solaire photovoltaïque, éolienne et hydroélectrique couvrent alors une part importante de la demande, dépassant souvent 70 % de la demande journalière. Pendant certaines heures du jour, surtout aux environs de midi, **la production photovoltaïque oblige les centrales nucléaires à réduire leur production**, même en tenant compte d'une baisse de leur disponibilité en raison des travaux de maintenance programmés. Cet effet est accentué par les importations d'électricité sans coût marginal provenant des pays voisins, notamment celle de la production d'électricité solaire PV espagnole (cf. chapitre suivant).



Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition

Figure 8 : Mix électrique français au pas de temps horaire dans le scénario d'opportunité, au cours d'une semaine d'été



Dans le scénario d'opportunité, la fermeture d'un tiers des capacités nucléaires françaises, parallèlement à l'expansion substantielle des ENR en France et à l'étranger, permet de maintenir l'utilisation moyenne des capacités nucléaires à 77 %, chiffre proche des 78 % observés dans le scénario de référence. Ceci montre que le déclassement des capacités nucléaires doit suivre progressivement le déploiement des énergies renouvelables, afin de garantir l'utilisation des capacités nucléaires pour maintenir leur rentabilité.¹⁵ La comparaison du scénario de référence et du scénario d'opportunité montre que les capacités nucléaires au-delà de 40 GW, en association avec des parts d'ENR importantes (telles que les prévoit le scénario de référence), produisent surtout une électricité exportée vers les pays voisins (128 contre 81 TWh, cf. chapitre suivant). Toutefois, la possibilité d'exporter ce surplus d'électricité à l'étranger de manière rentable apparaît très incertaine (cf. chapitre 3.1). En effet, indépendamment de la volonté de la France, elle dépend de l'évolution du mix électrique des pays voisins ainsi que de l'évolution des prix de l'énergie et du CO₂.

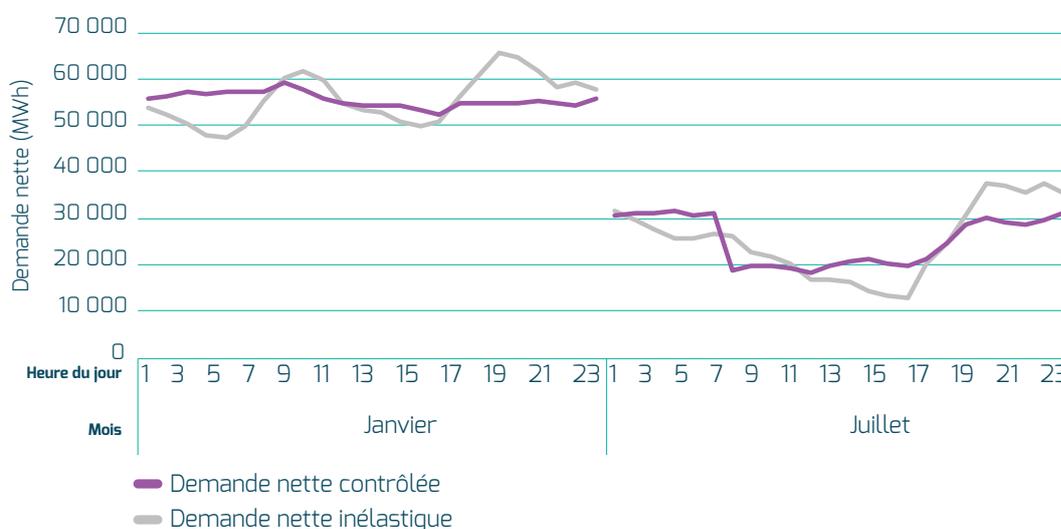
Conclusion 6: la croissance modeste de la demande électrique et la croissance de la production d'origine renouvelable en Europe contribuent à réduire la rentabilité du réinvestissement dans les réacteurs nucléaires existants, dans la mesure où les unités aux coûts de production plus élevés sont plus fréquemment écartées du marché.

