

## Quel mix pour le système électrique en 2060 : une optimisation économique

Arnaud Mainsant\*, David Marchal\*, Jean-Michel Parrouffe\*

@75669

*Sous l'angle de la maîtrise des coûts de revient, quelle serait la trajectoire optimale d'évolution du mix électrique, entre 2020 et 2060, assurant l'équilibre offre/demande horaire? C'est à cette question que l'ADEME a souhaité répondre par des travaux menés en 2017 et 2018, fondés sur un modèle d'optimisation capable de minimiser le coût total du système sur plusieurs décennies. Ils montrent qu'à cet horizon de temps, certaines tendances majeures, d'ampleur internationale, se conjugueront pour structurer significativement les mix nationaux : baisse généralisée des coûts des EnR, interconnexions renforcées et solutions technologiques de pilotabilité des usages. Anticiper ces évolutions permet d'éclairer le débat public pour mieux les accompagner et en maximiser les bénéfices pour la collectivité nationale.*

### 1. Le choix d'une quantification fondée sur l'optimisation des coûts totaux pour la collectivité

#### 1.1. Objectif : anticiper l'évolution du système électrique afin d'éclairer les décisions publiques

L'ADEME est un des opérateurs-clés de l'État pour entraîner la société dans la transition écologique et énergétique. À ce titre, elle produit régulièrement des études prospectives et sur le coût de l'énergie. L'ADEME a également pour mission de promouvoir la maîtrise de la demande en énergie et de faciliter le développement des énergies renouvelables.

Dans ce contexte, l'ADEME a réalisé entre 2017 et 2018 une étude sur les «Trajectoires

d'évolution du mix électrique 2020-2060», dont les conclusions ont été rendues publiques en décembre 2018 par le biais d'un document de synthèse et d'un rapport précisant de manière exhaustive ses hypothèses, complétés en mars 2019 par un rapport d'analyses complémentaires, une «foire aux questions» et des fichiers détaillant les données horaires de consommation et de production pour deux années de l'étude, 2035 et 2050 (<https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>).

#### 1.2. Une logique d'optimisation économique afin de favoriser l'acceptabilité du mix

Tout comme la première étude prospective de l'ADEME portant sur le mix électrique à horizon 2050, publiée en 2015 (<https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>), les travaux portent sur une optimisation économique du système électrique dans son ensemble (réseaux et parc de production, stockage inclus).

\* ADEME (cf. biographies p. 83-84).

Cet article se base sur une étude réalisée pour le compte de l'ADEME par la société Artelys. L'étude complète est disponible à l'adresse suivante : <https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>

Si l'horizon 2060 peut paraître lointain, il s'avère pertinent à l'échelle du système électrique, dont les actifs sont dimensionnés pour durer plusieurs décennies. En outre, cet horizon permet de prendre en compte pleinement les baisses de coût attendues de certaines technologies.

Plus précisément, l'étude répond à la question suivante : « sous l'angle de la maîtrise des coûts de revient pour la collectivité, quelle serait la trajectoire optimale d'évolution du mix de production électrique, entre 2020 et 2060, qui permette d'assurer la sécurité d'approvisionnement au pas de temps horaire, dans un contexte d'évolution des usages et des coûts de production? ».

Neuf trajectoires ont été produites. Ce nombre ne permet pas de couvrir l'ensemble des « champs du possible », mais il concourt à tester la robustesse du système électrique à différents aléas, en termes de sécurité d'approvisionnement : deux niveaux de demande annuelle contrastés, différents niveaux de déploiement des interconnexions, plusieurs scénarios de déploiement des EnR en Europe, un renchérissement des coûts de production EnR, un déploiement imposé de nucléaire de troisième génération, une fermeture rapide du nucléaire historique et enfin une demande de « *power-to-gas* » en augmentation.

Pour réaliser ces différentes trajectoires, le modèle procède à une optimisation économique dont la « fonction-objectif », au sens mathématique, est la minimisation du coût total du système électrique à prolonger et à déployer sur 40 ans (2020-2060) pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la demande électrique française. Par extension, cette notion de coût intègre certaines recettes comme les exports. La somme des composantes suivantes constitue le coût à minimiser :

- CAPEX (ou « dépenses d'investissement ») des moyens de production, dont stockage; sont incluses les filières de production biomasse, cogénération, gaz (CCGT pour « *Combined Cycle Gas Turbine* » et OCGT pour « *Open Cycle Gas Turbine* »), charbon, éolien

terrestre et marin, fioul, géothermie, hydraulique, énergies marines, nucléaire, photovoltaïque (ci-après PV) sur toitures et au sol, ainsi que les filières de stockage par batteries et par STEP (pour Station de Transfert d'Énergie par Pompage);

- OPEX (ou « dépenses d'exploitation ») de ces mêmes moyens;
- CAPEX des solutions de flexibilité des usages;
- Coûts de réseaux (distribution, répartition, transport et interconnexions);
- Contribution au Service Public de l'Électricité, pour les projets avant 2018;
- Coûts de défaillance et d'effacement industriel;
- Recettes du « *power-to-X* », où le « X » désigne la production de gaz et de chaleur industrielle à partir d'électricité;
- Rente de congestion liée aux interconnexions;
- Bilan (en termes de dépenses/recettes) des échanges d'électricité aux frontières.

L'ensemble des hypothèses prises en compte, notamment économiques, fait l'objet d'un document d'une vingtaine de pages disponible au lien susmentionné. À titre d'illustration synthétique :

- Les LCOE considérés dans l'étude (« *Levelized Cost of Energy* », autrement dit les coûts actualisés de l'énergie incluant CAPEX et OPEX sur une période donnée), à horizon 2050, s'échelonnent entre 36 et 50 €/MWh pour les EnR terrestres, d'une durée de vie de 25 ans (nouvelles installations PV et éolien) et 58 à 80 €/MWh pour les éoliennes en mer, d'une durée de vie de 30 ans.

- Le coût de prolongation du nucléaire considéré dans l'analyse correspond à un LCOE de 42 €/MWh, calculé à partir des coûts du grand carénage calculés par la Cour des comptes.

- Le LCOE des EPR considéré dans l'analyse est de 85 €/MWh en supposant une production en base toute l'année; dans la variante « EPR en série », on suppose que la filière EPR arrive à réduire le LCOE jusqu'à 70 €/MWh. L'ADEME s'est basée sur une note de la Société Française d'Énergie Nucléaire d'avril 2018,

«Le nucléaire français dans le système énergétique européen» : les coûts moyens de production du nucléaire de troisième génération, tels que présentés par la SFEN, sont estimés à 75 €/MWh en 2015 et aboutissent à 70 €/MWh à horizon 2050. Pour les trois premiers exemplaires, il a été décidé de retenir la valeur de 85 €/MWh, sur la base de l'estimation de la Cour des comptes tirée de son rapport de 2012. Les LCOE pris en compte ont intégré différents travaux, en particulier la publication 2017 du Joint Research Center de la Commission européenne sur les coûts des EnR («*Cost development of low carbon energy technologies*», scénario intermédiaire).

- Les hypothèses de coûts de combustible et du CO<sub>2</sub> utilisées dans l'analyse sont tirées du scénario New Policies du document «*World Energy Outlook 2017*» de l'Agence Internationale de l'Énergie, fixées par ledit document jusqu'en 2040 puis projetées linéairement par l'ADEME jusqu'en 2060 : cela correspond à une taxe carbone par tCO<sub>2</sub> fixée à 43 € en 2040, 57 € en 2050 et 71 € en 2060.

L'outil d'optimisation employé est celui développé par la société Artelys : Artelys Crystal Super Grid, utilisé notamment dans le cadre d'études pour la Commission européenne (<https://www.artelys.com/fr/publications-fr/rapports-etude>). Pour cette étude, le modèle évalue, par pas de 5 ans, la composition du mix optimal français pour minimiser la somme actualisée à 2,5 % de ses coûts de production, au sein du système électrique d'Europe de l'Ouest (France et 5 groupes regroupant 14 pays : Belgique, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Autriche, République tchèque, Slovaquie, Slovénie, Suisse, Italie, Espagne, Portugal, Grande-Bretagne, Irlande du Nord), tout en respectant l'équilibre offre-demande au pas horaire. La valeur de 2,5 % correspond au taux d'actualisation sans risque recommandé par la Commission Quinet de 2013 ; par ailleurs, pour prendre en compte le coût de financement des investissements, les coûts à payer pour investir dans une technologie intègrent une «prime d'investissement» calculée en considérant un taux de financement de 5,25 % pour les

investissements considérés comme faiblement risqués et 7,5 % pour les autres investissements.

