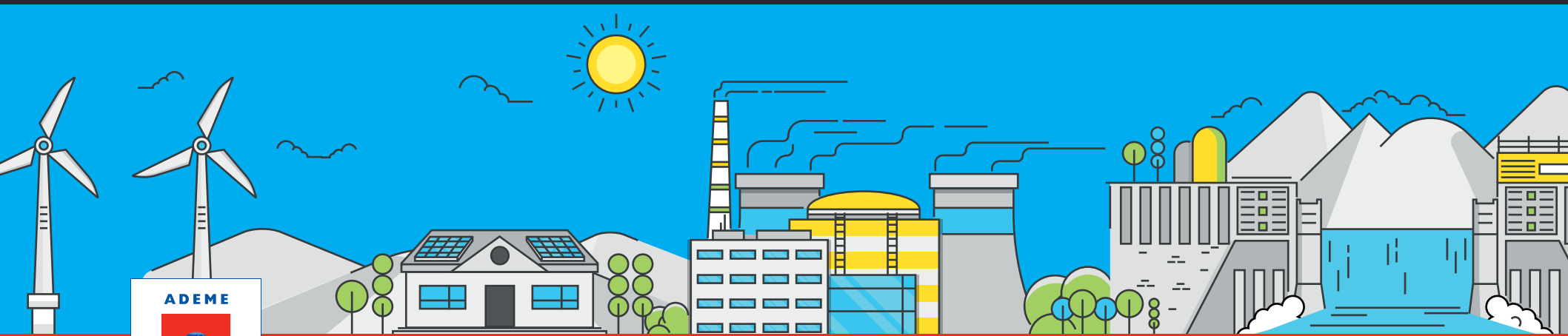




Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060

SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE



Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01
Numéro de contrat: 16MAR000891

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par :

Artelys avec l'appui d'Energies Demain pour la modélisation de la demande horaire d'électricité



Le pilotage de l'étude a été réalisé par l'ADEME.

Il a mobilisé les personnes suivantes :

- Arnaud Mainsant, ingénieur au service Réseaux et Énergies Renouvelables, de l'ADEME
- David Marchal, directeur adjoint Productions et Énergies Durables, de l'ADEME
- Jean-Michel Parrouffe, chef de service Réseaux et Énergies Renouvelables, de l'ADEME

Les travaux spécifiques à cette étude ont été réalisés

par les personnes suivantes :

- Direction de projet : Laurent Fournié
- Chef de projet : Maxime Chammas
- Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, optimisation de systèmes énergétiques sur trajectoire, calculs et analyses économiques : Ghita Kassara, Pierre Attard, Paul Khallouf, Jean-Hubert Hours

Création graphique : Créapix

Impression : Imprimé en France
sur papier Digigreen, FSC Mixte, certifié Écolabel européen 
Imprimerie Frazier - Certifiée ISO 14001

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

Brochure réf. 010655

ISBN : 979-10-297-1173-2 - Octobre 2018 - 200 exemplaires

Dépôt légal : ©ADEME Éditions, octobre 2018

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (Art L. 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (Art L. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L. 122-10 à L. 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

ÉDITORIAL



À l'heure où la France vient de mettre en consultation la programmation pluriannuelle de l'énergie, qui constitue les orientations de sa politique énergétique pour les dix années à venir, suscitant des débats et des prises de position parfois polémiques, il est plus que jamais essentiel d'apporter à l'État et à l'ensemble des parties prenantes des éléments techniques permettant d'éclairer, au moins partiellement, les choix à faire. C'est une des missions confiées à l'ADEME par le gouvernement, au travers notamment de ses travaux prospectifs.

L'ADEME avait ainsi, en 2015, produit une étude sur la faisabilité technico-économique d'un mix électrique 100 % renouvelable en 2050. Cette étude à caractère technique ne prétendait en rien définir une trajectoire souhaitable du mix électrique, mais avait permis de bousculer certaines idées reçues sur la faisabilité ou le coût d'un mix électrique fortement renouvelable.

Aujourd'hui, capitalisant sur les nombreux travaux prospectifs réalisés sur la transition énergétique, par de multiples acteurs, l'ADEME présente une étude portant sur différentes trajectoires d'évolution du mix électrique. Le parti pris dans cet exercice est de rester strictement sur une logique d'optimisation économique: il s'agit d'évaluer les trajectoires qui coûteront le moins cher pour la collectivité.

En effet, l'aspect économique, s'il n'est qu'un des nombreux enjeux de la transition énergétique, qui doit prendre en compte également les aspects industriels, sociaux, environnementaux, joue un rôle particulier, car les choix politiques ne peuvent faire l'impasse sur l'évaluation de leur efficacité d'un point de vue coût/bénéfice. Il est donc incontournable d'évaluer le coût des futurs énergétiques que nous envisageons. C'est ce que cherche à appréhender cette étude, en se limitant au système électrique. Les résultats permettent par exemple de comparer des choix politiques en évaluant le surcoût de l'un par rapport à l'autre.

Les résultats montrent également tout le potentiel du système électrique français, déjà l'un des plus décarbonés d'Europe: les trajectoires les plus économiques poursuivent la décarbonation de notre mix énergétique et celui de nos voisins européens au travers de l'export d'électricité, en s'appuyant sur un développement fort des énergies renouvelables et une prolongation mesurée du parc nucléaire pour modérer le coût de cette transition.

Pour la première fois, une étude sur le mix électrique français porte jusqu'à l'horizon 2060. Si les résultats obtenus restent cohérents pour la période 2020-2035 avec ceux publiés en 2017-2018 par RTE, la prise en compte de cet horizon de très long terme apporte un éclairage nouveau: en effet, pour optimiser les choix à faire dans les quinze prochaines années, il est utile de se projeter jusqu'en 2060, afin de prendre en compte la durée de vie des investissements dans les moyens de production! Il ne s'agit pas de prétendre décider une fois pour toutes les choix d'investissements pour les quarante prochaines années, mais bien de s'assurer qu'un choix fait aujourd'hui ne va pas faire peser des coûts indus à nos enfants et petits-enfants quelques dizaines d'années plus tard.

Cette étude ne dit bien sûr rien des autres considérations d'ordre social, industriel ou environnemental qui pourraient infléchir les choix politiques. Cependant, la plupart des trajectoires que dessine cette optimisation économique proposent une transition qui devrait avoir un impact très positif sur les territoires et représenter une opportunité de valoriser des ressources locales, avec autant de retombées en emplois, économiques et fiscales pour les collectivités. Grâce à la visibilité apportée par ce type de travaux, il devient possible d'accompagner la transition sociale sur le terrain dans la durée, aussi bien sur les emplois que sur la gestion des compétences professionnelles.

Arnaud LEROY

Président du Conseil d'administration de l'ADEME





RÉSULTATS CLÉS

Une nouvelle étude pour contribuer à éclairer les choix de stratégie d'évolution du mix électrique français

L'objectif de cette nouvelle étude est d'analyser les résultats d'une optimisation économique du développement, entre 2020 et 2060, des différentes filières EnR intégrées dans le système électrique français, interconnecté avec ses voisins européens. Le coût complet de plusieurs évolutions contrastées du système électrique français est évalué, permettant ainsi d'appréhender les incertitudes liées à cet horizon prospectif.

RÉSULTAT N° 1

Place des EnR à long terme

Pour des niveaux de demande compris entre 430 TWh et 600 TWh, **l'optimisation économique de l'évolution du système électrique français conduit à une part d'EnR de 85 % en moyenne en 2050, et de plus de 95 % en 2060**, dans l'ensemble des cas, hormis ceux avec déploiement volontariste d'EPR.

RÉSULTAT N° 2

Place du nucléaire à long terme

D'un point de vue économique, le développement d'une filière nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français. La construction d'un EPR en 2030 nécessiterait 4 à 6 Mds€ de soutien public. À plus long terme, le surcoût de développement d'une filière industrielle EPR (24 GW en 2060) serait au minimum de 39 Mds€⁽¹⁾ pour la nation.

RÉSULTAT N° 3

Coût complet de l'électricité

L'augmentation progressive de la part de renouvelable permet de faire tendre le coût total de l'électricité facturée au consommateur vers 90 €/MWh hors taxes⁽²⁾ (à comparer à près de 100 €/MWh de coût actuel), ceci malgré l'augmentation prévisible du prix des énergies fossiles et du CO₂. Par ailleurs, **réduire la demande d'électricité (grâce à l'efficacité énergétique notamment) induirait une diminution des coûts totaux du système de 7 % et des émissions de CO₂ de 22 % en 2060** tout en permettant une augmentation des exportations.

RÉSULTAT N° 4

Rôle du nucléaire historique

Le prolongement d'une partie du parc nucléaire historique, avec l'atteinte de l'objectif de 50 % de nucléaire entre 2030 et 2035, permet une transition efficiente d'un point de vue économique et climatique. Pour les scénarios étudiés, une fermeture de 30 % des réacteurs à l'âge de 40 ans, puis à nouveau de 30 % des réacteurs restants à 50 ans est possible avec un coût nul pour la France sur la période 2030-2044. La fermeture systématique des centrales nucléaires à 50 ans génère des coûts supplémentaires lorsque la capacité nucléaire totale passe en deçà de 30 GW.

RÉSULTAT N° 5

Un potentiel de power-to-X et de forts exports

Dans un contexte d'augmentation de la taxation du carbone, **le mix électrique français offre des opportunités économiques pour décarboner de façon significative les autres vecteurs énergétiques et le mix électrique de nos voisins européens.**

RÉSULTAT N° 6

Modèle de marché

Dans la plupart des scénarios étudiés, l'évolution du mix électrique engendrerait **un rétablissement des prix de marché de gros** (déprimés depuis quelques années en raison des surcapacités en Europe) qui permettrait un développement des EnR sans système de soutien à partir de 2030 pour le photovoltaïque au sol et 2035 pour l'éolien terrestre. À l'inverse, une prolongation trop forte du nucléaire historique maintiendrait les prix de marché bas et déséquilibrerait la rentabilité de tous les moyens de production : la marge totale issue des installations nucléaires se verrait diminuée de 3,6 Mds€ par an sur la période 2030-2044, et le seuil de rentabilité des EnR serait décalé en 2045.

RÉSULTAT N° 7

Stabilité du réseau

Concernant l'inertie du système et sa stabilité, même avec 87 % d'EnR en Europe continentale en 2050, il serait possible, pour moins d'1 €/MWh, de maintenir en fonctionnement une puissance synchrone suffisante pour assurer la stabilité du réseau, selon les exigences que se fixe le gestionnaire de réseau irlandais Eirgrid pour les prochaines années. Des analyses supplémentaires seraient nécessaires pour approfondir cet aspect du système électrique.

(1) Ce chiffre correspond à la somme des surcoûts actualisés à 2,5 %. Sans actualisation, le surcoût est de 85 Mds€.

(2) Hors CTA, TCFE et TVA, mais y compris CSPE EnR.



CONTEXTE ET OBJECTIFS

La France s'est fixée des objectifs ambitieux d'évolution de son mix énergétique à l'horizon 2030 et 2050, avec notamment la division par deux de sa consommation d'énergie, la réduction de la part du nucléaire dans l'électricité, une croissance forte des énergies renouvelables et la neutralité carbone à l'horizon 2050. L'ADEME a apporté de nombreuses contributions à ces réflexions dans les années précédentes, dont notamment :

- les Visions énergie Climat 2035-2050, en 2013, mises à jour en 2017, proposant une division presque par deux de la demande d'énergie et une évolution du système énergétique, incluant tous les vecteurs énergétiques, atteignant 70 % d'EnR (Énergies Renouvelables) dans le mix énergétique en 2050, et permettant une réduction de 72 % des émissions de gaz à effet de serre⁽³⁾ ;
- ses études technico-économiques plus spécifiques sur les vecteurs électricité et gaz pour identifier plus précisément les limites de développement des énergies renouvelables pour ces vecteurs :
 - en 2015, l'étude « Un mix électrique 100 % EnR : analyses et optimisation », ci-après appelée « étude 2015 » : cette étude exploratoire a permis de démontrer, pour la France métropolitaine, la faisabilité technique d'équilibrer au pas de temps horaire la demande d'électricité avec un mix de production 100 % EnR, associé à du stockage et de la flexibilité de la demande. L'approche retenue, consistant à optimiser des mix électriques construits *ex nihilo*, ne permettait cependant pas de construire et encore moins d'évaluer la trajectoire d'évolution du système électrique pour passer du mix actuel à un mix à l'horizon 2050,
 - en 2018, l'étude un « mix gaz 100 % EnR » a permis d'estimer les gisements nécessaires et le coût relatif à la conversion de l'alimentation de gaz fossile en gaz 100 % renouvelable.

La présente étude s'inscrit dans la continuité de ces travaux, en approfondissant l'évolution progressive du système électrique et le potentiel de développement du power-to-gas. Elle vise à évaluer, d'un point de vue technique et économique, des trajectoires d'évolution du système électrique français entre le mix actuel et un mix à l'horizon 2050.

Le système électrique français est en effet à ce jour majoritairement alimenté par un parc électronucléaire mis en place en grande partie dans les années 80. La perspective de la fin de vie des centrales et donc de leur remplacement pose la question de la stratégie d'évolution du mix de production électrique français. Le choix de cette stratégie est loin d'être évident, tant les paramètres à prendre en compte sont multiples, avec notamment :

- le choix de la cible de mix technologique, et d'objectifs environnementaux fixés par la politique énergie-climat ;
- l'appréciation de l'évolution de la consommation d'électricité ;
- le coût des différentes technologies ;
- la temporalité de l'évolution du mix ;
- le maintien de la sécurité d'approvisionnement (notamment l'équilibre horaire entre l'offre et la demande) dans un contexte de forte croissance de la part d'énergie renouvelable non pilotable.