Comme nous l'avons vu précédemment, **le pilotage des consommations compte parmi les éléments clés** pour intégrer les énergies renouvelables variables et réduire le besoin en capacités pilotables de sources fossiles. En hiver, le pilotage des consommations permet de transférer une partie de la demande d'électricité du soir vers la nuit afin de réduire la pointe hivernale et de maintenir l'utilisation de l'énergie nucléaire en base. En été, la charge est transférée des premières heures du matin et des soirées vers le milieu de la journée, afin d'exploiter au mieux la production d'électricité solaire. À cet égard, le schéma journalier de pilotage de la consommation des clients résidentiels reflète une adéquation parfaite avec le profil de production quotidien de l'énergie solaire PV. Le pilotage de la consommation peut donc être considéré comme une mesure « sans regrets », car une plus grande élasticité de la demande par rapport au prix augmente l'efficacité du marché et diminue le coût global du système.

¹⁵ Une étude détaillée de la rentabilité des capacités nucléaires françaises dans diverses conditions-cadres a fait l'objet d'une analyse approfondie par Agora Energiewende et IDDRI: <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/rapport/lenergiewende-et-la-transition-energetique-lhorizon-2030-resume>



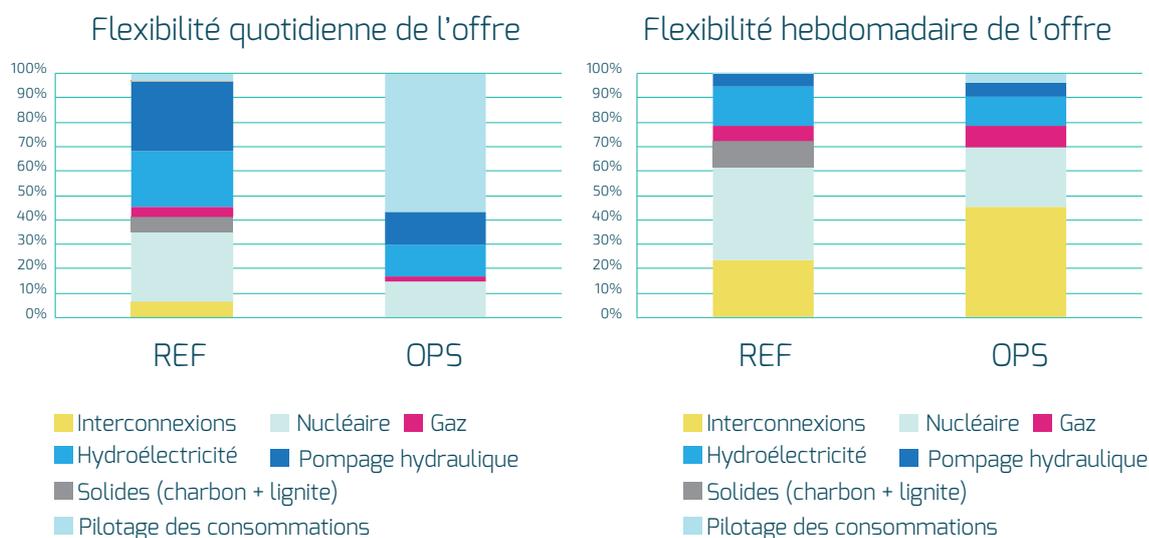
Figure 9 : Demande nette horaire moyenne en janvier et juillet



3.5 Les besoins de flexibilité croissants peuvent être satisfaits à moindre coût avec un recours minime aux centrales à gaz

L'augmentation de la part des énergies renouvelables variables s'accompagne habituellement d'une augmentation des besoins de flexibilité pour le système. La flexibilité du système électrique doit par conséquent être augmentée, afin d'assurer l'équilibre constant de l'offre et de la demande. Dans le scénario de référence, les **besoins de flexibilité quotidiens** sont principalement satisfaits par le pompage hydraulique (29 %), l'énergie nucléaire (30 %) et l'hydroélectricité (23 %). Les interconnexions comptent pour environ 7 %. En revanche, dans le scénario d'opportunité, le pilotage des consommations, en faisant appel notamment au V2G, couvre près de 60 % des besoins de flexibilité quotidiens, compensant la réduction de la flexibilité assurée par les filières nucléaires et charbon et diminuant la contribution du pompage hydraulique et de l'hydroélectricité à environ 13 %.