L'optimisation doit par ailleurs satisfaire la sécurité d'approvisionnement sur plusieurs années météorologiques contrastées : dans ce but, 7 années historiques ont été prises en compte, de 2006 à 2013. Ces années sont assez contrastées en termes de conditions climatiques, avec notamment un hiver 2009 et un mois de février 2012 parmi les plus froids depuis respectivement 20 et 70 ans, et a contrario un printemps 2011 et un été 2006 parmi les plus chauds depuis un siècle.

### 1.3. Le principe de l'optimisation mathématique appliqué au système énergétique

L'outil est capable d'optimiser les coûts de production de l'électricité sur toute la période 2020-2060. En termes mathématiques, le problème est résolu par décomposition en faisant intervenir un problème maître et des problèmes esclaves (pour plus d'informations, se rendre sur <https://www.artelys.com/fr/crystal/super-grid/>).

- Problème maître

Le problème-maître est la minimisation de la somme des coûts d'investissement, des coûts d'opération et de l'espérance mathématique des solutions des problèmes esclaves (c'est-à-dire la moyenne pondérée des valeurs que peuvent prendre ces variables), définis ci-dessous.

À ce problème maître s'associent des contraintes diverses : fonctionnement et durée de vie des installations, rythme de déploiement, «*repowering*» (en fin de vie des installations originelles)...

- Problèmes esclaves

Le principe des problèmes esclaves est de résoudre le problème de gestion du système de production, en fixant les capacités à celles obtenues par la résolution du problème maître.

Il est important de préciser qu'un déploiement minimal de PV et d'éolien est imposé jusqu'en 2030, de sorte à respecter les objectifs PPE; la rentabilité des EnR installées dans cette période n'est donc pas garantie et restera en partie dépendante d'une intervention financière de l'État. En revanche, le modèle d'optimisation garantit qu'après 2030, le déploiement des infrastructures d'une technologie donnée n'est réalisé que s'il est rentable sur sa durée de vie, à partir d'une rémunération directe sur les marchés de l'électricité, et s'il est économiquement plus intéressant qu'un autre moyen.

Il existe des technologies dont les coûts de production estimés sont supérieurs aux revenus estimés et qui n'apparaissent donc pas sous optimisation économique, mais dont on sait qu'elles pourraient se développer selon d'autres critères, non économiques; aussi ont-elles fait l'objet d'une «scénarisation» minimum dans une ou plusieurs trajectoires :

- Le nucléaire de troisième génération (EPR), dans une logique industrielle; outre le cas de Flamanville, l'EPR est introduit spécifiquement dans une trajectoire dédiée au déploiement imposé de 14 réacteurs d'ici 2060;
- Le PV sur petites toitures (correspondant à l'autoconsommation), qui est scénarisé dans toutes les trajectoires de sorte à atteindre 19 GW de puissance installée en 2060;
- L'éolien en mer, qui est scénarisé de façon plus ou moins importante dans les trajectoires, dans une logique industrielle.

Afin de faciliter la compréhension de l'optimisation réalisée par le modèle, il est précisé ci-après deux grandes catégories de contraintes et de paramètres pris en compte.

*Première catégorie, les contraintes de sécurité d'approvisionnement*

Sous cette dénomination est considérée la contrainte exigeant qu'à toute heure doit être vérifié l'équilibre offre/demande d'électricité de la France continentale, interconnectée à l'Europe. Les variables d'optimisation intègrent à la fois :

- Les capacités installées en France dans les différents moyens de production, dans la limite de gisements maximums définis par technologie;
- Le parc de production européen, hors France : ce dernier est fixé d'avance sur la base de scénarios institutionnels, à l'exception des capacités des centrales gaz qui sont optimisées lors d'une étape intermédiaire;
- Les capacités de stockage et de conversion d'électricité en hydrogène ou en gaz de synthèse, dans la limite de gisements maximums;
- Les capacités d'interconnexion aux frontières; jusqu'en 2035, les hypothèses d'interconnexion sont fondées sur le scénario Médian de déploiement des interconnexions dans le bilan prévisionnel 2017 de RTE, soit un maximum de 22 GW d'import et 28 GW d'export. Au-delà, l'optimisation permet de continuer à investir aux différentes frontières, à un rythme maximal de 1 GW par pays voisin tous les 10 ans. Les hypothèses sur le potentiel de développement des interconnexions représentent donc des gisements maximums, la capacité d'interconnexion retenue par le modèle étant le résultat de l'optimisation économique (*in fine*, dans la trajectoire de référence, à horizon 2050 l'optimisation conduit à n'ajouter que 1 GW d'import et 2 GW d'export par rapport aux capacités de 2035 retenues dans le scénario Médian du bilan prévisionnel 2017 de RTE);
- L'ordre d'appel des différents moyens de production et de flexibilité pour assurer l'équilibre offre-demande au pas horaire, pour la France et les pays voisins (le dispatching économique du parc français et ceux des systèmes voisins sont déterminés conjointement); dans ce contexte, les échanges aux frontières sont le résultat du principe de préséance économique entre les différents producteurs européens.

Notons qu'à horizon 2050, les scénarios «hors France» pris en compte par le modèle sont conformes à des ambitions de déploiement de PV et d'éolien comparables à la récente publication de la Commission européenne sur les trajectoires de neutralité carbone à horizon 2050 («A Clean Planet for all —

## Quel mix pour le système électrique en 2060 : une optimisation économique

| Hypothèses   | Trajectoire de référence  |
|--|---|
| Coût du nucléaire EPR  | 85 €/MWh  |
| Trajectoire EPR  | Optimisation libre  |
| Part du nucléaire historique prolongeable au prix standard à chaque visite décennale | 70 %  |
| Taux EnR   | Niveau haut de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) jusque 2030, puis optimisation libre |
| Déploiement des ENR  | Avec contrainte de rythme maximum annuel  |
| Acceptabilité EnR  | Référence   |
| Augmentation capacité fossile  | Interdite   |
| Prix du CO <sub>2</sub> et des combustibles  | Source Agence Internationale de l'Énergie « <i>New Policies Scenarios</i> » (NPS)                     |
| Interconnexions  | Rythme médian RTE   |
| Demande en France (hors P2G)   | Demande haute (cf. infra)   |
| <i>Power-to-gas</i>  | De l'ordre de 35 TWh d'hydrogène  |
| Scénario européen  | Scénario défini par l'European Climate Foundation, aboutissant à 65 % d'EnR en 2030 et 85 % en 2050   |
| Capacités STEP à l'étranger  | <i>Ten Years New Development Plan</i> (variante haute)  |

**Tableau 1. Contraintes particulières**

*A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*). Par conséquent, il est important de souligner que les imports et les exports français d'électricité sont à la fois représentatifs des conditions météorologiques considérées, de prévisions d'évolution des parcs voisins conformes à celles proposées par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport et enfin de l'effet « foisonnement » des EnR en Europe. Cela signifie plus concrètement que le recours à l'import d'électricité par la France est basé sur des conditions de disponibilité des actifs européens modélisées, en grande partie contraintes par la garantie de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau européen.

*Deuxième catégorie, les contraintes particulières à chaque trajectoire*

Le Tableau 1 précise les paramètres et contraintes qui caractérisent la trajectoire dite

«de référence», à titre d'illustration. C'est en faisant varier ces paramètres que sont définies puis calculées les optimisations aboutissant aux trajectoires. Pour plus d'exhaustivité, le lecteur est invité à se référer aux documents publiés sur le site de l'ADEME.