La date de fin de vie des centrales nucléaires historiques dépendra du choix, pour chaque centrale, de la prolonger au-delà de 40 ans puis 50 ans. Si cela permet d'étaler la fin de vie des centrales et de bénéficier d'électricité décarbonée à faible coût, ce choix peut être contraint par des impératifs de sûreté, ou d'autres considérations d'ordre social, environnemental ou industriel. De plus, les investissements à consentir pour leur prolongement sont à mettre en regard des bénéfices.

⁽³⁾ La réduction de la consommation d'énergie finale est de -45 % en 2050 par rapport à 2010 ; La réduction des émissions de CO₂ équivalent (CO₂, NH₄, N₂O) est de -72 % en 2050 par rapport à 1990.



fices apportés par cette production, dans un contexte où les coûts des technologies EnR ont baissé beaucoup plus vite que les projections utilisées pour l'étude 2015 : tous les spécialistes du secteur s'accordent sur le fait que cette baisse va se prolonger dans les années à venir, avec des coûts de revient de l'éolien ou du photovoltaïque qui pourraient converger autour de 50 €/MWh dès 2030.

L'objectif de cette nouvelle étude est ainsi de contribuer à éclairer les choix de stratégie d'évolution du mix électrique français, en analysant les résultats d'une optimisation économique du développement des différentes filières EnR intégrées dans le système électrique français, interconnecté avec

ses voisins européens, et d'évaluer le coût complet de plusieurs évolutions contrastées du système électrique français entre 2020 et 2060⁽⁴⁾. Cette optimisation consiste à minimiser, dans différents cas de choix politiques (développement important du power-to-gas, maintien/développement du nucléaire...) et de contextes exogènes (niveau de la demande, contexte européen...), le coût complet du système électrique français et de ses pays voisins, sur la trajectoire 2020 - 2060, en respectant la contrainte d'équilibre offre/demande au pas horaire.

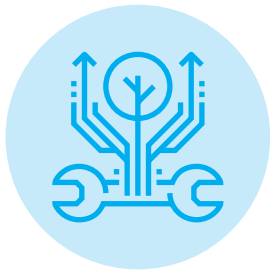
La comparaison de ces différentes trajectoires d'évolution du système électrique vise à répondre aux grandes questions suivantes :

- ➔ **Quel est, en fonction des hypothèses retenues, le rythme de déploiement optimal des nouvelles installations ?**
- ➔ **En prenant en compte les coûts de stockage et de flexibilité, quelle part les EnR peuvent-elles prétendre occuper dans le mix électrique, en étant en compétition économique avec les moyens de production conventionnels existants ou futurs (dont les EPR) ?**
- ➔ **Quels sont les coûts complets des différentes trajectoires ?**
- ➔ **Quelles sont les évolutions des prix de marché en fonction des différents scénarios possibles (part de nucléaire, contexte européen), et la rémunération perçue par les différents moyens de production ?**
- ➔ **Quels sont les impacts du niveau de demande en France sur le parc de production ?**
- ➔ **Quel est le niveau d'exportation atteint dans chaque trajectoire considérée ?**

Cette synthèse sera complétée par la publication de 2 autres documents :

- une présentation exhaustive des hypothèses retenues ;
- un rapport d'analyse détaillé des scénarios étudiés.

(4) Les évaluations sont réalisées jusque 2060 afin d'analyser l'évolution du mix électrique dans un contexte où l'ensemble des centrales nucléaires historiques auront atteint leurs 60 ans.



MÉTHODOLOGIE ET PRINCIPALES HYPOTHÈSES

L'étude se base sur un outil informatique⁽⁵⁾ capable d'optimiser les coûts de production de l'électricité sur toute la période 2020-2060. L'outil évalue, par pas de 5 ans, la composition du mix optimal français pour minimiser la somme actualisée⁽⁶⁾ des coûts de production⁽⁷⁾ du système électrique d'Europe de l'Ouest, tout en respectant l'équilibre offre-demande au pas horaire. Les variables d'optimisation intègrent donc à la fois :

- les capacités installées en France dans les différents moyens de production⁽⁸⁾ ;
- les capacités d'interconnexion, de stockage et de conversion d'électricité en hydrogène ou en gaz de synthèse ;
- 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.

Ces variables sont optimisées conjointement pour assurer la cohérence des investissements sur l'ensemble de la trajectoire.

Ces calculs ont été réalisés pour 7 jeux de paramètres (appelés « trajectoires ») qui se différencient les unes des autres :

- soit par des hypothèses différentes (niveau de la demande électrique, coût des technologies...);
- soit par des contraintes imposées. Ici, le terme de contrainte signifie : une règle supplémentaire à respecter, qui change l'optimum du scénario (par exemple un rythme de déploiement imposé de tel moyen de production, une acceptabilité plus faible des EnR, etc.).

1. Hypothèses de consommation

Deux scénarios de demande

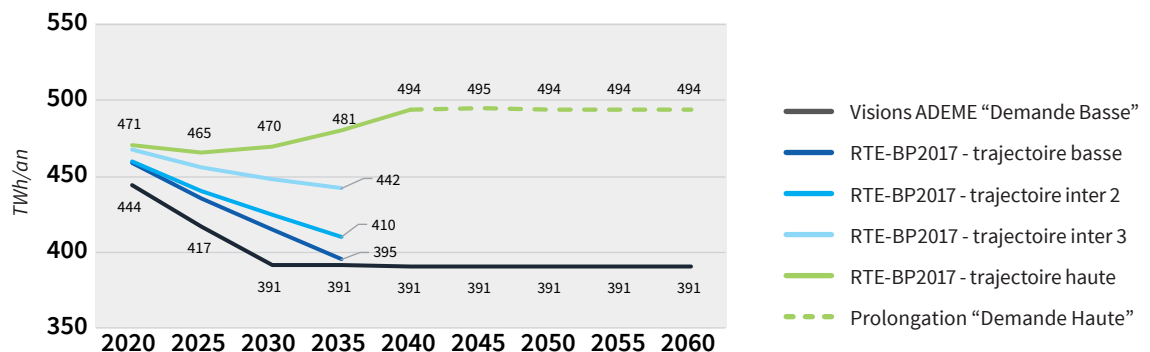
L'étude réalisée s'articule autour de deux scénarios de consommation :

- le scénario « **Demande basse** » est basé sur les hypothèses des Visions 2035-2050 de l'ADEME. Dans ce scénario, la consommation annuelle suit une trajectoire décroissante marquée jusqu'en 2030, puis reste constante. Ce scénario intègre des reports d'usage vers l'électricité, qui représente en 2050, 40 % de la consommation contre 25 % aujourd'hui

(développement du chauffage par pompes à chaleur, 10 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables en 2050) ;

- le scénario « **Demande Haute** » est basé sur la trajectoire « RTE Haut » jusqu'en 2040 puis sur une prolongation des tendances identifiées dans ce scénario jusqu'à 2060. Ainsi la consommation électrique pour la chaleur dans le résidentiel continue de diminuer, mais est compensée principalement par la consommation des véhicules électriques (atteignant environ 16 millions dès 2035).

FIGURE 1 : ÉVOLUTION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ FRANÇAISE (PERTES INCLUSES, HORS P2X)



(5) Artelys Crystal Super Grid : <https://www.artelys.com/fr/applications/artelys-super-grid>.

(6) Taux d'actualisation de 2,5% du point de vue de la puissance publique proposé par la Commission Quinet.

(7) Plus précisément, les coûts incluent les CAPEX et OPEX fixes du parc français, les coûts variables de l'ensemble des pays européens représentés, les coûts de défaillance, les coûts du réseau, le soutien public lié aux EnR « historiques » et les recettes du P2X (power-to-H₂, power-to-heat). Par ailleurs, pour les évaluations de coûts pour la France présentées plus loin dans ce document, ces valeurs incluent les gains liés à l'exportation d'électricité vers le reste de l'Europe et aussi, à l'inverse, les dépenses liées aux importations.

(8) Le parc de production européen, hors France et hors centrales gaz, est fixé d'avance sur la base de scénarios institutionnels. Par ailleurs, avant 2030, les trajectoires de développement des EnR en France sont fixées de façon exogène pour prendre en compte les objectifs fixés par la loi.



Une flexibilité des usages

À partir de ces consommations annuelles, des profils horaires de consommation ont été construits en prenant en compte les spécificités de chaque usage. Ces profils de demande ont été construits pour 7 années climatiques. La demande est pour cela découpée en 7 usages : industrie, véhicules électriques, eau chaude sanitaire, chauffage, climatisation, produits blancs et autres. Les profils et les flexibilités possibles sont spécifiques à chaque usage. La méthodologie et le modèle utilisé sont identiques à ceux utilisés dans l'étude 2015.

Par ailleurs, de manière à prendre en compte le potentiel de l'électricité pour

verdir d'autres vecteurs énergétiques, le modèle optimise le déploiement de capacités power-to-X (production de chaleur et d'hydrogène dans l'industrie et production d'hydrogène pour la mobilité), représentant au total une consommation électrique potentielle de l'ordre de 55 TWh en 2050. Une variante⁽⁹⁾ avec une demande supplémentaire de 50 TWh pour la production de méthane de synthèse est également étudiée. Le niveau de demande électrique maximale considéré dans cette étude est donc, en ordre de grandeur, compatible avec celui pris en compte dans le cadre de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (de l'ordre de 600 TWh en 2050).

2. Hypothèses de production

Gisement maximum des EnR

Les gisements maximums de capacité photovoltaïque et éolienne considérés dans l'étude sont issus de l'étude 2015. En particulier, le gisement en panneaux solaires photovoltaïques est de 95 GW au sol⁽¹⁰⁾ et 123 GW sur grandes toitures. Le gisement maximum en éoliennes terrestres est de 120 GW (éoliennes nouvelle génération), de 20 GW en éoliennes marines posées, et de 46 GW en éoliennes flottantes.

Pour prendre en compte les contraintes industrielles qui pourraient limiter la croissance des EnR, un rythme annuel maximal de déploiement des EnR est pris en compte. Ainsi, l'hypothèse est faite que les capacités des éoliennes terrestres et marines ne peuvent croître que de 2 GW/an, respectivement. La capacité solaire ne peut augmenter que de 3 GW/an (photovoltaïque sol + photovoltaïque sur grande toiture, hors capacité sur petites toitures).

Coût des EnR

Les coûts utilisés dans l'étude ont été obtenus à partir d'un recouplement entre des sources

publiques et les consultations PPE 2018. Pour prendre en compte le fait qu'au fur et à mesure du déploiement, les nouvelles installations devront s'installer sur des sites de moindre productivité, des courbes de coût ont été construites pour les technologies photovoltaïques et éoliennes⁽¹¹⁾ à partir des données de gisement et de conditions météo pour chaque région française. L'outil sélectionne alors les projets par ordre décroissant de qualité de site. Le LCOE des EnR est présenté ci-dessous pour des bons sites et pour des sites médiocres (respectivement 30^e et 70^e centiles, ce qui, au vu des rythmes de déploiement, correspond à peu près aux coûts des nouvelles installations respectivement en 2030 et 2060). Ces LCOE⁽¹²⁾ prennent en compte le coût de raccordement de ces installations au réseau ainsi que les renforcements nécessaires sur le réseau de répartition⁽¹³⁾.

Pour illustrer les conséquences d'une acceptabilité moins bonne des EnR terrestres, un des scénarios étudiés prend en compte des coûts 25 % plus élevés pour le photovoltaïque au sol et l'éolien terrestre.

(9) Trajectoire « Gaz de synthèse », cf tableau page 9

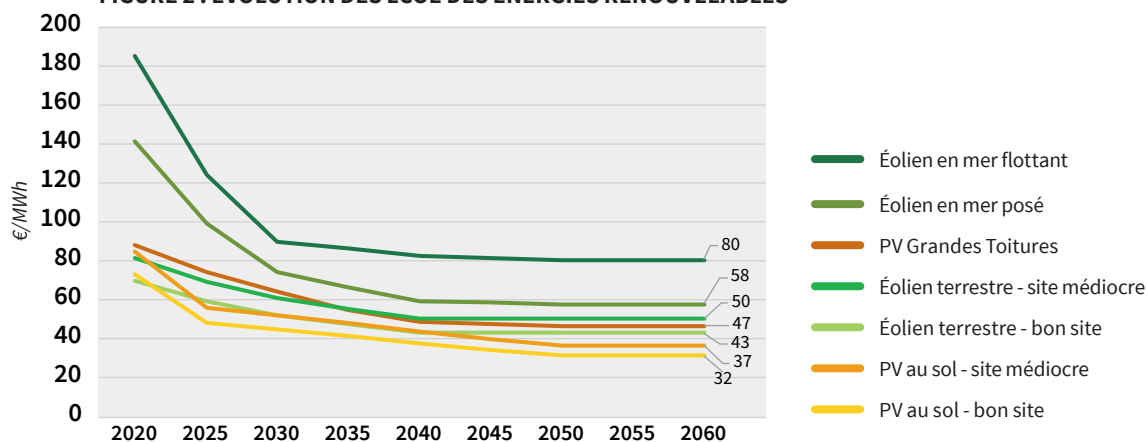
(10) Le gisement photovoltaïque au sol considéré dans l'étude 2015 (47 GW) a été revu à la hausse compte tenu des études plus récentes, du CEREMA notamment.

(11) Les hypothèses retenues pour les autres filières EnR sont les mêmes que celles de l'étude 2015.

(12) Le LCOE des EnR est calculé en intégrant un taux d'actualisation de 5,25 %, représentant le coût moyen pondéré du capital.