Figure 10 : Besoins de flexibilité quotidiens et hebdomadaires





Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition

S'agissant des **besoins de flexibilité hebdomadaires**, les centrales nucléaires et interconnexions en fournissent la majeure partie, dans le scénario de référence (plus de 60 %) comme dans le scénario d'opportunité (près de 70 %), les interconnexions venant compenser la réduction de la contribution des unités nucléaires. Les besoins de flexibilité résiduels sont satisfaits par les centrales à gaz et hydroélectriques, et la contribution du pilotage des consommations reste marginale dans la mesure où il se limite surtout au transfert de charge à l'échelle journalière.

Conclusion 7: Sources importantes de flexibilité, le pilotage des consommations et le stockage d'électricité quotidien associé à la fonctionnalité de déchargement des batteries des véhicules électriques sur le réseau (*vehicle-to-grid*) facilitent l'intégration d'une proportion croissante d'électricité d'origine renouvelable (en particulier la production solaire photovoltaïque). De même, les interconnexions sont des outils stratégiques pour assurer la flexibilité du système électrique, en remplacement des centrales thermiques flexibles.

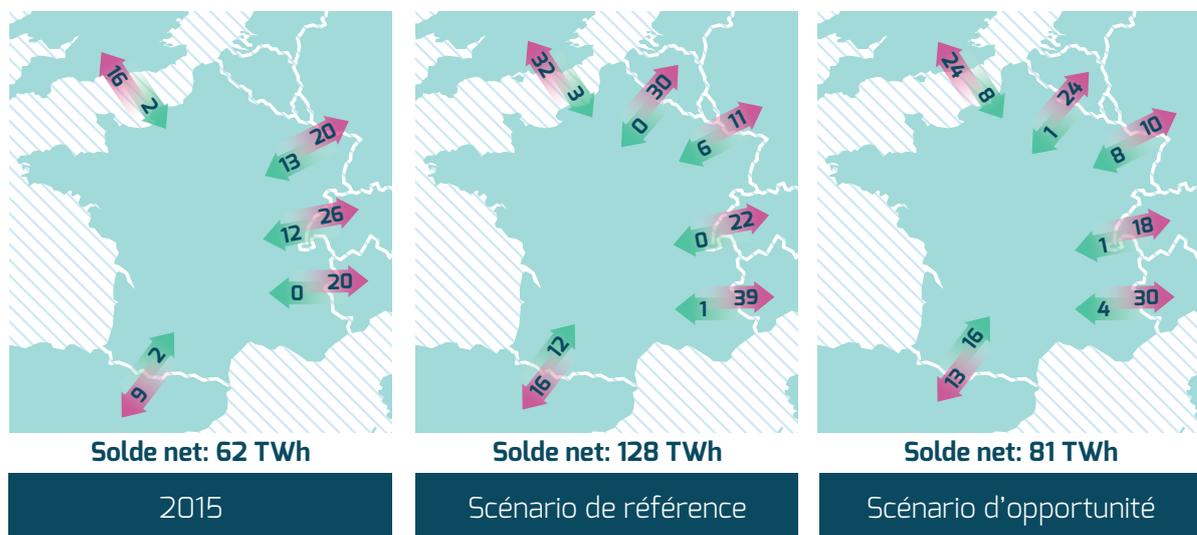
3.6 Renforcer la coopération régionale pour assurer la sécurité d'approvisionnement à moindre coût

Dans le **scénario de référence**, la France est exportatrice nette d'électricité vers tous les États membres voisins pour un montant total annuel de 128 TWh. Ce chiffre, deux fois plus important que celui observé en 2015, est conforme aux scénarios les plus exportateurs du BP 2017 de RTE, les scénarios Volt et Ampère (avec 152 et 110 TWh d'exportations nettes annuelles, respectivement).