### 1.4. La prise en compte de deux scénarios de demande contrastés

L'étude réalisée s'articule autour de deux scénarios génériques de consommation :

- Le scénario «Demande basse» est fondé sur les hypothèses des Visions 2035-2050 de l'ADEME. Dans ce scénario, la consommation annuelle suit une trajectoire décroissante marquée jusqu'en 2030.
- Le scénario «Demande haute» est fondé sur la trajectoire haute du Bilan prévisionnel 2017 de RTE jusqu'en 2040 puis sur une prolongation des tendances identifiées dans ce scénario jusqu'à 2060.

À cette demande intérieure s'ajoute la production de gaz de synthèse et de chaleur industrielle issue d'électricité («*power-to-X*»). Pour le gaz en particulier, cette production se fonde sur des perspectives d'évolution de l'utilisation d'hydrogène dans l'industrie et dans le transport, en substitution de l'hydrogène actuellement produit par vaporeformage. Le modèle est autorisé à introduire cette production de façon linéaire à partir de 2020 et dans une limite d'environ 50 TWh de consommation électrique à horizon 2060 (ce qui revient à 35 TWh en 2050), et sous réserve que l'arbitrage économique soit favorable au gaz de synthèse par rapport au gaz issu de vaporeformage (or, sous les hypothèses considérées, le plafond de production est effectivement atteint). Dans une trajectoire dédiée, dite «Gaz de synthèse», la production de gaz de synthèse est additionnée de 38 TWh de méthane produit par méthanation, soit environ 70 TWh de consommation d'électricité supplémentaire.

La comparaison des scénarios de demande basse et haute à horizon 2050 figure dans le Tableau 2.

### 1.5. Identifier les opportunités d'évolution du mix : le cas de la flexibilité des usages

Les documents de référence pour construire les hypothèses de mise en œuvre de la flexibilité sont les suivants :

- L'étude ADEME de 2015, «Un mix électrique 100 % renouvelable? Analyses et optimisations»;
- L'étude «Réseaux électriques intelligents; Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble» (RTE, septembre 2017).

La flexibilité paramétrée dans le modèle peut être considérée sous différents angles :

- Sous l'angle du système électrique, la flexibilité vise une meilleure gestion des pointes de consommation dans la journée, pour déplacer les consommations aux heures où le coût de production marginal est le plus faible;
- Sous l'angle de l'utilisateur, elle est paramétrée de sorte à ne pas induire de ruptures d'usage ou de confort significatifs, et à bénéficier des évolutions techniques tendancielles permises par les produits et services concernés (pilotage des ballons d'eau chaude, pilotage de la recharge VE...). En particulier, certains paramétrages comme l'effacement temporaire du chauffage domestique ont été définis sur la base de retours d'expérience

| Valeurs en TWh    | Demande basse en 2050 | Demande haute en 2050 | Ordre de grandeur de la demande actuelle, à titre de comparaison |
|-------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| Résidentiel       | 108                   | 118                   | 160  |
| Tertiaire         | 109                   | 129                   | 140  |
| Industrie         | 72                    | 130                   | 115  |
| Agriculture       | 10                    | 3                     | 3,5  |
| Transport         | 70                    | 77                    | 10   |
| <i>Power-to-X</i> | 35                    | 35                    | 0  |
| Pertes            | 22                    | 37                    | 35   |
| Total             | 426                   | 529                   | 464  |

Tableau 2. Demande électrique



## Quel mix pour le système électrique en 2060 : une optimisation économique

| Usage et part flexible en 2050                               | Consommation flexible journalière moyenne  | Contraintes sur la flexibilité  |
|--|--|---|
| Eau chaude sanitaire, flexible à 100 %                       | 48 GWh de consommation journalière déplaçable  | Demande journalière à satisfaire dans la journée (48 GWh)<br>Puissance maximum instantanée de 12 GW   |
| VE (charge à la maison), flexible à 80 %                     | Environ 90 GWh de consommation journalière à satisfaire sous contrainte  | Charge uniquement quand les véhicules sont connectés, selon des profils statistiques d'arrivée et de départ<br>Puissance maximum : 3 kW par véhicule pour les charges à la maison |
| VE (charge au travail), flexible à 80 %                      | Environ 65 GWh de consommation journalière à satisfaire sous contrainte  | Charge uniquement quand les véhicules sont connectés, selon des profils statistiques d'arrivée et de départ<br>Puissance maximum : 7 kW par véhicule au travail                   |
| Chauffage, flexible à 75 %                                   | 14 GWh déplaçables par jour en moyenne sur l'hiver (2 effacements non consécutifs d'une heure)   | Report de l'énergie effacée sur les heures suivantes<br>Puissance maximum effacée de 7 GW en moyenne sur l'hiver  |
| Produits blancs, flexible à 38 %                             | Volume journalier entre 8 et 14 GWh  | Demande journalière à satisfaire<br>Puissance maximum instantanée de 4 à 7 GW   |
| Industriels, flexible à 50 %                                 | Capacité d'effacement de 7 GW en moyenne   | Coût d'effacement : 300 €/MWh<br>En pratique, cet effacement n'est appelé que très rarement (de l'ordre de 10 h par an en 2050)   |
| Pompes à chaleur industrielles, flexible à 100 %             | <p>La consommation flexible est un résultat de l'optimisation.</p> <p>La consommation mensuelle moyenne d'électricité pour la fabrication d'hydrogène à destination de l'industrie d'une part et de la mobilité d'autre part est respectivement de 2,6 TWh et 1,7 TWh (pour une puissance installée respective de 5 GW et 2 GW).</p> <p>La consommation mensuelle moyenne d'électricité pour la production de chaleur industrielle est de 1,9 TWh.</p> |   |
| Électrolyse de l'eau pour usage industriel, flexible à 100 % |  |   |
| Électrolyse de l'eau pour usage mobilité, flexible à 100 %   |  |   |

**Tableau 3. Hypothèses de flexibilité**

menés par l'ADEME dans le cadre des projets démonstrateurs *smart grids*. A contrario, le concept encore émergent de «*vehicle to grid*», pourtant prometteur, n'a pas été modélisé dans l'étude, alors qu'il pourrait offrir un niveau de flexibilité supplémentaire. Le Tableau 3 synthétise les hypothèses de flexibilité retenues. Il convient de préciser que tout le potentiel de consommation flexible n'est pas automatiquement ni totalement déplacé dans la journée, mais seulement la partie nécessaire en fonction de l'optimisation économique opérée par le modèle.

Comme il sera détaillé plus tard, la pénétration de ces solutions et quantités de flexibilité est progressive dans le temps, partant d'un niveau nul en 2020 (hors industrie) pour aboutir de façon quasi linéaire aux niveaux décrits ci-dessous pour 2050.

### **1.6. Focus sur la consommation des véhicules électriques : un enjeu majeur et structurant**

Les enjeux de la consommation d'électricité par les véhicules électriques (VE) dans plusieurs décennies sont très importants. En particulier, la recharge simultanée de plusieurs dizaines de millions de VE à horizon 2060 présente un défi majeur.

À titre de rappel, on constate qu'à ce jour, près d'un point de recharge sur deux offre une puissance de recharge entre 20 et 45 kW, d'après l'AVERE. Même en supposant que la recharge à horizon 2050 se fera essentiellement en résidentiel, à des puissances inférieures (de 3 à 7 kW), la recharge simultanée de ces millions de véhicules peut vite atteindre plusieurs dizaines de GW de puissance appelée.

La progression de mise en circulation des VE, dans la trajectoire dite haute, atteint 11 millions de véhicules en 2035, 24 millions en 2050 et 30 millions en 2060. Le besoin annuel, en TWh, est estimé à horizon 2050 à 70 TWh, sur la base de 12000 km par an et d'une hypothèse de 200 Wh/km. La recharge simultanée de plusieurs millions de véhicules sans solutions de flexibilité structurantes représenterait une

puissance appelée très significative au regard des pics de consommation actuels, d'autant que ce besoin de recharge interviendrait, sans pilotage, à des heures de consommation déjà critiques — début de journée et de soirée. En raison de leur profil de production, ni les EnR variables ni le nucléaire (un moyen de production en «base») ne sont adaptés aux pics de consommation que provoquerait l'usage des VE rechargés sans coordination.