(13) L'étude 2015 estimait le coût de renforcement du réseau de répartition à 70 M€/par GW d'éolien terrestre ou photovoltaïque, sur la base d'une analyse des S3REnR. Ces hypothèses ont été reprises ici. Ce chiffre est cohérent aux coûts d'intégration (HTB1 + HTB2) de l'ensemble de la production EnR estimés à 300 M€/an par RTE dans leur schéma décennal réseau (scénario Ampère).

FIGURE 2 : ÉVOLUTION DES LCOE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



Nucléaire historique

Les centrales nucléaires historiques sont supposées prolongeables jusqu'à 60 ans. En particulier, à partir de centrales dont la durée de vie initiale est supposée être de 40 ans, le modèle permet de prolonger les groupes de 10 ans, à deux reprises. Le coût de prolongation considéré dans l'analyse correspond à un LCOE de 42 €/MWh, calculé à partir des coûts du grand carénage publiés par la Cour des Comptes.

Pour prendre en compte le fait qu'un certain nombre de centrales ne seront éventuellement pas prolongeables à ce coût⁽¹⁴⁾ et que des contraintes techniques ou de sûreté pourront limiter ce prolongement, certains scénarios prennent comme contrainte que seulement 70 % des centrales peuvent être prolongées de 10 ans pour ce coût.

Nucléaire de nouvelle génération (EPR)

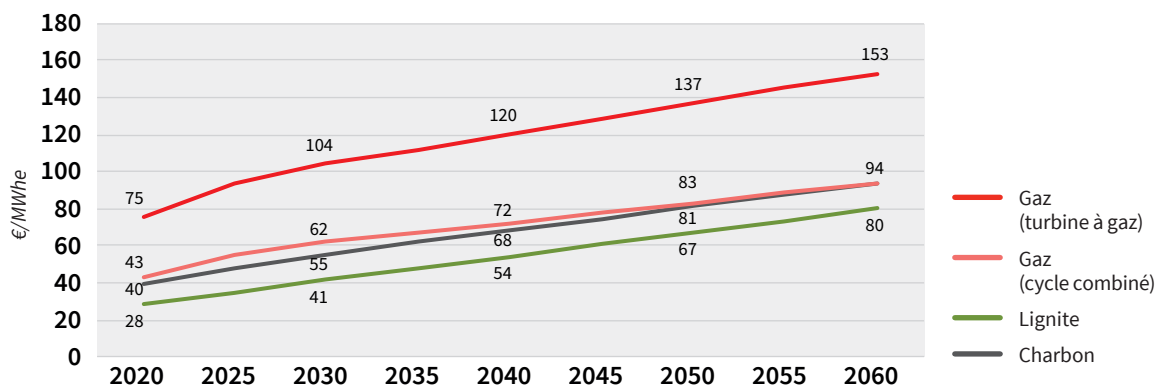
Le modèle permet aussi d'installer des EPR si les conditions économiques le permettent.

Le coût des EPR considéré dans l'analyse est de 85 €/MWh en LCOE⁽¹⁵⁾ en supposant une production en base toute l'année. Dans la trajectoire « EPR en série », on suppose que la filière industrielle EPR se développe permettant de réduire le LCOE jusqu'à 70 €/MWh.

Moyens thermiques

Il est pris comme hypothèse que les capacités existantes en CCGT et OCGT persistent jusqu'à leur fin de vie technique (30 ans). Dans la majorité des scénarios considérés, hypothèse est faite qu'on ne peut installer plus de capacité gaz (CCGT ou OCGT) qu'il n'en existe aujourd'hui. Les hypothèses de coûts de combustible et du CO₂ utilisées dans l'analyse sont issues du scénario *New Policies du World Energy Outlook 2017* jusqu'en 2040 puis projetées linéairement jusqu'en 2060: le prix de la tonne de CO₂ sur le marché européen est supposé égal à 30 € en 2030 et 57 € en 2050.

FIGURE 3 : DÉTAIL DES COÛTS DE PRODUCTION POUR LES FILIÈRES THERMIQUES (INCLUANT CO₂)



(14) L'Avis de l'Autorité de sûreté nucléaire sur la prolongeabilité des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ne sera disponible qu'en 2020.

(15) Pour une utilisation de 6700 heures par an, et un taux d'actualisation de 7,5 %, ce qui correspond à un CAPEX de 5,2 Mds€/GW. Les coûts de production des EPR, plus importants que ceux du nucléaire historique, s'expliquent notamment par le fait qu'il s'agit de nouveaux investissements non amortis et par les contraintes de sûreté plus importantes prises en compte dans leur conception.



Stockage

Dans le modèle, des batteries de durée de décharge de 2 h et de 90 % de rendement peuvent être installées pour un coût variant de 880 €/kW en 2020 à 465 €/kW en 2035 et 355 €/kW en 2050 (avec une durée de vie 10 ans).

Le modèle permet aussi l'ajout de STEP en France, dans la limite de 2 GW de STEP de durée de décharge 24 h (soit 24 MWh de capacité par MW installé) pour un coût de 1 325 €/kW⁽¹⁶⁾.

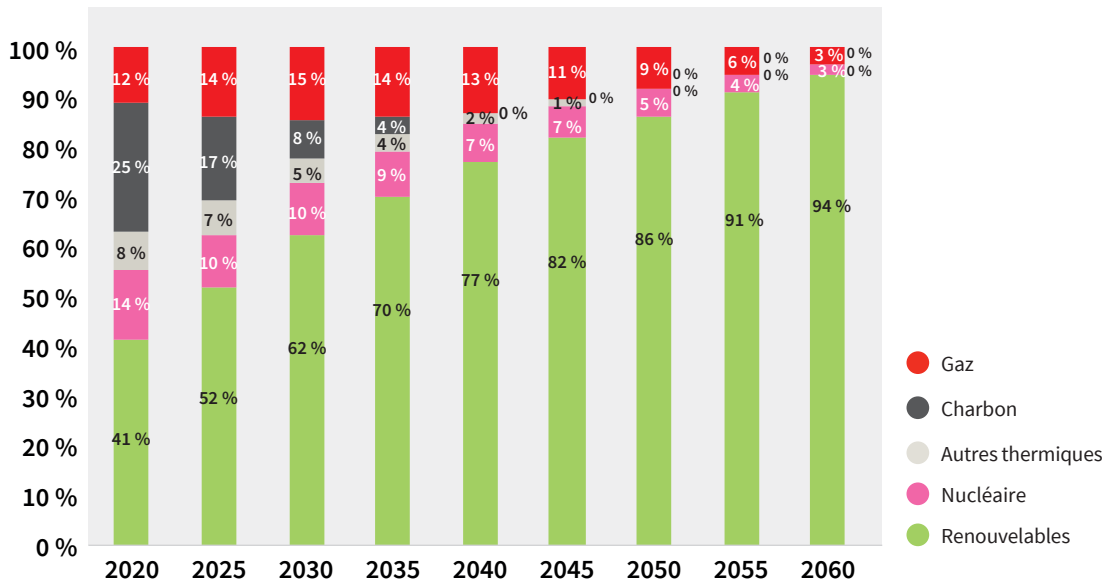
3. Production en Europe et Interconnexions

Les pays voisins sont modélisés avec un modèle en étoile, dans lequel les pays d'Europe de l'Ouest sont agrégés en 5 groupes⁽¹⁷⁾. Les hypothèses de parc installé hors France reposent sur l'étude de l'European Climate Foundation « Plus propre, plus intelligent, moins cher: saisir les opportunités dans un système électrique européen en transition » publiée en 2018 (ci-après nommé ECF)⁽¹⁸⁾. Cette étude suppose une

sortie rapide du charbon et un développement accéléré des EnR en Europe, ce qui permet d'étudier le développement des EnR en France dans le contexte défavorable d'une très forte compétition avec le développement des EnR à l'étranger.

Ce scénario aboutit (hors France) à une part renouvelable de l'électricité de 62 % en 2030 et 86 % en 2050.

FIGURE 4 : MIX DE PRODUCTION EN EUROPE (HORS FRANCE) – SCÉNARIO ECF



(16) Les hypothèses de coûts d'investissements sont issues d'un recouplement entre plusieurs sources dont en particulier les présentations de Bloomberg New Energy Finance et le bilan prévisionnel 2017 de RTE.

(17) Les pays suivants sont représentés : Europe Centrale-Nord (Belgique, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas), Europe Centrale-Sud (Autriche, République Tchèque, Slovaquie, Slovénie, Suisse), Europe du Sud (Italie), Péninsule Ibérique (Espagne, Portugal) et UK.

(18) L'étude ECF porte sur l'année 2030. Au-delà de 2030, la vitesse de développement des capacités EnR suit celle du scénario Sustainable Transition du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E. Pour le cas particulier de l'Allemagne, l'objectif de 65 % d'énergie renouvelable électrique en 2030, annoncé depuis dans le Contrat de Coalition, a été pris en compte.



DESCRIPTION DES TRAJECTOIRES MODELISÉES

Chaque trajectoire correspond à un jeu d'hypothèses particulières fournies en entrée du calcul d'optimisation. La combinaison de ces hypothèses a été choisie de sorte à éclairer les questionnements à l'origine de cette étude. Les modifications des hypothèses ont

été réalisées séparément de façon à pouvoir comparer les trajectoires pour mesurer l'effet d'un paramètre. Sept trajectoires ont ainsi été modélisées pour cette synthèse. D'autres variantes seront étudiées et présentées dans le rapport complet à venir.

FIGURE 5 : DESCRIPTION DES TRAJECTOIRES ÉTUDIÉES

Hypothèses	Trajectoire de référence	Efficacité énergétique élevée	EPR en série	Faible acceptabilité des EnR terrestres	Prolongement nucléaire aisé	Gaz de synthèse	Fermeture des centrales nucléaires à 50 ans
Coût EPR	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh les 3 premières EPR puis 70 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh
Part du nucléaire existant prolongeable à 42 €/MWh	70 % ^(a)	70 % ^(a)	70 % ^(a)	70 % ^(a)	100 %	70 % ^(a)	70 % pour 10 ans, 0 % prolongeable 20 ans
Taux Nucléaire et/ou EPR	Libre	Libre	15 EPR en 2055	Libre	Libre	Libre	Libre
Déploiement des ENR^(b)	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Éolien offshore: 15 GW posé, 3 GW flottant ^(c)	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme
Acceptabilité EnR	Référence	Référence	Référence	Surcoût de 25 % pour les EnR terrestres	Référence	Référence	Référence
Augmentation capacité fossile	Interdite	Interdite	Interdite	Interdite	Interdite	Interdite	Autorisée
Niveau maximal d'interconnexions	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian
Demande en France (hors P2X)	Demande élevée ^(d)	Visions Ademe	Demande élevée	Demande élevée	Demande élevée	Demande élevée	Demande élevée
Power-to-gas	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Scénario 75 % EnR&R gaz en 2050	Standard
Scénario Européen^(e)	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF
Capacités STEP à l'étranger^(f)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP ST (bas)	TYNDP GCA (haut)

(a) Lors de leur 4^e et 5^e visite décennale, 70 % des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30 % restant n'étant pas prolongées pour des raisons de surcoûts liés à des contraintes supplémentaires, de sûreté par exemple.

(b) Avec Contrainte: 2 GW/an max pour éoliennes terrestres, 2 GW/an max pour éoliennes marines + flottantes, 3 GW/an max pour PV (sol + grandes toitures).

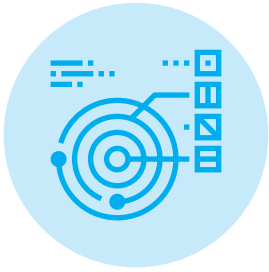
(c) Capacité minimale imposée au modèle. Ces capacités minimales sont installées progressivement à partir de 2025.

(d) Demande basée sur le scénario RTE Haut, prolongé.

(e) Scénario ECF: 65 % EnR en 2030 – 85 % EnR en 2050; Scénario TYNDP Sustainable Transition: 54 % EnR en 2030 – 74 % EnR en 2050.

(f) GCA = Global Climate Action (52 GW STEP hors France, sur le périmètre d'étude). ST = Sustainable Transition (42 GW).





PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

RÉSULTAT N° 1 : *Place des EnR à long terme*

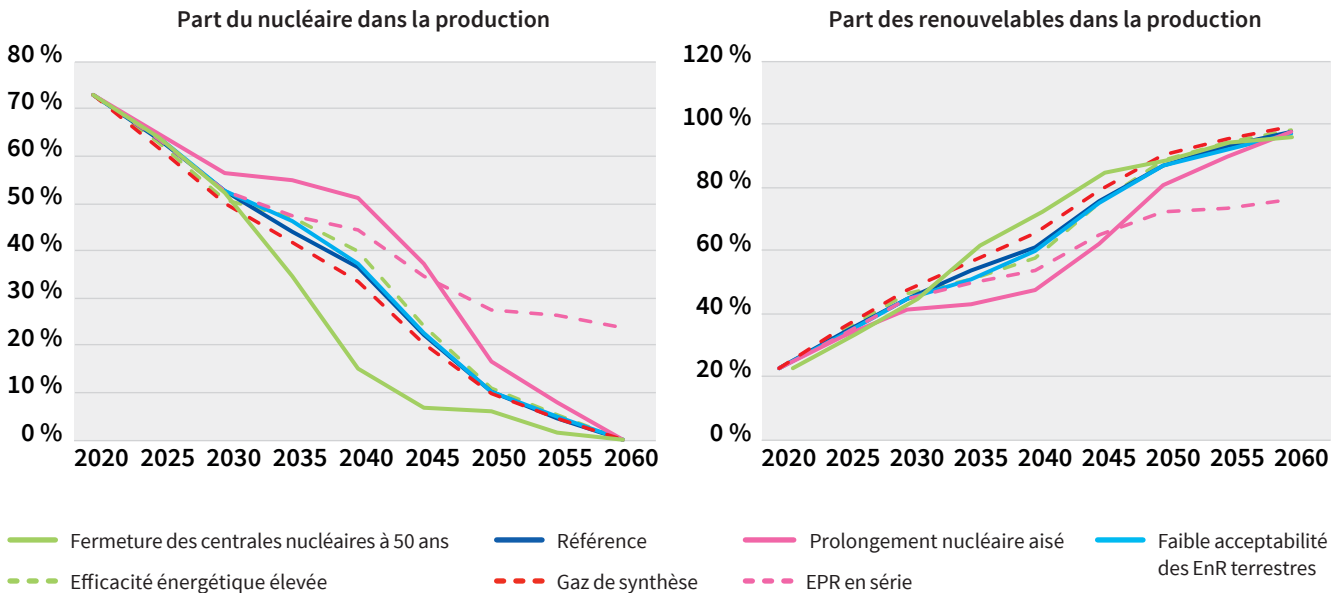
Pour des niveaux de demande compris entre 430 TWh et 600 TWh⁽¹⁹⁾, la trajectoire d'évolution du système électrique français conduit, selon l'optimum économique, à une part d'EnR de 85 % en moyenne en 2050 dans l'ensemble des cas, et de plus de 95 % en 2060, hormis ceux avec déploiement imposé d'EPR.