Si les interconnexions avec le Royaume-Uni et la Suisse servent presque exclusivement aux exportations françaises, les interconnexions avec l'Allemagne et surtout avec l'Espagne servent aux importations vers la France en hiver, pour accommoder les pics de demande. En effet, on observe que la demande française thermosensible ne peut alors être couverte qu'en faisant appel aux centrales à gaz espagnoles.

Dans le **scénario d'opportunité**, la France conserve un solde exportateur annuel net, mais l'arrêt de 20 GW de capacité nucléaire s'accompagne d'une augmentation des importations et d'une diminution des exportations par rapport au scénario de référence. Les exportations nettes se réduisent alors à 81 TWh, mais dépassent néanmoins celles des scénarios Hertz et Watt du BP 2017 (35 et 10 TWh, respectivement).

Figure 11 : Flux d'importation et d'exportation dans les scénarios de référence et d'opportunité

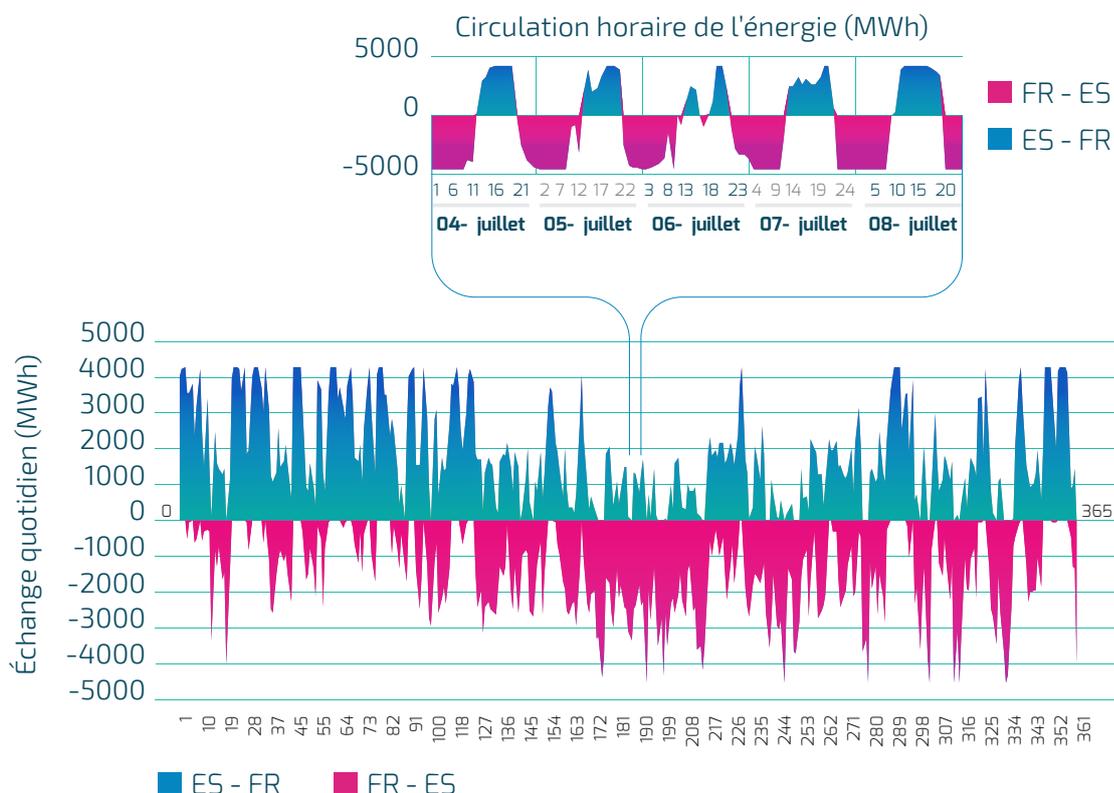




Cela étant, la dépendance plus prononcée à l'égard des importations ne doit pas être interprétée comme une menace à la sécurité d'approvisionnement du système français. Au contraire, une optimisation à l'échelle européenne montre qu'un **système électrique européen de plus en plus interconnecté, planifié de façon concertée, aboutit à des économies de coûts majeures pour tous les États membres et à une augmentation de la sécurité d'approvisionnement à l'échelle régionale**, qui permet d'assurer à moindre coût l'adéquation offre-demande à l'échelle nationale. Favoriser l'interdépendance des systèmes d'électricité nationaux apporte des bénéfices collectifs importants, dans la mesure où la sécurité du système est maintenue pour un coût significativement plus bas, inférieur de 3,4 milliards d'euros par an en 2030, pour l'ensemble de l'UE.