De fait, non seulement l'existence d'un pilotage coordonné de la recharge mais aussi son caractère massif sont des conditions indispensables aux ambitions de décarbonation du transport, quel que soit le futur mix électrique. À ce titre, l'ADEME estime que des moyens de flexibilité de la demande doivent être prioritairement déployés, sans quoi le système électrique devra s'appuyer sur des moyens de production, de stockage et de réseau disproportionnés. Il est à noter que ce parti pris est partagé par différents acteurs du système électrique, comme en témoignent les conclusions du comité de prospective mis en place par la Commission de Régulation de l'Énergie qui affirme, dans le résultat du groupe de travail n° 1 en charge des perspectives de développement des mobilités propres et leurs impacts sur le mix énergétique («L'impact du développement des mobilités propres sur le mix énergétique», juillet 2018), que «des modalités de pilotage de la recharge simples pourraient permettre d'absorber cet effet [de pointe, NDLR], notamment via un système de signal tarifaire heures pleines/heures creuses qui pourrait à lui seul permettre de décaler la demande en électricité liée au VE en dehors de la pointe du soir et lisser ainsi la charge d'une manière considérée par les opérateurs comme tout à fait supportable par le système».

### **1.7. Des résultats issus de la comparaison entre neuf trajectoires contrastées**

Au final, 9 trajectoires ont été programmées puis optimisées, dont les caractéristiques sont expliquées ci-après. Leur comparaison a posteriori permet de comprendre certains phénomènes et d'expliquer les conséquences



technico-économiques de certains choix industriels ou politiques, mais aussi de tester la robustesse de certains résultats à des aléas (dont, par exemple, des choix industriels ou politiques divergents d'une décennie à l'autre, ou encore des évolutions de coût divergentes des prévisions).

Les descriptions ci-dessous permettront de comprendre la partie 2 de l'article, fondée en partie sur des analyses comparées de trajectoires.

Sur la base du scénario de demande haute :

- «Prolongement nucléaire aisé» : elle repose sur l'hypothèse que l'intégralité des centrales nucléaires historiques sont prolongeables sans surcoût. Elle se traduit par un prolongement important du nucléaire historique (50 GW prolongés d'ici 2040, en plus des 6 autres GW atteignant 40 ans seulement à cette date).

- «Référence» : du point de vue du paramétrage, elle résulte de l'hypothèse suivante : lors de leur 4<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> visite décennale, 70 % des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30 % restant n'étant pas prolongées (par exemple, en raison de contrainte de coût ou de sécurité). Elle se traduit par 35 GW de capacités nucléaires historiques en 2040.

- «Faible acceptabilité des EnR terrestres» : il s'agit d'une variante de la trajectoire de référence, qui impose 18 GW d'éolien en mer à horizon 2050 et majore d'un surcoût de 25 % le PV et l'éolien terrestre.

- «EPR en série» : il s'agit d'une variante de la trajectoire de référence, qui impose, à partir de 2030, le déploiement de 14 réacteurs EPR à horizon 2060, soit 24 GW.

- «Gaz de synthèse» : il s'agit d'une variante de la trajectoire de référence, qui impose la production de 38 TWh de méthane de synthèse à horizon 2060, à partir de 2035.

- «Sortie automatique à 50 ans» : elle se base sur un prolongement de 70 % seulement des réacteurs à l'issue des 40 premières années d'activité (comme pour la trajectoire de référence), puis aucun prolongement au-delà de 50 ans d'activité. Comme cette contrainte est critique pour l'approvisionnement, et afin

de mesurer l'impact en CO<sub>2</sub> que créerait une telle hypothèse, de nouvelles capacités de production gaz sont autorisées, uniquement dans cette trajectoire.

Sur la base du scénario de demande basse :

- «Efficacité énergétique élevée» : elle peut être considérée comme la variante de la trajectoire de référence, dans le cas d'un scénario de demande basse;

- «Transition lente en Europe» : il s'agit d'une trajectoire visant à quantifier en particulier le potentiel maximal du système électrique vis-à-vis des exports; à ce titre, la demande française est basse, le nucléaire historique peut être prolongé à 100 %, les capacités fossiles sont autorisées à être augmentées, le déploiement des EnR en Europe est lent et le rythme de déploiement des interconnexions est maximal;

- «Interconnexions faciles» : il s'agit d'une trajectoire identique à la précédente, à ceci près que le déploiement des EnR en Europe est rapide (les deux dernières trajectoires visent à être comparées).

## **2. Bilan technico-économique des EnR sur la période 2020-2060 : un modèle rentable, compétitif et robuste pour remplacer progressivement le nucléaire historique**

### **2.1. Principaux résultats à horizon 2060 : l'optimisation aboutit à de fortes convergences entre trajectoires**

Même si les trajectoires retenues sont fondées sur des hypothèses contrastées, les résultats présentent des points de convergence importants, notamment sur les aspects suivants : coût total de l'évolution du mix électrique, coût moyen de l'électricité et part d'EnR à partir de 2050.

#### *Coûts totaux du système électrique*

Les coûts totaux actualisés du système électrique (sur le périmètre considéré, sur la période 2020-2060 et selon un taux d'actualisation

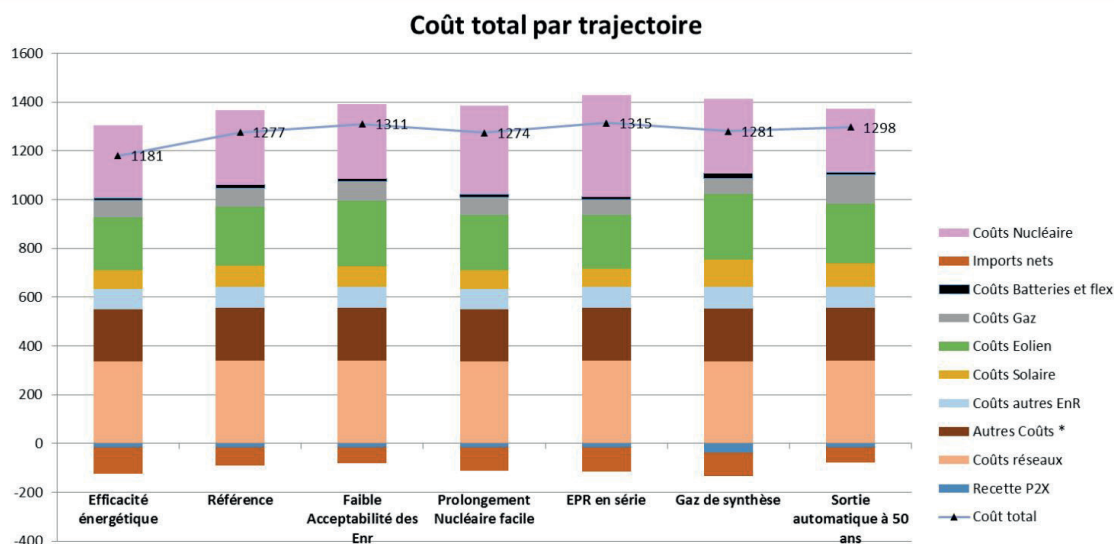


Figure 1. Comparaison des coûts entre trajectoires (en Mds €)

de 2,5 %) sont de l'ordre de 1200 Mds à 1300 Mds € pour les 6 trajectoires en demande haute et atteignent 1175 Mds € en moyenne pour les 3 trajectoires en demande basse. La Figure 1 détaille ces montants par filière. Selon l'étude et les hypothèses considérées, l'optimum économique sur 40 ans aboutit aux proportions moyennes suivantes, concernant les principaux postes de coût :

- Nucléaire : 26 % des coûts totaux (20 à 32 % selon les scénarios),
- EnR : 32 % des coûts (29 à 37 %),
- Réseaux : 27 % des coûts (26 à 29 %).

En particulier, pour les scénarios de demande haute, la trajectoire la moins contrainte aboutit à un maintien massif du nucléaire historique (57 GW présents jusqu'en 2040), mais la trajectoire dite «de référence», qui implique l'arrêt de 30 % des réacteurs à l'issue de chaque visite décennale, présente un coût identique à moins de 1 % près : les deux trajectoires atteignent ainsi un coût de l'ordre de 1275 Mds €.