Au fil des années, les EnR se développent en quantité suffisante pour se substituer aux réacteurs nucléaires arrivés en fin de vie. Cette transition est possible, dans un contexte de fermeture de 30 % des centrales nucléaires à chaque visite décennale, sans augmentation des capacités en moyens fossiles⁽²⁰⁾, la production à partir de gaz représentant moins de 3 % de la production totale française quelle que soit

l'année considérée. En revanche, dans le cas « sortie automatique à 50 ans » pour lequel une quinzaine de GW supplémentaires de gaz sont nécessaires, la part du gaz représente environ 12 % de la production d'électricité en 2040.

Le détail des résultats de capacité et production par filière est présenté pour chacun des scénarios, à la fin de cette synthèse.

FIGURE 6 : ÉVOLUTION DE LA PART DU NUCLÉAIRE ET DES ENR DANS LA PRODUCTION FRANÇAISE D'ÉLECTRICITÉ DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ÉTUDIÉS

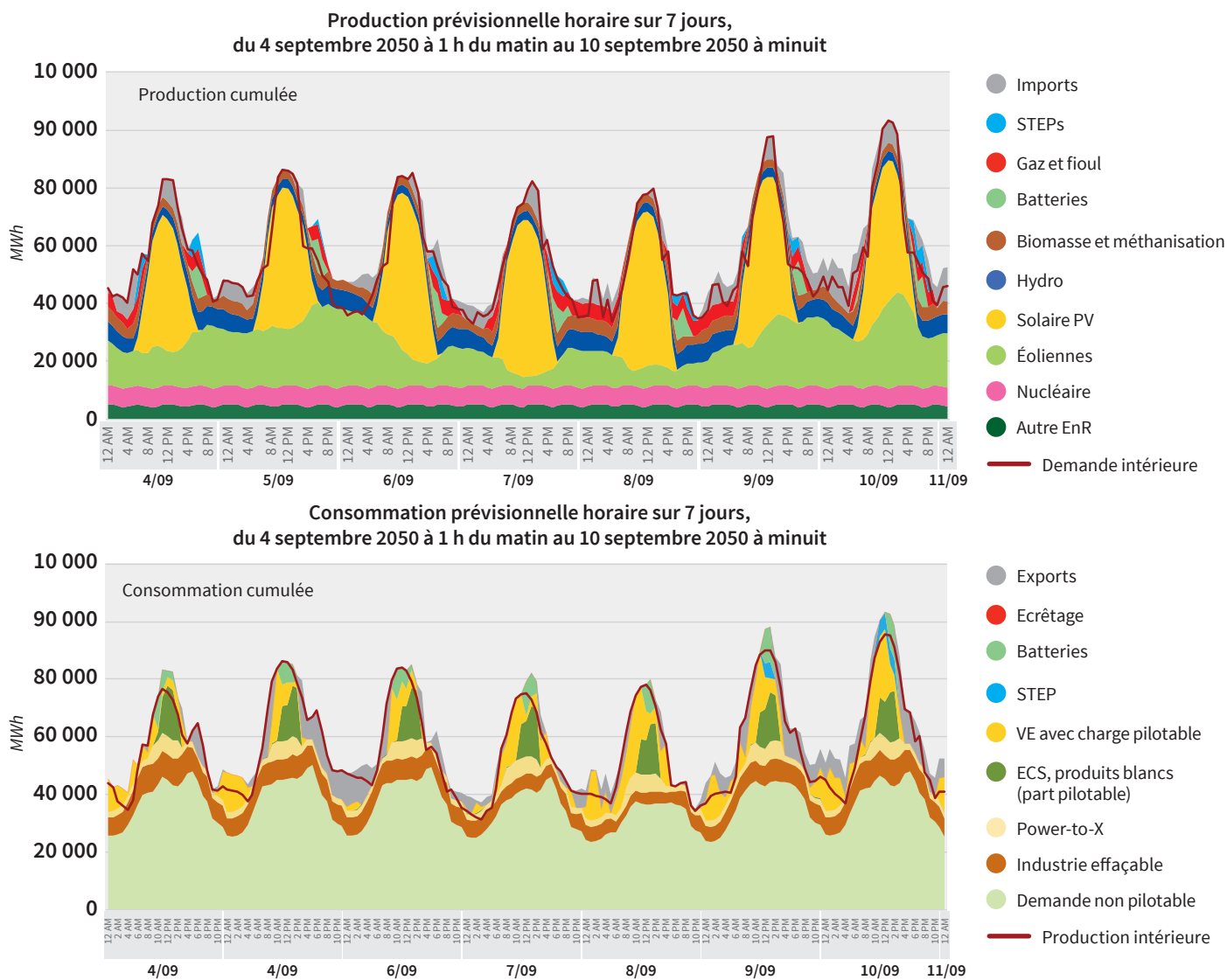


(19) Données 2050, comprenant jusqu'à 100 TWh de consommation électrique pour le power-to-X (chaleur dans l'industrie, hydrogène pour la mobilité et l'industrie et méthanation).
 (20) Conformément à la communication du Conseil des Ministres du 7 novembre 2017.

Avec ce mix très renouvelable, l'équilibre offre-demande au pas horaire est assuré, confirmant ainsi un résultat de l'étude 2015. En effet, le système électrique français bénéficie de nombreuses sources de flexibilité. L'hydroélectricité, les effacements et le pilotage de l'eau chaude sanitaire sont des leviers de flexibilité existants qui vont permettre à court terme d'intégrer de façon économique la production variable des énergies éoliennes et photovoltaïques (françaises et européennes). À moyen terme, le développement des véhicules électriques représente une charge de 40 à 70 TWh (pour 2035 et 2050) dont

respectivement 40 % et 80 % sont supposées pilotables. La production d'hydrogène électrolytique pour des usages industriels ou mobilité (qui, pour les hypothèses d'étude, commence à se développer dès 2030) et les batteries stationnaires (qui, suivant les scénarios, apparaissent entre 2040 et 2050) sont autant de sources de flexibilité supplémentaires pour intégrer des parts importantes d'énergie renouvelable variable. Enfin, la France bénéficie de fortes capacités d'interconnexion avec ses pays voisins, ce qui lui permet de bénéficier du foisonnement de la production éolienne entre les différents pays européens.

FIGURE 7 : EXEMPLE DE RÉSULTAT DU MODÈLE SUR UNE SEMAINE DE SEPTEMBRE 2050 (EN HAUT, L'APPEL DES DIFFÉRENTS MOYENS DE PRODUCTION ; EN BAS, LA DÉCOMPOSITION DE LA DEMANDE) ⁽²¹⁾



(21) De façon à améliorer la lisibilité du graphique, les productions horaires ont été agrégées par filière. Le modèle représente de façon spécifique les actifs suivants : hydraulique à réservoir, fil de l'eau, centrales marémotrices (regroupés dans hydraulique), houlomoteur, hydroliennes, UIOM, géothermie (autres EnR), CCGT, OCGT, groupes fioul, cogénération thermique (gaz et fioul), PV au sol, PV sur grande et sur petite toiture (solaire), éoliennes terrestres, éoliennes en mer posées et flottant (éoliennes), véhicules électriques chargés au domicile et au travail (véhicules électriques avec charge pilotable, la charge fatale des véhicules chargés dès leur connexion étant comptabilisée dans la demande non pilotable), production de chaleur et d'hydrogène dans l'industrie, production d'hydrogène pour la mobilité (power-to-X).



RÉSULTAT N° 2 : *Place du nucléaire à long terme*

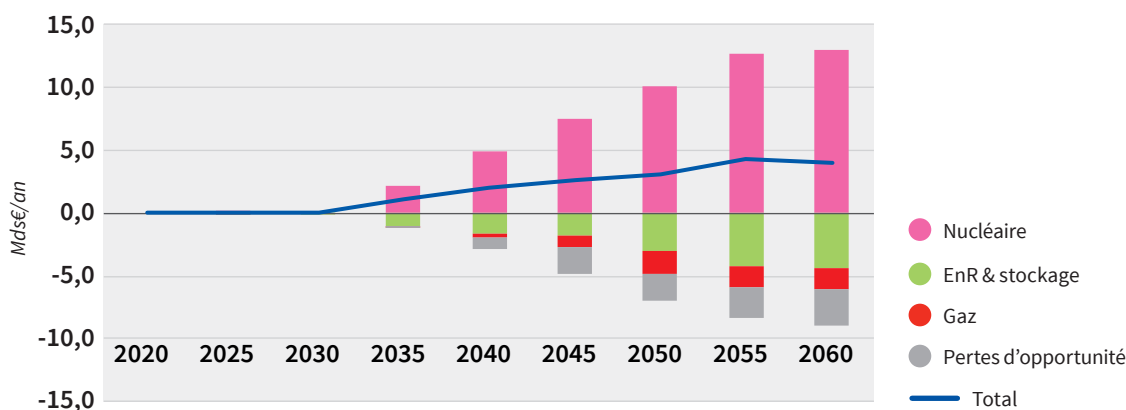
D'un point de vue économique, le développement d'une filière nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français. Le surcoût de développement d'une filière industrielle EPR (24 GW en 2060) serait de 39 Mds€⁽²²⁾ pour la nation, malgré les économies d'échelle prises en compte pour les EPR (coût de production des EPR en série estimé à 70 €/MWh par hypothèse).

En effet, les coûts liés au développement de la filière EPR (cf. Figure 8) restent supérieurs aux économies réalisées (investissements évités dans les EnR, consommation moindre de gaz) et aux gains liés aux exportations. De fait,

dans l'ensemble des trajectoires étudiées, le prix de vente annuel moyen de l'électricité issue du nucléaire ne dépasse que rarement les 70 €/MWh : ces installations seraient donc structurellement déficitaires.

FIGURE 8 : COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DE LA TRAJECTOIRE EPR EN SÉRIE (CONDUISANT À 24 GW D'EPR EN 2060) PAR RAPPORT À LA TRAJECTOIRE DE RÉFÉRENCE⁽²³⁾

Note de lecture : la courbe bleue, au-dessus de l'axe des abscisses signifie que la trajectoire EPR en série présente un surcoût.



En outre, une analyse ex-post⁽²⁴⁾ des prix de marché sur les trajectoires de référence et « prolongement nucléaire facile » montre qu'un EPR seul démarré en 2030 nécessiterait 4 à 6 Mds€ de soutien public pour atteindre la rentabilité (avec une hypothèse

de 85 €/MWh de coût de production). En effet, le MWh produit est valorisé entre 40 €/MWh et 65 €/MWh suivant les scénarios et les années, ce qui nécessite donc un soutien public pour combler le déficit de l'installation.

(22) Ce chiffre correspond à la somme des surcoûts actualisés à 2,5 %. Sans actualisation, le surcoût est de 85 Mds€.

(23) Les pertes d'opportunités sont la baisse des revenus liés à la réduction des exports d'électricité vers les pays voisins et, dans une moindre mesure (pour moins de 0,5 Md€/an), la réduction des revenus liés au power-to-X.

(24) Cette analyse marginale suppose que l'EPR n'a pas d'impact sur les prix de marché (alors que l'ajout de capacités supplémentaires, à tout autre paramètre fixe, ferait baisser les prix de marché).

RÉSULTAT N° 3 : **Coût complet de l'électricité**

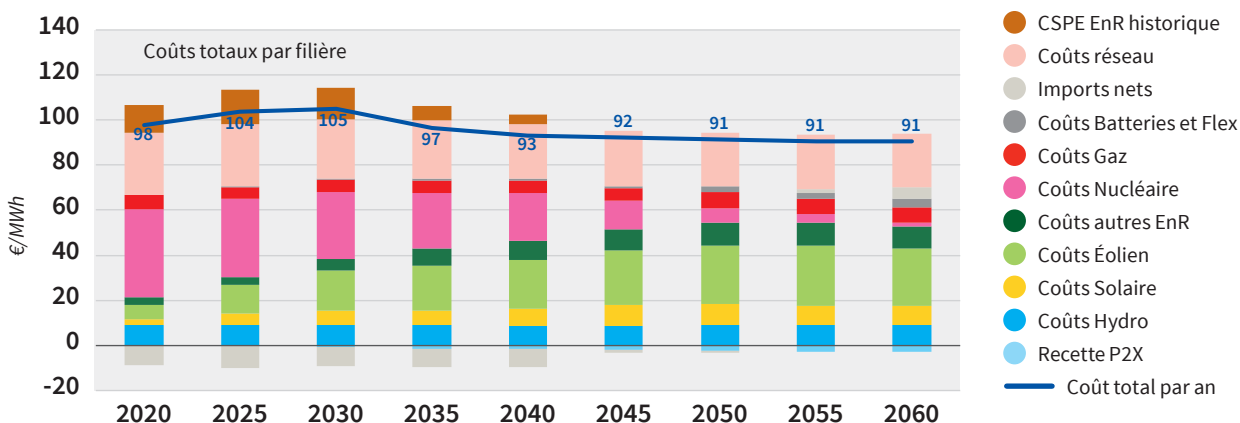
L'augmentation progressive de la part de renouvelable permet de faire tendre le coût total de l'électricité facturée au consommateur vers 90 €/MWh hors taxes⁽²⁵⁾ (à comparer à près de 100 €/MWh de coût actuel⁽²⁶⁾), ceci malgré l'augmentation prévisible du prix des énergies fossiles et du CO₂. Par ailleurs, réduire la demande d'électricité (grâce à l'efficacité énergétique notamment) induirait une diminution des coûts totaux du système de 7% et des émissions de CO₂ de 22% en 2060 tout en permettant une augmentation des exportations, par rapport à la trajectoire de référence.