Cette « nouvelle norme » d'interdépendance entre les systèmes électriques nationaux est illustrée par la figure suivante, laquelle examine les flux d'échange entre la France et l'Espagne qui, au final, ressemble à la situation actuelle avec l'Allemagne et l'Espagne bien qu'avec des volumes échangés plus élevés. Elle révèle que la France et l'Espagne échangent des volumes considérables d'électricité, dont les flux varient significativement d'une période de l'année à l'autre. En hiver, l'Espagne exporte de l'électricité pour aider la France à couvrir ses pics de demande, principalement provoqués par le chauffage électrique. En été, ces deux pays tirent parti réciproquement de leurs sources d'électricité à bas coûts : la France importe de l'électricité solaire espagnole pendant la journée (et, potentiellement, la transfère vers d'autres pays), alors que la nuit, l'Espagne profite de la production d'énergie nucléaire et éolienne française.

Figure 12: Flux d'échange entre la France et l'Espagne vus par le scénario d'opportunité (OPS)





Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition

Conclusion 8: La coopération régionale pour utiliser au mieux les capacités d'interconnexion représente une solution à moindre coût pour répondre aux besoins de flexibilité. Les échanges d'électricité et la coopération régionale représentent des solutions économiquement efficaces pour faire baisser les factures d'électricité tout en augmentant la sécurité d'approvisionnement électrique, tant en France que dans les pays voisins.



4. Conclusion



La baisse tendancielle **des coûts des énergies renouvelables** façonnera fondamentalement l'avenir des secteurs énergétiques européen et français. Autrefois lourdement tributaires des subventions publiques, les énergies solaire et éolienne seront vraisemblablement les technologies de production d'électricité les moins chères en Europe au cours des prochaines décennies. Associées à la sortie du charbon et au déclassement partiel des centrales nucléaires, à la coopération régionale pour la gestion des réseaux, et au pilotage des consommations, la baisse des coûts des technologies ENR pourrait déclencher une accélération de la production électrique d'origine renouvelable et un déploiement rapide des ENR à bas coûts. C'est d'autant plus vrai pour la France, où **la part des ENR dans le mix électrique pourrait atteindre 51 %** à l'horizon 2030, chiffre largement supérieur à l'objectif de 40 % visé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015.

Un mix électrique basé sur la **production nucléaire** (qui compterait pour près de la moitié de la production d'électricité intérieure) **et la production d'énergie renouvelable** (qui compterait pour l'autre moitié) **est faisable** à l'horizon 2030, sans augmenter les émissions de CO₂. Le pilotage des consommations, les interconnexions et l'utilisation des capacités en gaz existantes peuvent en effet assurer la stabilité du système électrique.

En revanche, des **capacités nucléaires supérieures à 40 GW**, associées à une production croissante issue des sources renouvelables, auraient **tendance à créer une surabondance d'électricité** qui devrait alors être exportée. Mais les possibilités d'exportation dépendent de l'évolution future du mix électrique des pays voisins, qui est incertaine et pourrait se traduire par une expansion rapide et importante des énergies renouvelables. Une telle situation **réduirait** la rentabilité du réinvestissement dans les réacteurs nucléaires existants.

Enfin, la **coopération régionale pour utiliser au mieux les capacités d'interconnexion et la flexibilité du côté de la demande sont essentielles** à l'adéquation offre-demande, dans un système électrique plus renouvelable. Mais l'activation de ces deux leviers nécessitera un soutien politique sans faille. La première priorité à cet égard est de doter le marché européen de l'électricité de règles robustes dans le cadre du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les européens ».