### Coûts complets moyens

Concernant les coûts complets moyens, c'est-à-dire les coûts totaux annualisés (incluant réseau, stockage et imports déduits des exports, mais hors efficacité énergétique) rapportés à la quantité d'énergie produite annuellement : ceux-ci sont de l'ordre de 90 €/MWh en 2060 en moyenne, avec une variabilité de +/- 10 % en fonction des trajectoires. Leur maximum est atteint en 2030 pour toutes les trajectoires, d'une valeur de 105 €/MWh en moyenne (+/- 10 %). À horizon 2060, le coût complet moyen des trajectoires les plus optimales est en baisse par rapport à 2019, de l'ordre de 7 % en moins. Or ce coût complet est représentatif, selon la théorie économique sur laquelle se base le modèle, du prix de l'électricité hors taxes facturée au consommateur (c'est-à-dire essentiellement les prix de marché additionnés de la CSPE et des coûts de réseau).

Concernant les EnR, la trajectoire «Prolongement nucléaire aisé» aboutit à une part d'EnR supérieure à 80 % à partir de 2050. La

## Quel mix pour le système électrique en 2060 : une optimisation économique

trajectoire de référence aboutit à un taux supérieur à 85 %. Enfin, la trajectoire dite «Gaz de synthèse», qui nécessite davantage de moyens de production, car elle inclut une contrainte de production importante de gaz de synthèse, aboutit à un taux d'EnR de 90 % à cette même date.

### *Composition du parc de production à horizon 2060*

Concernant la composition du parc de production en 2060 : à cet horizon, le poids historique du parc de production actuel pèse très peu; l'optimisation économique a pris le pas, aboutissant pour tous les scénarios à un parc relativement similaire. Concernant les trajectoires fondées sur le scénario de consommation intérieure à 494 TWh (auxquels se rajoutent environ 50 TWh de consommation pour le *power-to-X*, hors trajectoire «gaz de synthèse»), mis à part deux exceptions citées ci-après, l'optimisation aboutit globalement à :

- 80 à 90 GW de PV,
- 80 à 90 GW d'éolien terrestre et entre 5 à 10 GW d'éolien en mer.

Les deux exceptions portent sur :

- Le parc de la trajectoire «Faible acceptabilité des EnR terrestres», qui aboutit à 73 GW de PV, 64 GW d'éolien terrestre et 18 GW d'éolien en mer;
- Le parc de la trajectoire «EPR en série» qui aboutit à 63 GW de PV, 65 GW d'éolien terrestre et 6 GW d'éolien en mer.

### *Prix de marché*

Concernant enfin les prix du marché de gros (prix de vente de l'énergie produite, à ne pas confondre avec les coûts complets moyens), il y a convergence des prix en 2050 autour de 65 à 70 €/MWh, puis 60 à 70 €/MWh à horizon 2060. Cette convergence s'explique notamment par le fait qu'à ces horizons, comme précédemment expliqué, l'optimisation aboutit à des parcs de production relativement similaires quelles que soient les contraintes d'optimisation initiales. Une exception porte sur la trajectoire «EPR en série» qui a pour contrainte

la construction de 14 réacteurs EPR. Dans cette trajectoire, le prix de marché est de l'ordre de 60 €/MWh en 2050 et de 50 €/MWh en 2060.

### **2.2. Focus particulier sur l'horizon 2040 : de forts contrastes dépendant des décisions sur le nucléaire historique**

Les principaux points de divergence entre trajectoires apparaissent dans la comparaison des indicateurs en 2040, année charnière.

À cet horizon temporel, la part d'EnR dans la trajectoire de référence est de l'ordre de 60 % et, dans la trajectoire «Sortie automatique à 50 ans», supérieure à 70 %; a contrario, la trajectoire «Prolongement nucléaire aisé» présente un taux d'EnR inférieur à 50 %.

En termes de capacités installées, les divergences constatées en 2040 se quantifient en dizaines de GW de différence : la trajectoire «Prolongement nucléaire aisé» aboutit en 2040 à environ 81 GW de capacités photovoltaïque et éolienne terrestre cumulées, contre 104 GW pour la trajectoire de référence et 119 GW pour la trajectoire «Sortie automatique à 50 ans». À horizon 2060, ces divergences tendent à totalement s'effacer, avec un cumul optimal de capacités PV et éoliennes terrestres de 170 GW, plus ou moins 3 % en fonction des trajectoires (hors trajectoires «EPR en série» et «Gaz de synthèse», aboutissant respectivement à 130 et 195 GW).

Concernant les prix de vente sur le marché *spot*, le début de la décennie 2040 apparaît comme charnière également en termes d'orientation donnée au système électrique. En effet, la trajectoire «Prolongement nucléaire aisé» aboutit à cet horizon à un prix du marché de gros moyen de l'ordre de 40 €/MWh tandis que la trajectoire arrétant les réacteurs à 50 ans d'activité présente un prix de marché de gros moyen de l'ordre de 70 €/MWh (le nucléaire ayant un faible coût variable de production — ou coût marginal —, il tend à tirer vers le bas les prix de marché). À titre de comparaison, la trajectoire de référence aboutit à un prix de marché moyen de l'ordre de 60 €/MWh en 2040.

Il faut en déduire que la rentabilité des différents actifs (EnR ou nucléaire), à horizon 2040, dépendra de façon significative des décisions sur le prolongement du nucléaire historique. Rappelons qu'en dépit de ces prix de marché temporairement divergents, le coût complet moyen annualisé du système électrique en €/MWh est quant à lui très similaire dans toutes les trajectoires, à 95 €/MWh en moyenne en 2040 pour les trajectoires de demande haute (+/- 5 %) et baissant à 90 €/MWh en 2060, en moyenne.

À la lumière de ces divergences, il apparaît que le prolongement du nucléaire historique constitue un déterminant de premier ordre dans le déploiement des EnR, en termes de puissance installée, de production et de rentabilité. Autrement dit, dans une logique purement économique après 2030, l'ampleur du déploiement des EnR et leur niveau de rentabilité seront fortement conditionnés par les choix faits sur le prolongement du nucléaire historique, à hauteur de plusieurs dizaines de GW. Du point de vue de l'optimum économique, les bornes inférieure et supérieure du prolongement du nucléaire historique ouvrent dans tous les cas un espace de déploiement du PV et de l'éolien terrestre compris entre 80 et 120 GW de capacités cumulées pour 2040 (pour aboutir à 170 GW en 2060, pour toutes les trajectoires, hors trajectoires «EPR en série» et «Gaz de synthèse»). Selon une logique économique, les décisions portant sur le prolongement du nucléaire historique impacteront fortement la dynamique de déploiement des EnR à horizon 2040, et faciliteront donc plus ou moins l'atteinte de l'optimalité économique pour 2050/2060, déterminée par l'optimisation à 170 GW de PV et éolien terrestre cumulés (sous les hypothèses considérées par l'ADEME).

### **2.3. Le déploiement massif d'EnR électriques : à l'échelle de plusieurs décennies, une voie très pertinente**

Rappelons au préalable que les LCOE considérés dans l'étude («*Levelized Cost of Energy*»), à horizon 2050, s'échelonnent entre 36 et 50 €/MWh pour les EnR terrestres (nouvelles installations PV et éolien), et 58 à 80 €/MWh pour les éoliennes en mer. Les CAPEX correspondants à ces valeurs intègrent les coûts de raccordement et les coûts dédiés au réseau de répartition. En outre, les coûts des éoliennes marines prennent en compte des coûts supplémentaires de renforcement du réseau de transport de très haute tension (la production concentrée sur les zones côtières entraîne des besoins de renforcement estimés dans cette étude à 44 €/an par kW d'éolien marin supplémentaire; a contrario la production des EnR terrestres répartie sur l'ensemble du territoire ne nécessiterait pas de renforcements conséquents du réseau très haute tension).

Rappelons enfin que par construction du modèle, si un moyen de production est installé après 2030, c'est qu'il est rentable sur sa durée de vie sans soutien de l'État (hors photovoltaïque sur petites toitures, éolien en mer et EPR).