Comme illustré Figure 9, dans la trajectoire de référence, aboutissant à 87% d'EnR en 2050, le coût complet de l'électricité⁽²⁷⁾ en €/MWh, après une légère hausse en début de période, baisse de 8% en 2050 par rapport à 2020. L'intégration des EnR a un coût, lié notamment à la nécessité de développer des capaci-

tés flexibles (stockage, maintien de capacités gaz...), du réseau (interconnexion, réseau de transport), ou aux pertes d'utilité (moindre utilisation du nucléaire restant), mais ce coût, croissant au cours du temps est inférieur à l'économie réalisée grâce à la baisse progressive des coûts de production des EnR.

FIGURE 9 : ÉVOLUTION DU COÛT COMPLET DE L'ÉLECTRICITÉ RAPPORTÉ AU MWh, POUR LA TRAJECTOIRE DE RÉFÉRENCE

Note de lecture : le calcul du coût en € par MWh prend en compte la quantité d'électricité produite. Aussi apparaît-il que la part du coût de production liée aux EnR se substitue au fil du temps à celle du nucléaire.



Pour un même niveau de demande électrique et hors contrainte imposée sur le développement de la filière EPR, le coût total actualisé (cf. Figure 10) varie entre 1273 Mds€ sur 45 ans (scénario « Prolongement Nucléaire facile ») et 1311 Mds€ (scénario « Faible acceptabilité des EnR »), ce qui montre la robustesse de ce résultat face aux principales incertitudes d'évolution du système électrique français. La forte

majorité de ces coûts reste en effet liée aux décisions passées: le coût du parc électrique 2020, ainsi que les coûts fixes du réseau national, représentent déjà plus de 800 Mds€ sur la trajectoire. La trajectoire « efficacité énergétique élevée », correspondant, elle, à une demande d'électricité en 2060 17% plus faible que la trajectoire de référence, s'accompagne, d'une baisse des coûts totaux actualisés d'environ 7%,

(25) Hors CTA, TCFE et TVA, mais y compris CSPE EnR.

(26) Estimation réalisée sur la base des tarifs réglementés de vente hors taxe (source CRE, observatoire des marchés de l'électricité, 2018).

(27) Incluant réseau, stockage, imports - déduction faites des exports -, mais hors efficacité énergétique. Les investissements sont par ailleurs amortis sur leur durée de vie.

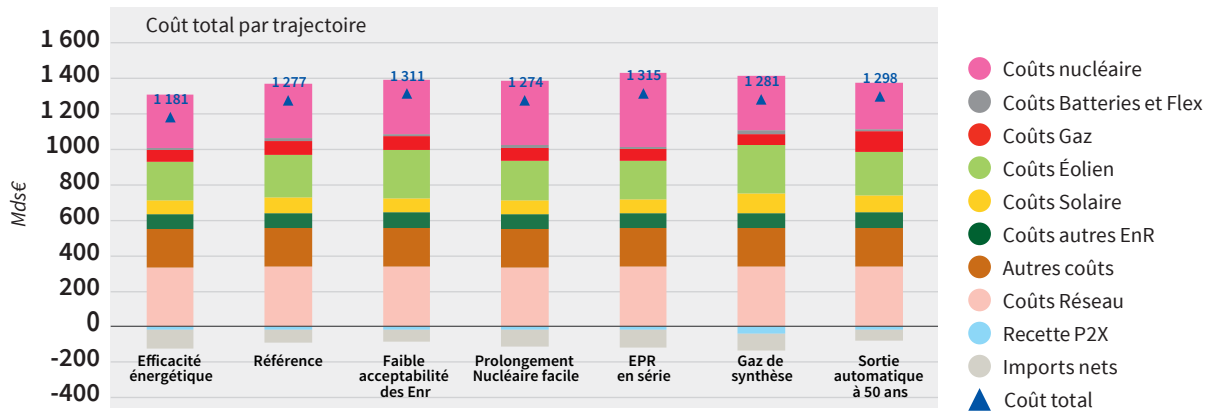
(28) La catégorie « autres coûts » contient en particulier les coûts liés à la CSPE historique et les coûts du parc de production hydraulique. Par ailleurs, la trajectoire « efficacité énergétique » ne prend pas en compte les coûts liés aux travaux d'efficacité énergétique.



qui s'explique notamment par de moindres investissements dans les EnR (- 10 %) et des exports d'électricité supplémentaires (+ 47 %).

Il est à noter que les recettes liées aux exports n'ont qu'un poids relatif sur l'ensemble des dépenses : elles varient entre 4 % (scénario « Sortie automatique à 50 ans ») et 7 % (scénario « Prolongement Nucléaire facile ») des dépenses totales.

FIGURE 10 : COMPARAISON DES COÛTS COMPLETS DES TRAJECTOIRES ⁽²⁸⁾



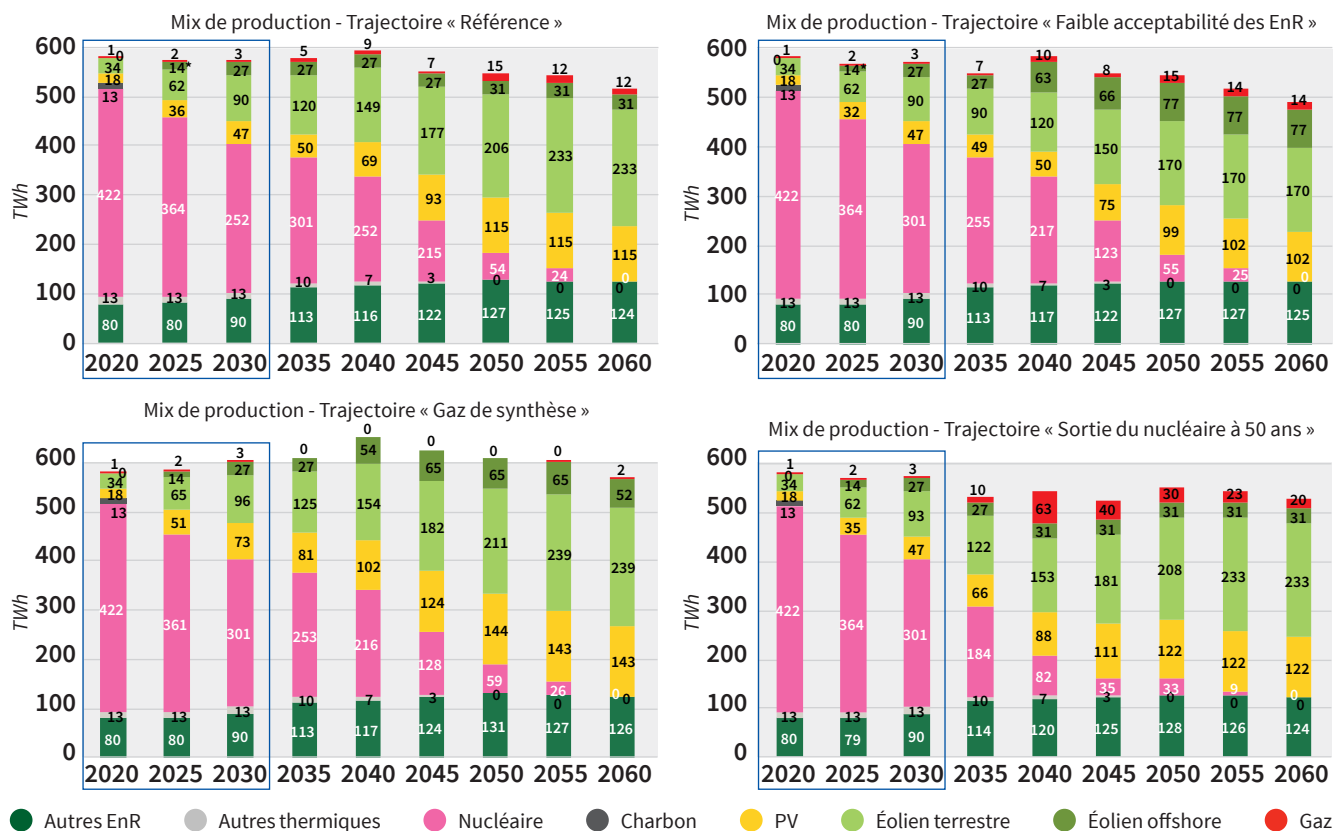
RÉSULTAT N° 4 : *Rôle du nucléaire historique*

Le prolongement d'une partie du parc nucléaire historique, avec l'atteinte de l'objectif de 50 % de nucléaire peu entre 2030 et 2035, permet une transition efficace d'un point de vue économique et climatique. Pour les scénarios étudiés, une fermeture de 30 % des réacteurs à 40 ans, puis à nouveau de 30 % des réacteurs restants à 50 ans est possible avec un coût nul pour la France sur la période 2030-2044. La fermeture systématique des centrales nucléaires à 50 ans génère, lorsque la capacité totale passe en deçà de 30 GW des coûts supplémentaires et une augmentation significative des émissions de CO₂ (ceci advient à partir de 2035 dans le scénario « fermeture des centrales nucléaires à 50 ans »).

Dans la trajectoire de référence, l'hypothèse prise est que, lors de leur 4^e et 5^e visite décennale, 70 % des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30 % restant n'étant pas prolongées pour des raisons de surcoûts liés à des contraintes supplémentaires ou de sûreté par exemple. Ceci conduit à la fermeture de ces 30 % de réacteurs à chaque visite décennale. Ce scénario mène à l'atteinte de l'objectif de 50 % de nucléaire peu après 2030 (avec une capacité nucléaire en 2030 et 2035 respectivement de 49 GW et 41 GW). Une telle évolution du parc nucléaire maintient la résilience du système électrique français face aux

principaux aléas post 2030. Comme illustré par la figure suivante, la même trajectoire 2020-2030 (conduisant à 44 % d'EnR dans le mix de production en 2030) permet de faire face à des futurs très différents : faible acceptabilité des EnR, demande d'électricité supplémentaire pour la production en masse d'hydrogène et de méthane de synthèse, fermeture à 50 ans du nucléaire pour raison technique. En effet, la vitesse de développement des EnR au-delà de 2030 et le niveau des exports⁽²⁹⁾ sont des leviers de flexibilité pour permettre d'assurer l'équilibre offre-demande à moindre coût.

FIGURE 11 : ÉVOLUTION DES MIX DE PRODUCTION (TWh) POUR 4 TRAJECTOIRES IDENTIQUES JUSQU'EN 2030 (49 GW DE NUCLÉAIRE EN 2030)



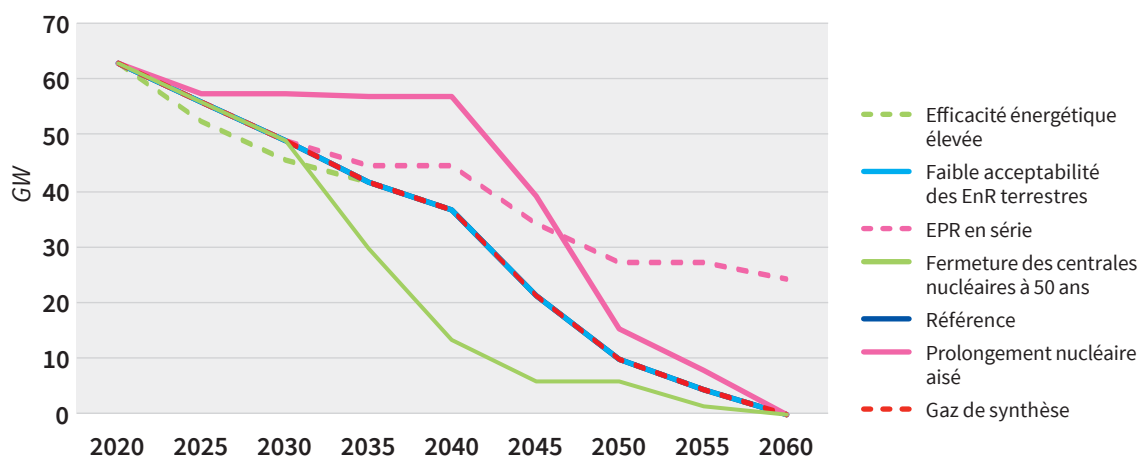
(29) Les exports nets en 2040 varient entre 35 et 116 TWh suivant les scénarios et restent supérieurs sur toute la période 2020-2044 (hors scénario « sortie à 50 ans ») aux niveaux d'exports actuels.



Les analyses présentées ci-après sont réalisées en comparant deux à deux les trajectoires pour lesquelles les hypothèses de prolongeabilité du parc nucléaire historique

sont différentes (cf. Figure 12) : la trajectoire de référence, la trajectoire « prolongement du nucléaire aisé », et la trajectoire « sortie à 50 ans ».