Sous ces hypothèses, l'étude apporte plusieurs éclairages économiques sur la pertinence des EnR.

Tout d'abord, tous les moyens photovoltaïque et éolien terrestre déployés respectivement à partir de 32 et 36 GW (capacités installées jusqu'en 2030) sont rentables sur leur durée de vie estimée à 25 ans, soit environ 55 GW de photovoltaïque et 50 GW d'éolien terrestre en moyenne.

En outre, le coût complet par MWh est estimé moins cher en 2060 qu'actuellement (de l'ordre de 7 %). Cela s'explique par l'optimisation technico-économique visant à mettre en adéquation la production et la demande; quantitativement, l'augmentation constatée du prix de marché est compensée par la baisse

de la CSPE historique, ce qui mène à un total relativement constant sur la trajectoire.

A contrario, le déploiement d'EPR économiquement optimal n'apparaît dans aucune trajectoire, même celle fermant automatiquement les réacteurs historiques après 50 ans ni celle dite «Faible acceptabilité des EnR terrestres», qui majore pourtant de 25 % le coût des EnR terrestres.

Enfin, il convient d'insister sur le fait que cette compétitivité d'un système électrique basé sur un déploiement massif des EnR se fait sans «disruption» particulière : on ne constate pas de besoin d'un déploiement massif des technologies de stockage, ni de dépendance exagérée aux imports, ni d'hypothèse comme le concept de *vehicle to grid*. Seule l'hypothèse de flexibilité des usages peut être considérée comme ambitieuse, bien que s'appuyant sur plusieurs technologies déjà éprouvées.

### **3. La hausse des prix de marché de gros et l'augmentation momentanée du solde exportateur : deux marqueurs forts de l'évolution du mix**

#### **3.1. L'augmentation des prix de marché : une tendance transversale à toutes les trajectoires**

Les résultats du paragraphe suivant, sauf précision, se basent sur l'année météorologique 2012/2013 appliquée aux années prospectives citées.

En 2030 dans la trajectoire de référence, les occurrences de prix inférieurs à 10 €/MWh, imputables aux énergies renouvelables variables et au nucléaire, sont déjà nombreuses et constituent 20 % de l'ensemble des 8760 heures de l'année. Ce sont néanmoins les prix entre 45 et 60 €/MWh qui se distinguent par leur fréquence (près de 75 % du temps), correspondant à des coûts assimilables à de la production CCGT ou charbon.

À horizon 2050, les prix de marché sont répartis sur des fourchettes de prix plus diverses et marquées :

- Il y a davantage d'heures de marginalité en technologie de pointe (prix supérieurs à 150 €/MWh), en raison notamment de l'augmentation des besoins de flexibilité en puissance du système électrique;
- L'augmentation de la taxe carbone augmente directement le prix de la production d'électricité à partir de gaz;
- Comme initié en 2030 mais de façon beaucoup plus marquée, la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, en consommant de l'électricité lorsque l'arbitrage économique est positif par rapport au vaporeformage (dans la limite de ses objectifs annuels de production, c'est-à-dire de l'ordre des besoins industriels actuels d'hydrogène), aboutit à créer d'importants plateaux de prix. Pour 2050, ce mécanisme est à l'origine des prix entre 60 et 90 €/MWh, sur plusieurs milliers d'heures, correspondant au prix maximal d'un MWh d'électricité auquel peut se fournir un électrolyseur pour être compétitif face au vaporeformage sous les hypothèses considérées.

Les prix de marché augmentent jusqu'en 2050 dans toutes les trajectoires sans exception, atteignant une fourchette de prix comprise entre 60 et 70 €/MWh (cette fourchette baisse de 10 €/MWh à horizon 2060). Ce phénomène est l'une des conclusions majeures et structurantes de l'étude, et elle est générale en Europe d'après l'étude. Elle peut servir à anticiper deux problématiques :

*La rapidité de la hausse et la capacité des acteurs du système électrique à s'y adapter*

Les trajectoires «Sortie automatique à 50 ans» et «Prolongement massif du nucléaire historique» sont certes diamétralement opposées dans leur principe, mais elles partagent la particularité d'induire une hausse des prix de marché de plus de 50 % en 10 ans (passant de l'ordre de 45 €/MWh à 70 €/MWh), en raison de la fermeture d'environ 40 GW de capacités nucléaires dans le même laps de temps.



La question de la capacité des acteurs du système électrique à s'adapter à cette hausse « brutale » est donc posée.

*Les prix de marché de gros et la capacité des acteurs du système électrique à financer les coûts de revient des technologies*

En raison de la « mise en concurrence » des moyens de production entre eux, certaines filières sont présentes à des niveaux de déploiement faibles voire inexistantes. C'est notamment le cas des filières « éolien en mer » et « nucléaire de troisième génération » (EPR) : ceci s'explique par les coûts de revient prospectifs de ces deux filières, soit un LCOE de l'ordre de 60 à 80 €/MWh à horizon 2050 et 2060 d'après les hypothèses retenues, nettement supérieur au prix de vente qu'elles pourraient obtenir sur les marchés.

Pour étudier malgré tout l'impact de ces technologies, l'ADEME a forcé le modèle à introduire plus fortement l'éolien en mer et les EPR dans les trajectoires respectivement appelées « Faible acceptabilité des EnR terrestres » et « EPR en série ». Ces deux trajectoires présentent un surcoût de l'ordre de 40 Mds € par rapport aux trajectoires les plus compétitives, à demande intérieure équivalente, soit moins de 3 % des coûts totaux. Ce surcoût peut paraître faible, mais il ne doit pas masquer l'existence d'une vraie problématique de rentabilité. Pour illustration, l'étude identifie que la valorisation de la production des EPR sur les marchés est structurellement inférieure au coût de production de 70 €/MWh ; ainsi un EPR seul démarré en 2030 percevrait des revenus issus du marché compris entre 40 €/MWh et 65 €/MWh suivant les scénarios et les années, nécessitant donc un soutien public de long terme.

Enfin, les résultats visent à illustrer que la baisse des coûts complets et l'augmentation des prix de marché ne sont pas antagonistes. En effet, l'augmentation du prix de marché de 48 €/MWh en 2025 à 60 €/MWh en 2040 est compensée par la baisse de la CSPE historique, devenue inutile, car à cet horizon, les EnR sont rentabilisés par leur vente sur les marchés de

gros. Ainsi, hors taxes, le prix moyen payé par le consommateur, qui revient à la somme des prix de marché, des coûts réseau et de la CSPE historique, atteint un total à peu près constant, voire en légère baisse, sur la trajectoire 2020-2060, d'un ordre de grandeur de 90 €/MWh. Or, cette valeur converge avec la moyenne constatée des coûts complets annualisés de l'électricité (sur l'ensemble des trajectoires), lesquels sont globalement constants à partir de 2040 dans chacune des trajectoires.

### **3.2. Un système électrique tourné vers les exports : un modèle très contraint par le contexte européen à long terme**

L'optimisation économique du système électrique français est plutôt très favorable aux interconnexions puisque dans toutes les trajectoires, les capacités d'interconnexion augmentent fortement entre 2020 et 2060 (dans le sens des imports comme des exports) : de l'ordre de 10 GW dans les cas de demande intérieure haute et 10 à 20 GW dans les cas de demande intérieure basse.

Si cette évolution des interconnexions s'inscrit dans une tendance très favorable aux exports français jusqu'à la décennie 2040-2050, elle s'achève en revanche par une « neutralisation » des échanges entre la France et ses voisins à horizon 2060, c'est-à-dire par un solde exportateur nul. Ainsi, dans le cadre du scénario intégrant un développement des énergies renouvelables électriques à l'étranger conforme aux objectifs européens pour 2030 et 2050, l'étude indique que :

- Sur la période 2020-2040, le niveau d'export net annuel varie, suivant les scénarios, entre 100 et 150 TWh d'électricité ;
- Au-delà, les trajectoires affichent en 2060 un bilan exportateur globalement neutre, voire négatif, même dans le cas de la trajectoire forçant la construction de 14 EPR en série.

Sur l'ensemble des trajectoires testées, seule la combinaison d'une demande intérieure basse et d'une transition EnR lente en Europe permet de maintenir un bilan exportateur significatif à long terme (70 TWh).



## Quel mix pour le système électrique en 2060 : une optimisation économique

| Trajectoires en demande haute           | Émissions de CO <sub>2</sub> du mix électrique français cumulées sur 2020-2060, en millions de tonnes | Émissions de CO <sub>2</sub> évitées sur 2020-2060 grâce au <i>power-to-X</i> , en millions de tonnes | Horizon de la neutralité carbone (sur le périmètre étudié) |
|---|---|---|--|
| Trajectoire de référence                | 284   | 218   | 2035-2040  |
| Faible acceptabilité des EnR terrestres | 297   | 209   | 2040-2045  |
| Prolongement nucléaire aisé             | 256   | 232   | 2030-2035  |
| EPR en série                            | 223   | 229   | 2035-2040  |

Tableau 4. Émissions de CO<sub>2</sub> par trajectoire

Le potentiel français d'export d'électricité dépend donc avant tout de l'évolution des parcs électriques des pays voisins : si la contribution des filières thermiques à l'étranger reste importante sur la période 2020-2060, il aura été pertinent de développer en France des capacités de production électrique bas carbone pour augmenter les exports et remplacer la production thermique à l'étranger. Par contre, si les pays voisins développent rapidement leurs capacités renouvelables, le potentiel économique pour les exports français se réduit : le nombre d'heures où les exports français peuvent déplacer de la production thermique se réduit d'autant.

Quoi qu'il en soit, dans l'hypothèse de la trajectoire la plus favorable aux exports français (c'est-à-dire celle maintenant fortement le nucléaire historique), la valorisation des MWh exportés se heurterait à deux écueils :

- D'une part, la baisse du taux de charge moyen des centrales nucléaires (les interconnexions étant plus fréquemment saturées dans le contexte «Prolongement nucléaire aisé»);
- D'autre part, la baisse des prix de marché européens induits par ces exports, qui réduisent d'autant la valeur des exportations françaises.

Ainsi, la comparaison entre d'une part les trajectoires qui maximisent le prolongement du nucléaire historique, et d'autre part celles qui

contraignent à fermer au moins 30 % des réacteurs à 40 puis 50 ans, indique certes un gain lié aux exports, mais ce gain est limité : cumulé aux coûts EnR et gaz évités, et déduction faite des investissements nucléaires nécessaires, le total net atteint au maximum environ 1 Md€ par an, sur une période de 10 à 15 ans (c'est-à-dire depuis 2045 ou 2050 jusqu'à 2060).

### 4. Analyses complémentaires : bilan CO<sub>2</sub> et opportunités liées aux solutions de flexibilité

#### 4.1. Bilan CO<sub>2</sub> des trajectoires obtenues

Concernant l'indicateur environnemental majeur du système électrique, à savoir les émissions de CO<sub>2</sub>, les conclusions de l'étude permettent d'affirmer qu'il y a une forte compatibilité entre l'optimisation économique du mix et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. En effet, les émissions du mix français sont actuellement quantifiées à environ 17 MtCO<sub>2</sub>, et selon un objectif d'optimisation économique du mix, hors mesures ou décisions spécifiques, ces émissions tendent à converger vers une valeur inférieure à 4 MtCO<sub>2</sub> en 2060 (émissions brutes).

Plus globalement, à l'échelle de la période 2020-2060, le bilan moyen des trajectoires en demande dite «haute» (de l'ordre

de 530 TWh) serait le suivant : la production d'électricité française, incluant la production nécessaire aux exports, produirait de l'ordre de 265 millions de tonnes CO<sub>2</sub> cumulées entre 2020 et 2060 (en excluant la trajectoire «Sortie du nucléaire à 50 ans», car elle présente des niveaux d'émission sensiblement supérieurs aux autres : 483 millions de tonnes CO<sub>2</sub> sur la même période).

Un autre indicateur consiste à prendre en compte également les émissions évitées par la production «*power-to-X*» qui se substituerait à des usages d'énergie fossile; sous cet angle, à l'échelle de 40 ans, une très forte part des émissions du système électrique serait compensée et la neutralité carbone du système électrique serait majoritairement atteinte au cours de la décennie 2030-2040.

Le Tableau 4 récapitule ces estimations (la dernière colonne précisant le moment de «*bas-cule*» où les émissions évitées liées au *power-to-X* compenseraient les émissions du système de production électrique).

Dans le cas particulier de cet indicateur environnemental, il est intéressant de mettre en perspective les différences d'émissions liées aux trajectoires françaises avec les niveaux d'émission à l'échelle européenne (rappel du périmètre considéré : 14 pays européens) : entre 2020 et 2060, sur ce périmètre «hors France», la transition du parc européen telle que la projettent les gestionnaires de réseau européen, passant d'un mix presque majoritairement thermique (45 %) à un mix composé essentiellement d'EnR (85 % de la production totale en 2050 et plus de 95 % en 2060), ferait baisser les émissions de CO<sub>2</sub> de plusieurs dizaines de MtCO<sub>2</sub> par an. Ainsi, pour une production relativement constante sur ce périmètre, de l'ordre de 2000 TWh, les émissions «hors France» passeraient de 580 MtCO<sub>2</sub>/an en 2020 à 170 MtCO<sub>2</sub>/an en 2035, 70 MtCO<sub>2</sub>/an en 2050 et 40 MtCO<sub>2</sub>/an en 2060 : à l'échelle de 40 ans, cette baisse cumulée serait de l'ordre de 17000 MtCO<sub>2</sub> évités.

Ce constat invite à relativiser l'impact de l'évolution du mix français sur la décarbonation de la production européenne, via les exports, même dans les trajectoires favorisant le nucléaire. En effet, cette décarbonation sera essentiellement due à l'évolution majeure et structurante que constituera la transition vers les EnR des pays voisins. Ainsi, sur la période 2020-2060, si la France s'orientait vers une trajectoire maximisant les exports français, c'est-à-dire une trajectoire favorisant le nucléaire historique ou le nucléaire de troisième génération, la réduction supplémentaire d'émissions de CO<sub>2</sub> que cette trajectoire exportatrice induirait sur le périmètre «hors France», par rapport à la trajectoire de référence, serait limitée à 8 % de la baisse tendancielle des émissions sur ce même périmètre. En d'autres termes, la transition des mix voisins vers les EnR resterait responsable de plus de 90 % des émissions de CO<sub>2</sub> évitées sur ce périmètre, entre 2020 et 2060, par rapport à la situation actuelle.

#### **4.2. La flexibilité des usages : une opportunité majeure pour favoriser les EnR et mieux adapter le mix électrique à la demande**

Avant de conclure cet article, il est important de revenir sur une hypothèse structurante de l'étude : les niveaux de puissance installée et de rentabilité des EnR présentés ci-avant seront favorisés par un déploiement ambitieux de la pilotabilité des usages.

Il serait caricatural de présenter cette flexibilité comme une configuration des usages totalement sous contrôle, régulée en temps réel par un opérateur omniscient et subie par l'utilisateur, et ce, pour les raisons suivantes :

- Premièrement, les modalités de pilotage retenues sont maîtrisées et proportionnées, par exemple la limitation à 2 effacements non consécutifs d'une heure pour le chauffage, ou la consigne de garantir la même quantité de consommation avant et après pilotage à l'échelle de la journée (eau chaude sanitaire, produits blancs...);

## Quel mix pour le système électrique en 2060 : une optimisation économique

| <b>Part flexible par usage (hypothèse)</b>   | <b>2030</b> | <b>2040</b> | <b>2050</b> | <b>2060</b> |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
| ECS  | 50 %        | 75 %        | 100 %       | 100 %       |
| VE (charge à la maison)  | 25 %        | 53 %        | 80 %        | 80 %        |
| VE (charge au travail)   | 25 %        | 53 %        | 80 %        | 80 %        |
| Chauffage  | 25 %        | 50 %        | 75 %        | 75 %        |
| Produits blancs  | 0 %         | 19 %        | 38 %        | 56 %        |
| Industrie  | 40 %        | 45 %        | 50 %        | 55 %        |
| <b>Élément de contexte (résultat de l'optimisation)</b>  |             |             |             |             |
| Part des EnR dans la production annuelle totale d'électricité, à l'issue de l'optimisation, dans le cas de la trajectoire de référence | 44 %        | 61 %        | 87 %        | 98 %        |