FIGURE 12 : ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ NUCLÉAIRE EN FONCTION DE LA TRAJECTOIRE CONSIDÉRÉE



Selon les analyses réalisées sur la période 2030-2044, l'impact économique d'une fermeture de 30 % des réacteurs à chaque visite décennale est nul pour la France, voire légèrement positif. La Figure 13 compare le coût de la trajectoire de référence au scénario « prolongement nucléaire aisé » (la capacité nucléaire est alors maintenue à 57 GW sur la période 2025-2044). Dans le scénario de référence, la baisse de capacité nucléaire nécessite des investissements supplémentaires en énergie renouvelable (pour un montant de 2,3 Mds€ en 2035), des consommations supplémentaires de gaz (pour 0,2 Md€) et réduit les opportunités de vente à l'export (baisse de 1,5 Md€), mais ces coûts restent inférieurs au coût de prolongement des centrales nucléaires (4,2 Mds€/

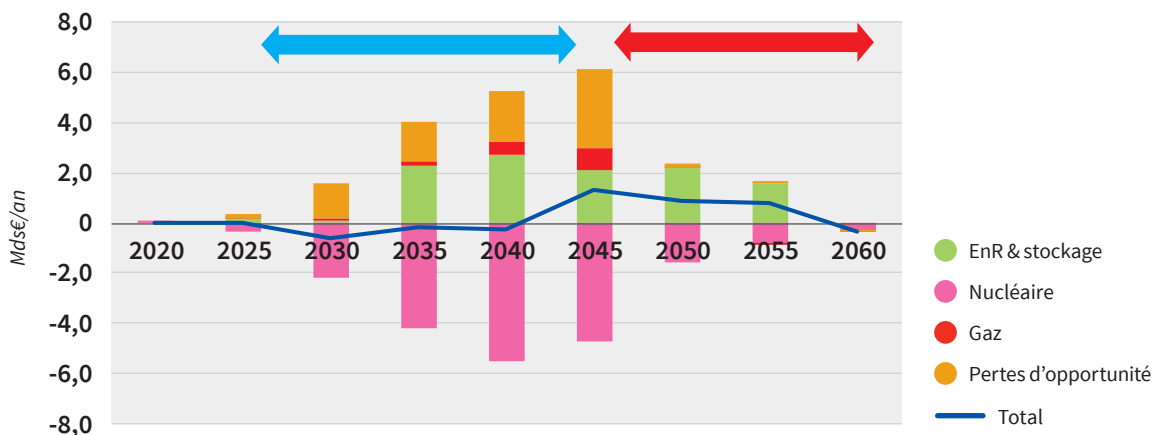
an, en se basant sur l'hypothèse de la Cour des Comptes de 42 €/MWh)⁽³⁰⁾. L'impact sur les émissions françaises de CO₂ est inférieur à 1 Mt/an pour le secteur électrique sur cette même période.

À partir de 2045, le constat s'inverse. Pour le scénario de référence, la fermeture, lors de leur 5^e visite décennale, de 30 % des centrales restantes fait baisser le parc nucléaire de 36 GW (en 2040) à 21 GW (en 2045). Les pertes d'opportunité à l'export et les coûts de production supplémentaires des EnR sont alors supérieurs aux coûts de prolongement des centrales nucléaires. De même, en 2045, les émissions de CO₂ dans le scénario de référence sont supérieures de 2 Mt/an par rapport à celles de la trajectoire « prolongement nucléaire aisé ».

(30) Sur cette période, le coût total de production d'électricité en Europe est légèrement inférieur pour le scénario « prolongement nucléaire aisé ». Les capacités nucléaires élevées entraînent cependant une baisse importante du prix de l'électricité, ce qui réduit la valorisation (au MWh) des exports français d'électricité. Au total, le surplus économique français est légèrement supérieur pour le scénario « trajectoire de référence ».

FIGURE 13 : COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DU SCÉNARIO RÉFÉRENCE EN COMPARAISON AVEC LE SCÉNARIO « PROLONGEMENT NUCLÉAIRE AISÉ »

Note de lecture : la courbe bleue, au-dessus de l'axe des abscisses signifie que la trajectoire de référence présente un surcoût. Entre 2030 et 2044 (flèche bleue), l'impact économique d'une fermeture de 30 % des réacteurs à chaque visite décennale est nul pour la France, voire légèrement positif. Après 2045 (flèche rouge), les pertes d'opportunité à l'export et les coûts de production supplémentaires des EnR sont alors supérieurs aux coûts de prolongement des centrales nucléaires.

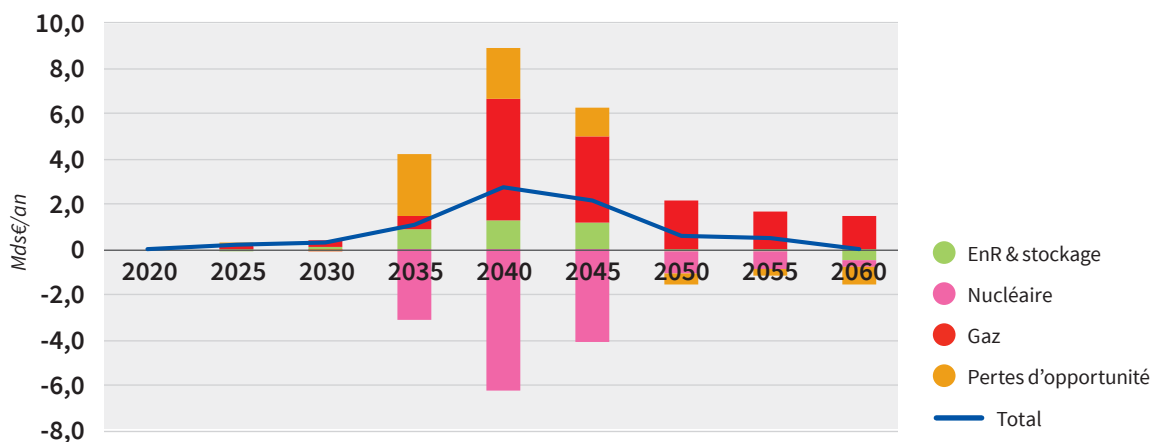


Dans le cas d'une fermeture de l'ensemble des centrales à 50 ans (scénario « fermeture des centrales nucléaires à 50 ans »), le seuil de 30 GW est franchi dès 2035, ce qui rend nécessaire le développement de capacités gaz sup-

plémentaires. En comparaison à la trajectoire de référence, les émissions françaises de CO₂ sont supérieures de 15 Mt/an sur 2040-2049 et le coût de production d'électricité de 1 à 3 Mds€ suivant les années.

FIGURE 14 : COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DU SCÉNARIO « FERMETURE DES CENTRALES NUCLÉAIRES À 50 ANS » PAR RAPPORT À LA TRAJECTOIRE DE RÉFÉRENCE

Note de lecture : la courbe bleue, au-dessus de l'axe des abscisses signifie que la trajectoire « fermeture à 50 ans » présente un surcoût.



Le taux de prolongation des centrales économiquement optimal est cependant dépendant de nombreux paramètres exogènes (exigences de l'ASN, coût de prolongement par centrale, développe-

ment des EnR à l'étranger, développement des interconnexions, acceptabilité des EnR en France...). Ces analyses devront donc être mises à jour régulièrement en fonction de l'évolution de ces paramètres.



RÉSULTAT N° 5 : *Un potentiel de power-to-X et de forts exports*

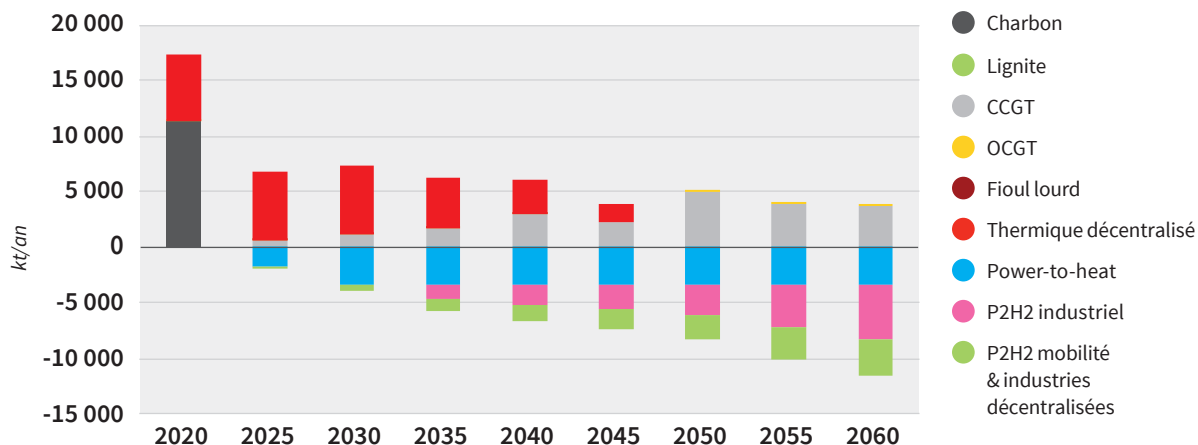
Dans un contexte d'augmentation de la taxation du carbone, le mix électrique français offre des opportunités économiques pour décarboner les autres vecteurs énergétiques et le mix électrique de nos voisins européens.

Le mix électrique français est aujourd'hui l'un des mix les plus décarbonés au monde. Avec la fermeture des dernières centrales charbon et la faible contribution des centrales gaz, les émissions de CO₂ de la production électrique française continuent de baisser pour l'ensemble des scénarios (hors scénario « sortie à 50 ans »). Avec le développement des EnR, cet atout français perdure et permet alors de décarboner d'autres vecteurs énergétiques.

Dans ce contexte, l'optimisation économique du développement du power-to-X conduit à un développement du power-to-heat et du power-to-gas à des échéances différentes. Pour les hypothèses de coût de

l'étude, le power-to-heat, *via* le remplacement de chaudières gaz industrielles par des pompes à chaleur, se fait de façon économique dès 2025 et la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est rentable à partir de 2030 ou 2035, suivant le scénario et l'usage de l'hydrogène. Au-delà de ces années, les gisements sont très rapidement saturés et ce sont donc les débouchés hydrogène⁽³¹⁾ qui dictent le développement de la filière power-to-gas⁽³²⁾, les capacités de production électrique se développant en conséquence. Ce développement du P2X permet d'aboutir à des émissions de CO₂ nettes négatives pour le mix électrique à partir de 2045 (cf. Figure 15).

FIGURE 15 : ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE CO₂ DU MIX ÉLECTRIQUE DE PRODUCTION ET ÉMISSIONS ÉVITÉES PAR LE P2X, POUR LA TRAJECTOIRE DE RÉFÉRENCE



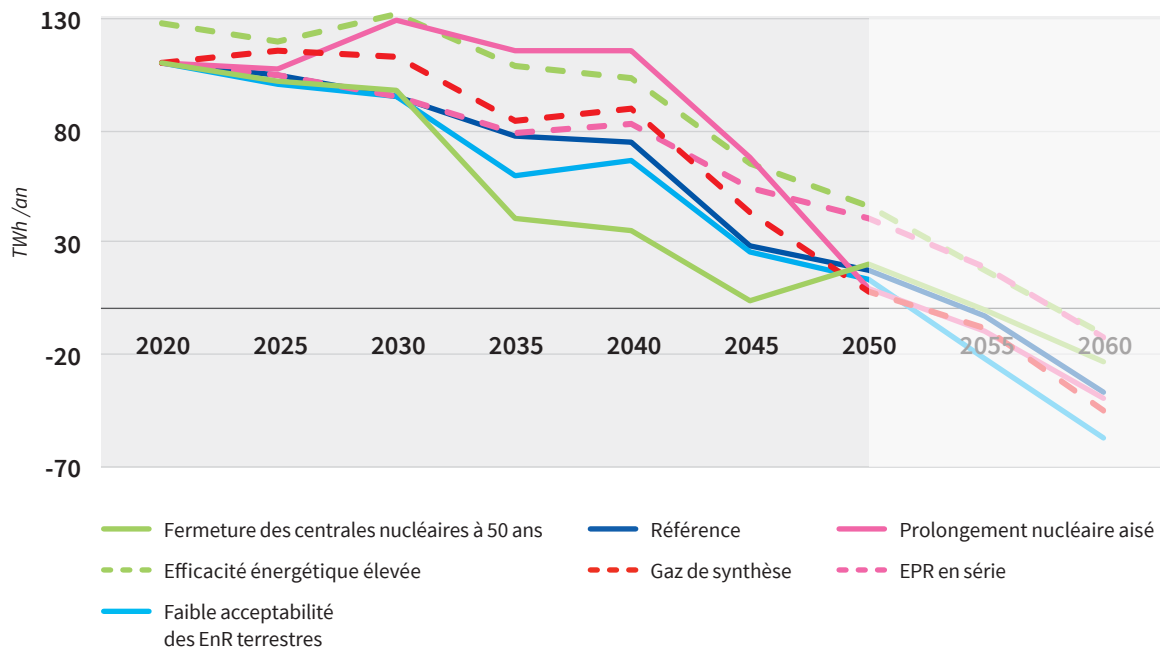
(31) Le modèle valorise l'hydrogène par substitution de l'hydrogène produit par vaporeformage et suppose l'accès à une capacité de stockage d'hydrogène de masse (modèle similaire à celui utilisé dans l'étude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gas pour l'ATEE). Les coûts de la filière aval (station de recharge et parc de véhicules hydrogène) ne sont donc pas pris en compte.