**Tableau 5. Évolution temporelle des hypothèses de flexibilité**

- Deuxièmement, le terme d'usage flexible à X % ne signifie pas que X % de la quantité d'énergie journalière sera déplacée; cela signifie seulement que l'effacement (respectivement le report) peut concerner quotidiennement cette proportion; à titre d'illustration, le besoin de chauffage journalier, de l'ordre de plusieurs centaines de GWh en hiver à l'échelle nationale, et pilotable à 75 %, aboutit à moins de 20 GWh déplaçables par jour (car limité à deux effacements d'une heure et 7 GW de puissance);

- Troisièmement, pour les usages dont la pilotabilité serait la plus forte (c'est-à-dire une possibilité de déplacer l'usage sur plusieurs heures), une logique de complémentarité optimale entre certaines consommations reportées et certains moyens de production pourrait s'établir de façon maîtrisée au fil des années, basée notamment sur des méthodes de prévision de plus en plus efficaces. À titre d'illustration, la flexibilité importante de la recharge VE se baserait sur un report de la consommation depuis la fin de journée (donc à des heures critiques pour le système) vers la production photovoltaïque de milieu de journée, laquelle serait la technologie la plus compétitive sur la base des hypothèses retenues.

Par ailleurs, il convient d'insister sur le caractère progressif du déploiement de cette flexibilité, car ceci permet d'analyser les

conséquences d'hypothèses moins fortes de flexibilité. Ainsi, à horizon 2035, en dépit d'un niveau de pilotabilité beaucoup moins élevé que celui considéré pour 2050 (voir Tableau 5), le système électrique arrive à assurer la sécurité d'approvisionnement horaire dans tous les scénarios, avec des taux d'EnR atteignant jusqu'à 60 % de la production annuelle produite — taux dépendant de la trajectoire considérée — et ce, sans recours significatif à des moyens de stockage ni à une augmentation des moyens thermiques de pointe.

À titre d'illustration, en 2040, la trajectoire de référence (qui ne maintient que 35 GW de nucléaire historique) assure l'équilibre offre/demande sans discontinuité significative :

- Les exports se maintiennent à des niveaux similaires (supérieurs à 100 TWh);
- Le recours au gaz reste inférieur à 10 TWh de production (sur environ 520 TWh de consommation);
- Les imports n'augmentent pas davantage que dans la trajectoire maintenant 56 GW de nucléaire;
- Les capacités de stockage sont augmentées de 1,4 GW seulement (ce sont des STEP car le stockage par batteries n'apparaît pas encore. Ces capacités de STEP supplémentaires sont conformes à la dernière PPE prévoyant, en plus des 4,2 GW existants, le

développement de 1,5 GW supplémentaire entre 2030 et 2035).

Plus globalement, l'analyse croisée de l'ensemble des trajectoires montre qu'en 2035, toutes les trajectoires assurent l'équilibre offre/demande horaire avec des taux d'EnR de l'ordre de 50 à 70 %, alors que la quantité d'électricité journalière de chaque usage est majoritairement non pilotable. Seule la trajectoire « Fermeture automatique des réacteurs après 50 ans » assure cet équilibre dans des conditions dégradées du point de vue des émissions de GES et économique (recours au gaz pour 60 TWh de production électrique et prix de marché en augmentation de 50 % par rapport à 2030).

Plusieurs conclusions ressortent donc de cette analyse :

- Une flexibilité importante des usages a été introduite par hypothèse à horizon 2050 : à l'issue des modélisations réalisées, ce choix permet de valider de réelles opportunités pour à la fois satisfaire l'évolution de la consommation électrique et rendre possible l'émergence massive des EnR, tout en minimisant les coûts du système électrique.

- Les niveaux de flexibilité ambitieux visés pour 2050 ne constituent pas une condition *sine qua non* pour des proportions d'EnR majoritaires au sein du système électrique français ; pour une flexibilité des usages inférieure à 50 %, le système électrique assure l'équilibre offre/demande avec des proportions d'EnR dépassant les 50 %.

- Le PV constitue dans les simulations la principale source de recharge des VE, en raison de sa compétitivité (couplée aux hypothèses de pilotabilité retenues).

- Enfin, en sus de la flexibilité des usages, le stockage par batteries permettrait également de faciliter la massification des EnR. Ce stockage est relativement peu déployé dans les trajectoires produites (à hauteur de 20 GW en moyenne en 2060, et moins d'une dizaine

de GW avant 2050), car il est précisément « concurrencé » par les hypothèses de pilotabilité des usages.

## Conclusion

L'ensemble des conclusions de l'étude dépend des hypothèses prises en compte dans le modèle. Ainsi, même si l'ADEME a tenu à tester plusieurs configurations contrastées d'hypothèses pour le système électrique français, et deux niveaux de transition pour le système électrique européen, les résultats concernant les niveaux d'exportation sont à considérer avec précaution au vu des incertitudes pesant sur certains paramètres à l'horizon 2050 non testés dans le modèle : niveaux de demande des pays européens, niveaux de flexibilité de la demande européenne, localisations possibles des EnR en Europe...

Quoi qu'il en soit, il ressort de ces travaux que l'effet cumulé de la baisse des coûts des EnR d'une part et de la hausse future des prix de marché qui transparait dans les modélisations d'autre part (liée notamment à de nouveaux usages, à la hausse de la taxe carbone, etc.) va progressivement modifier en profondeur le modèle économique du mix électrique. Sans préjuger de l'évolution à venir des différents mécanismes de marché, les EnR deviendraient structurellement rentables sur le marché de gros à un horizon temporel inférieur à 2040, sans soutien de l'État. Par ailleurs, à ce même horizon et a fortiori au-delà, des mix à proportion très majoritaire d'EnR deviendraient économiquement optimaux, sans augmentation du coût complet moyen de l'électricité — lequel tendrait vers la valeur de 90 €/MWh hors taxe en 2060, inférieur à la valeur actuelle.

L'étude permet de montrer qu'il est possible de limiter l'effet de cannibalisation, en favorisant le foisonnement des profils de production et le développement de la flexibilité de la consommation pour éviter les périodes de fort déséquilibre entre forte production d'EnR et faible demande, lors desquelles les prix de

marché chuteraient. En particulier, la pilotabilité de la recharge des véhicules électriques va devenir un enjeu très structurant pour le mix électrique, dans la mesure où il constituera un élément majeur de dimensionnement du parc photovoltaïque.

D'autres travaux sont en cours pour renforcer la robustesse des résultats présentés ici ou les englober dans une perspective plus large, notamment une évaluation de l'impact environnemental global, incluant un volet sur les ressources nécessaires à ces scénarios. Une évaluation quantifiée de l'impact du développement massif des EnR et des flexibilités sur le réseau de distribution serait également un plus. Tous ces chantiers nécessitent une collaboration entre acteurs, pour partager les données communes nécessaires à ces évaluations.

### RÉFÉRENCES

- ADEME, Artelys, ARMINES-PERSEE, ENERGIES DEMAIN, «Un mix électrique 100 % renouvelable? Analyses et optimisations», 2016.
- Berthélemy Michel, Beutier Didier, David Jacques, Devezeaux de Lavergne Jean-Guy, Faudon Valérie, «Le nucléaire français dans le système énergétique européen», pour la Société Française d'Énergie Nucléaire, 2018.
- Commission européenne, «A Clean Planet for all — A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy», 2018.
- CRE, Comité de prospective, groupe de travail n° 1 en charge des perspectives de développement des mobilités propres et leurs impacts sur le mix énergétique, «L'impact du développement des mobilités propres sur le mix énergétique», juillet 2018.
- RTE, «Réseaux électriques intelligents ; Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble», 2017.
- RTE, Bilan prévisionnel 2017.
- Tsiropoulos Ioannis, Tarvydas Dalius, Zucker Andreas, «Cost development of low carbon energy technologies», pour la Commission européenne (Joint Research Center), 2017.