(32) Le power-to-X correspond aux différentes technologies de conversion de l'électricité en d'autres vecteurs énergétiques (gaz, chaleur, hydrogène...).

Au-delà des frontières, les exports d'électricité se substituent principalement à de la production thermique fossile (charbon ou gaz). Dans tous les scénarios (cf. Figure 16), la France reste exportatrice jusqu'en 2050⁽³³⁾, avec des niveaux d'exports nets supérieurs à aujourd'hui jusqu'en 2030 : le coût de production du nucléaire historique (Grand

Carénage compris) reste en effet bien inférieur au coût de production des autres filières fossiles à l'étranger. Le maintien de capacités nucléaires permettant des niveaux d'export d'électricité élevés réduit ainsi significativement les émissions de CO₂ en Europe.

FIGURE 16 : COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES (SOLDE EXPORTATEUR)



Le niveau d'export sur la trajectoire dépend du contexte français (coût de prolongation du nucléaire français, coût et acceptabilité des EnR terrestres), mais également de l'évolution du contexte européen (évolution des capacités d'interconnexion mais également développement des EnR à l'étranger).

Après 2050, l'impact des hypothèses de mix électrique européen retenu (taux d'EnR croissant imposé jusque 2060) semble être prépondérant et conduit à une neutralisation des échanges : des analyses ultérieures seront menées sur ce point.

(33) Au-delà de 2045, le bilan exportateur dépendra principalement de la compétitivité des EnR françaises vis-à-vis des EnR à l'étranger. Les hypothèses prises sur les parcs électriques à l'étranger mènent à des exportations françaises décroissantes, mais une analyse complémentaire, avec des données plus fines sur les coûts et potentiels des EnR à l'étranger, serait nécessaire pour confirmer ce résultat.



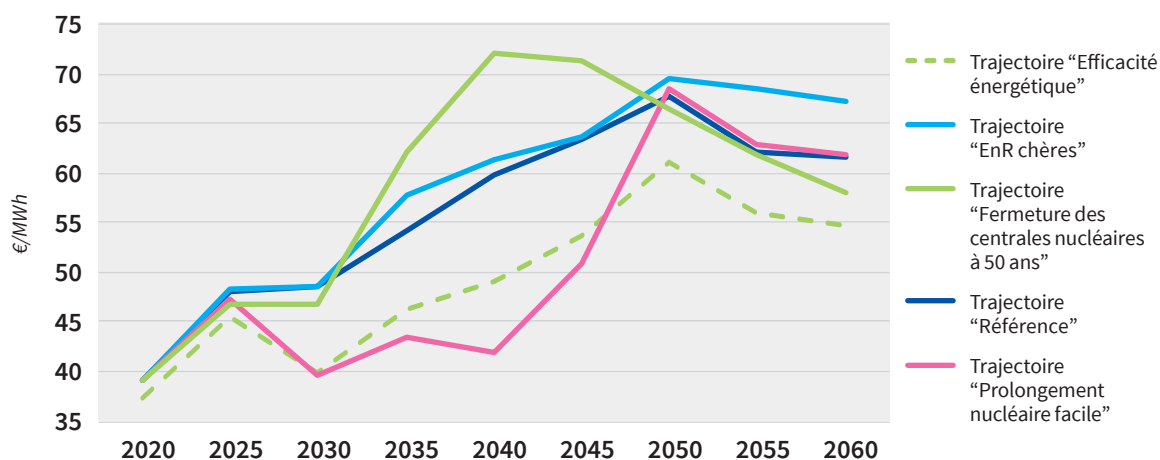
RÉSULTAT N° 6 : *Modèle de marché*

Dans la plupart des scénarios étudiés, l'évolution du mix électrique engendre un **rétablissement des prix de marché de gros** (déprimés depuis quelques années en raison des surcapacités en Europe) qui permet un **développement des EnR sans système de soutien à partir de 2030 pour le photovoltaïque au sol et 2035 pour l'éolien terrestre**. À l'inverse, une **prolongation trop forte** ⁽³⁴⁾ du nucléaire historique couplée avec le développement de nouvelles capacités renouvelables maintiendrait les prix de marché à un niveau bas et déséquilibrerait la rentabilité de tous les moyens de production : la marge totale issue des installations nucléaires se verrait diminuée de 3,6 Mds€ par an sur la période 2030-2044 ; le soutien public devrait être augmenté pour compenser la perte de revenus des EnR sous système de soutien (historiques et nouvelles installations) ; le seuil de rentabilité des EnR serait décalé en 2045.

La comparaison des trajectoires de référence et « prolongement nucléaire aisé » montre un écart de 10 à 20 €/MWh sur le prix de gros de l'électricité en France sur la période 2030-2044. En effet, dans le cas d'un maintien de 57 GW de nucléaire, la somme de la production renouvelable variable et des capacités nucléaires disponibles dépasse régulièrement la demande électrique (sur un périmètre français lorsque les capacités

d'export sont saturées ou conjointement avec les pays voisins dans le cas contraire), ce qui crée des prix inférieurs à 10 €/MWh plus de 2400 heures par an. Avec la fermeture de 30 % des centrales nucléaires à 40 et 50 ans (hypothèse qui structure la trajectoire de référence), ces événements sont beaucoup plus rares (1400 heures par an avec un prix de marché inférieur à 10 €/MWh).

FIGURE 17 : COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DU PRIX DE MARCHÉ MOYEN ANNUEL (MARCHÉ DE GROS)



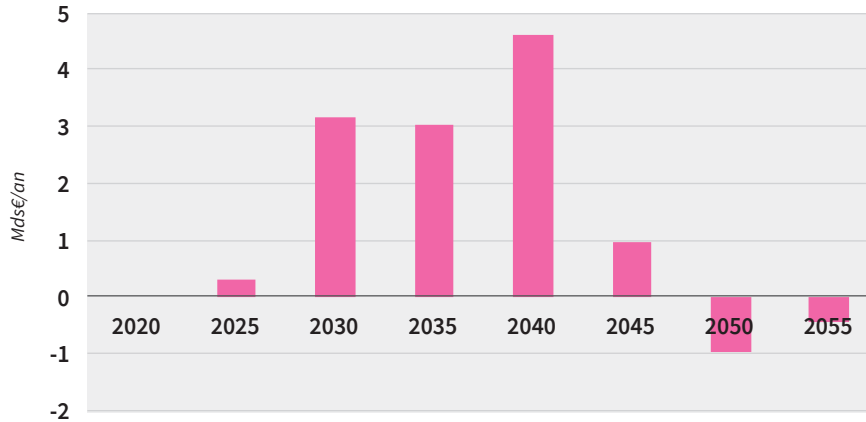
Dans le scénario de référence, cette augmentation des prix de marché par rapport au scénario « prolongement nucléaire aisé » génère pour le parc nucléaire des bénéfices supplémentaires de 3,6 Mds€ par an en moyenne sur la période 2030-2044 (cf. Figure 18), ceci malgré la baisse de la production

totale. Sous l'hypothèse que l'intégralité des capacités renouvelables présentes en 2030 bénéficie d'un mécanisme de soutien, cette augmentation des prix de marché permet également d'économiser 1,7 Md€ par an de soutien public pour le photovoltaïque et éolien uniquement ⁽³⁵⁾.

⁽³⁴⁾ Comme l'illustre le scénario « prolongement nucléaire aisé » avec 57 GW en 2030 maintenus jusqu'en 2044.

⁽³⁵⁾ Comme présenté précédemment, le bilan économique pour l'ensemble des Français est, sur cette période 2030-2044, équivalent pour ces deux scénarios. Mais la baisse des prix de marché entraîne un transfert des coûts d'achat d'électricité sur le marché vers un coût de financement du soutien public aux ENR.

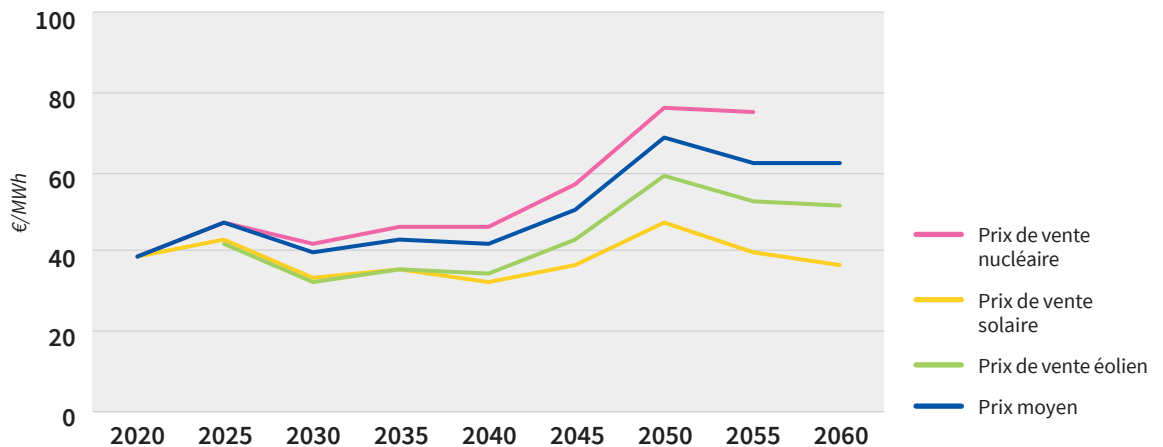
FIGURE 18 : SURPLUS DE REVENUS DU PRODUCTEUR NUCLÉAIRE DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE (CAS DE LA FERMETURE DE 30 % DES CENTRALES NUCLÉAIRES À CHAQUE VISITE DÉCENNALE) PAR RAPPORT AU SCÉNARIO PROLONGEMENT NUCLÉAIRE AISÉ)



Dans cette même trajectoire de référence, les revenus perçus diffèrent beaucoup selon le profil horaire des différentes technologies de production. On peut noter sur la Figure 19 que les prix de vente du photovoltaïque sont plus faibles que ceux de l'éolien. Ceci rejoint ce qu'on appelle souvent le phénomène de cannibalisation : la concentration de la production photovoltaïque sur une courte période

identique sur toute la France induit une baisse des prix de marché à ce moment. Cet effet est toutefois limité puisque, pour des capacités photovoltaïques très conséquentes (plus de 80 GW en 2050), les prix de vente restent supérieurs au LCOE des installations⁽³⁶⁾. *A contrario*, le prix de vente du nucléaire est supérieur au prix de marché moyen⁽³⁷⁾ ce qui compense en partie la baisse de son taux d'utilisation.

FIGURE 19 : COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ ET DES PRIX DE VENTE NUCLÉAIRES ET ENR POUR LA TRAJECTOIRE « PROLONGEMENT DU NUCLÉAIRE AISÉ »



Si le coût global de l'électricité baisse en 2050 dans le scénario de référence (cf Résultat n°3), les perspectives d'augmentation du prix de marché de gros constituent un point d'attention pour les gros consommateurs industriels qui se fournissent directement sur ces marchés. Par ailleurs, les évolutions de prix de marché de gros sont par nature très sen-

sibles aux conditions (surcapacité, disponibilité des centrales nucléaires, taxe carbone et prix des combustibles...). Les valeurs présentées ici correspondent aux valeurs moyennes annuelles, ce qui peut masquer des volatilités différentes d'une trajectoire à l'autre. Des analyses complémentaires seront présentées dans le rapport complet.

(36) Dans le cas contraire, l'optimiseur n'aurait pas choisi d'installer une capacité photovoltaïque supplémentaire.

(37) En effet, en période de forte production renouvelable, lorsque le prix de marché est inférieur à son coût variable, le nucléaire baisse sa production. Son prix moyen de vente est donc supérieur à la moyenne des prix de marché.



RÉSULTAT N° 7 : *Stabilité du réseau*

Concernant l'inertie du système et sa stabilité, même avec 87 % d'EnR en Europe continentale en 2050, il serait possible, pour moins d'1 €/MWh, de maintenir en fonctionnement une puissance synchrone suffisante pour assurer la stabilité du réseau, selon les exigences que se fixe le gestionnaire de réseau irlandais Eirgrid pour les prochaines années. Des analyses supplémentaires seraient nécessaires pour approfondir cet aspect du système électrique.

L'ensemble des trajectoires présentées dans ce document respectent un équilibre horaire entre l'offre et la demande. La question analysée dans ce paragraphe concerne l'inertie du système électrique, autrement dit, la stabilité de la fréquence à un pas de temps plus fin. Dans les réseaux actuels, c'est la puissance synchrone raccordée qui joue le rôle de stabilisateur de la fréquence, à la fois en ralentissant les chutes de fréquence en cas d'incident (grâce à l'énergie cinétique des machines tournantes), mais aussi pour assurer le rôle de réserve et faire remonter la fréquence à sa valeur nominale. Or, les installations photovoltaïque et éolienne ne constituent pas des puissances synchrones puisqu'elles sont raccordées *via* de l'électronique de puissance, les découplant de la fréquence du réseau⁽³⁸⁾. L'analyse présentée ici, montrant que la puissance synchrone raccordée reste significative rapportée à la puissance appelée, est donc rassurante de ce point de vue.

L'ENTSO-E recommande aujourd'hui qu'une puissance synchrone (thermique et hydraulique) d'au moins 150 GW soit constamment disponible sur l'Europe continentale, les centrales devant être démarrées pour contribuer à l'inertie du système. En rapportant ce chiffre aux pays modélisés dans cette étude, cela représente un seuil minimum de 110 GW de puissance synchrone. En 2050, pour le scénario de référence (avec 87 % d'énergie renouvelable sur la zone considérée), ce seuil est franchi plus de 50 % du temps. Selon la métrique actuelle utilisée par ENTSO-E, la trajectoire de référence ne serait donc pas satisfaisante en 2050, mais les retours d'expérience de systèmes électriques avec des taux d'énergie renouvelable

élevés montrent que cette exigence est susceptible d'évoluer à la baisse.

Ainsi, EirGrid, le gestionnaire de réseau irlandais utilise, plutôt qu'une puissance en valeur absolue, un indicateur dynamique, « System Non-Synchronous Penetration », rapportant la puissance non-synchrone à la consommation d'électricité : Eirgrid accepte d'ores et déjà 65 % de puissance non synchrone, avec l'objectif de repousser cette limite à 75 % d'ici quelques années⁽³⁹⁾. Dans le modèle utilisé pour cette étude, la prise en compte de ce critère conduirait à maintenir des puissances synchrones en fonctionnement au détriment des EnR variables lorsque ces dernières sont en surproduction. Pour le scénario 2050 étudié (trajectoire de référence), ces écrêtements d'EnR correspondraient toutefois à seulement 1,5 % de la production totale éolienne et photovoltaïque⁽⁴⁰⁾. En supposant que cette production serait remplacée par l'utilisation de gaz (hypothèse pessimiste), cela représenterait un coût de 0,70 € par MWh d'électricité consommée.

Au-delà de l'évolution des règles sur la part instantanée de puissance non synchrone, de nombreuses évolutions majeures sont en cours de réflexion en Europe, parmi lesquelles :

- la mise en place de marchés de fourniture d'inertie, de façon à contribuer à l'émergence d'actifs fournissant ce service à moindre coût ;
- la contribution de l'électronique de puissance des EnR et du stockage pour mesurer et suivre la fréquence du réseau, appelée également « grid following » ou « inertie synthétique » ;

(38) La majorité des autres énergies renouvelables (notamment l'hydraulique et la biomasse) contribuent à l'inertie du système.

(39) <http://www.eirgridgroup.com/newsroom/record-renewable-energy-o/index.xml>

(40) Le modèle utilisé appelle les centrales par ordre croissant de coût variable, sans prise en compte de contraintes sur la puissance synchrone. La prise en compte d'une telle contrainte amènerait à écrêter de la production renouvelable asynchrone pour démarrer des centrales thermiques ou hydrauliques afin de fournir l'inertie requise.

- et de façon plus prospective, la formation de zones synchrones où la fréquence serait fixée par l'électronique de puissance, appelée également « grid forming ».

Le projet H2020 MIGRATE ⁽⁴¹⁾ vise spécifiquement à éclairer ce sujet de la stabilité des réseaux électriques face à l'intégration massive d'électronique de puissance.

En parallèle de ces analyses, il faut noter que les technologies EnR peuvent également participer aux services système. Des tech-

nologies alternatives, déjà commercialisées dans certains pays pour certaines, peuvent assurer les services système de réglage de la fréquence et de la tension ainsi que celui du rétablissement de l'approvisionnement. Il est possible d'associer des automatismes à des équipements de stockage afin d'assurer des services systèmes rapides. L'enjeu de l'articulation de l'inertie classique (la puissance synchrone) avec les nouvelles technologies de régulation est clé.

(41) <https://www.h2020-migrate.eu/>





LIMITES ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans cette étude visent à éclairer les aspects économiques de l'évolution du mix électrique. La prise en compte détaillée de nombreux paramètres sur toute la période 2020-2060 présente à notre connaissance une avancée notable par rapport aux travaux réalisés jusqu'à présent. Comme toute modélisation technique de système complexe, ces travaux présentent limites, qui pourront donner lieu à des développements ultérieurs :

- les résultats d'une telle étude sont dépendants de la finesse des hypothèses d'entrée, qui sont principalement issues d'autres travaux ou publications. Pour améliorer la robustesse de ce type d'évaluation économique prospective, indispensable pour éclairer les choix de politique publique, l'ADEME recommande notamment la publication de données récentes sur les coûts complets de la filière nucléaire ;
- l'optimisation économique réalisée est celle d'un planificateur omniscient en futur certain : elle ne représente qu'imparfaitement les choix d'acteurs économiques devant se couvrir face aux incertitudes d'évolution du contexte technico-économique. La multiplicité des scénarios permet cependant de qualifier une partie des conséquences de certaines incertitudes ;
- l'optimisation économique n'intègre pas de considérations ni d'indicateurs d'ordre social, environnemental ou industriel, comme les impacts sur l'emploi, sur l'environnement (sols, paysages, biodiversité, consommation de matériaux, etc.) ou sur le positionnement des industriels français dans les nouvelles technologies de l'énergie, qui pourraient être susceptibles de conduire à un optimum différent, dans le sens du développement durable ;
- les résultats obtenus impliquent une acceptabilité sociale du développement des EnR suffisante pour qu'un peu plus de 60 GW d'éolien terrestre soient installables à l'horizon 2060. À titre de comparaison, la capacité installée début 2018 est de 13,7 GW en France et 55 GW en Allemagne ;
- le mix électrique européen (hors France) se base sur un scénario exogène de développement des énergies renouvelables et d'évolution des capacités charbon et nucléaire. La compétitivité des EnR françaises face aux EnR à l'étranger n'a pas été étudiée ;
- du fait de la complexité de la modélisation à réaliser, le modèle de réseau utilisé dans l'étude de 2015 a été simplifié : le réseau interrégional français n'est donc pas représenté. Ces coûts de renforcement ont toutefois été estimés sur la base de l'étude 2015 et pris en compte ;
- l'étude ne modélise pas non plus le réseau de distribution mais les coûts de raccordement des EnR sont inclus dans les coûts d'investissement ;
- le parc nucléaire est représenté comme une filière unique sans distinguer la localisation ni les caractéristiques spécifiques de chacune des tranches nucléaires existantes ;
- les coûts en dehors du périmètre du système électrique n'ont pas été pris en compte, même s'ils peuvent avoir un impact lors de la comparaison de 2 trajectoires (par exemple coût de la rénovation énergétique des bâtiments liée à la trajectoire « efficacité énergétique ») ;
- concernant le power-to-gas, les analyses ne prennent pas en compte la compétitivité des ressources (hydrogène ou équivalent) produites à l'étranger dans des contextes plus favorables et importées en France.

Au-delà des éléments présentés dans cette synthèse, le rapport complet de l'étude permettra d'éclairer les points suivants :

- illustration du mécanisme de formation des prix ;
- évaluation des bénéfices pour la France et pour les pays étrangers d'un scénario très exportateur en comparaison à un scénario peu exportateur ;
- rôle du stockage, du power-to-gas et du gas-to-power pour la fourniture de flexibilité.

D'autres études pourront venir compléter ces analyses, notamment :

- la réalisation d'une analyse de l'impact macroéconomique des scénarios, permettant d'évaluer les effets sur l'emploi, le PIB, la balance commerciale... ;
- la réalisation d'une évaluation de l'impact environnemental multicritère (de type ACV) de ces scénarios de transition ;
- ...

Fiches détaillées par scénario

TRAJECTOIRE « EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ÉLEVÉE »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽³⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁴⁾
85 €/MWh	70 % ⁽¹⁾	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Visions ADEME	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

104 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

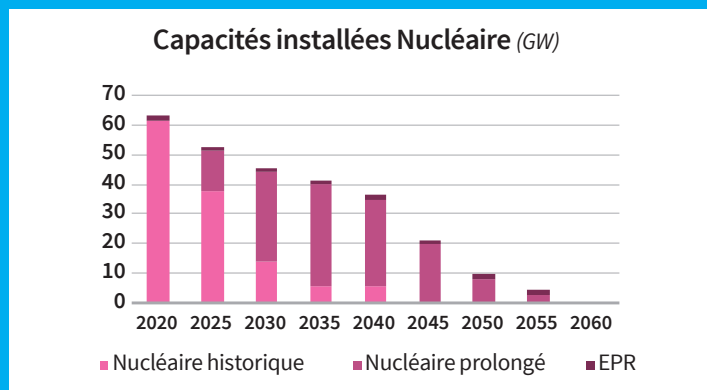
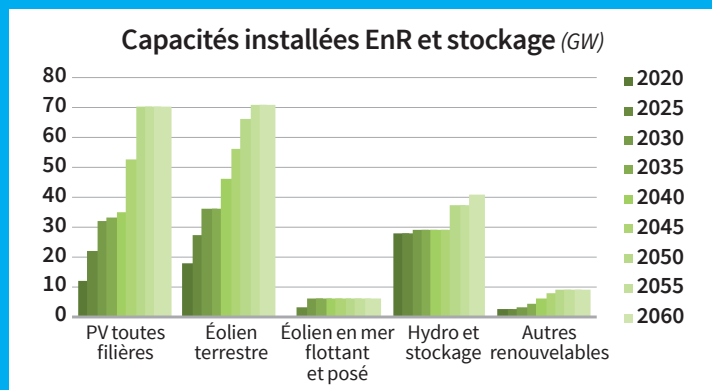
88 % EnR
en 2050

109 TWh
d'exports nets en 2035

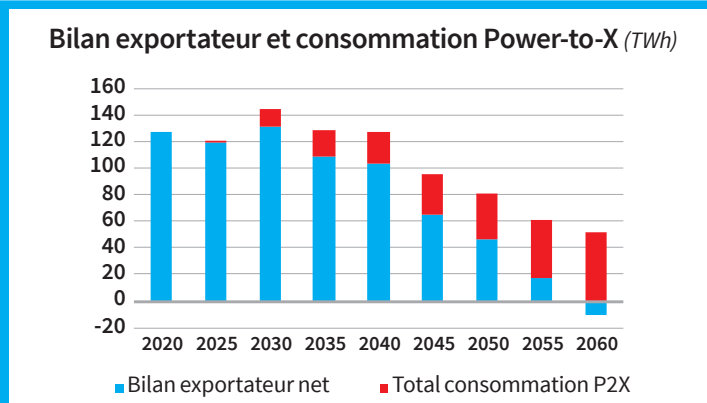
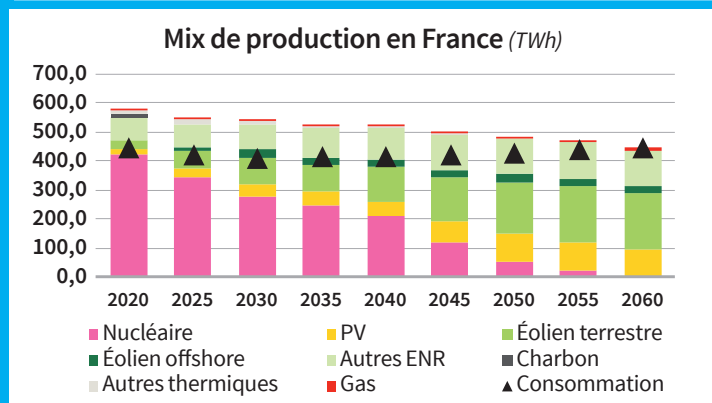
Coût de la trajectoire :
1 181 Mds€

-7,7 MtCO₂
en 2050 :
bilan net des émissions

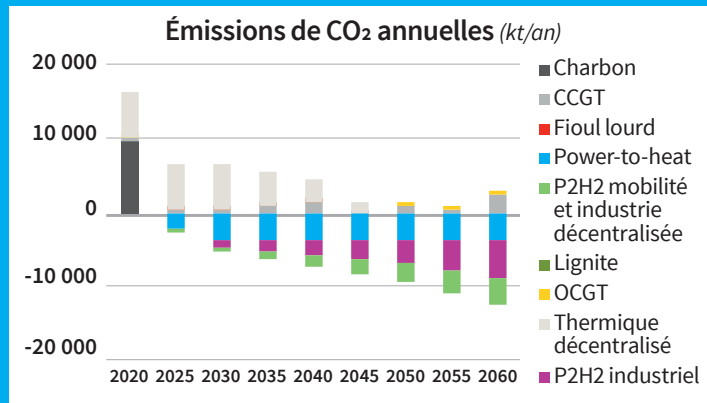
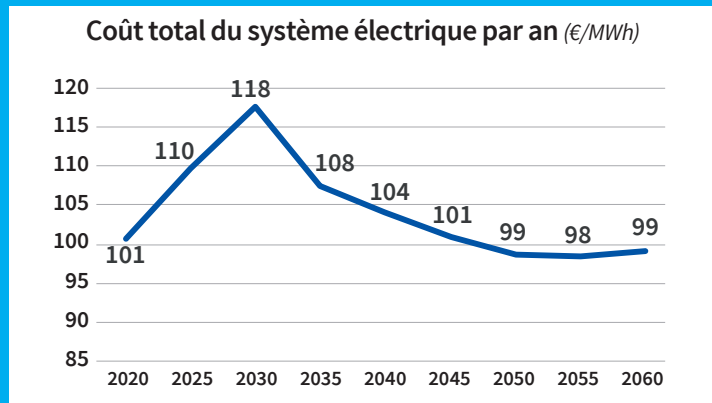
CAPACITÉS INSTALLÉES



BILANS ÉNERGÉTIQUES



BILANS ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL



(1) Lors de leur 4^e et 5^e visite décennale, 70% des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30% restant n'étant pas prolongées pour des raisons de surcoûts liés à des contraintes supplémentaires, de sûreté par exemple.

(2) Avec Contrainte : 2 GW/an max pour éoliennes terrestres, 2 GW/an max pour éoliennes marines-flottantes, 3 GW/an max pour PV (sol + grandes toitures)

(3) Scénario ECF: 65% EnR en 2030 - 85% EnR en 2050; Scénario TYNDP Sustainable Transition: 54% EnR en 2030 - 74% EnR en 2050

(4) GCA = Global Climate Action (52 GW STEP hors France, sur le périmètre d'étude). ST = Sustainable Transition (42 GW)



TRAJECTOIRE DE RÉFÉRENCE

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽³⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁴⁾
85 €/MWh	70 % ⁽¹⁾	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

96 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

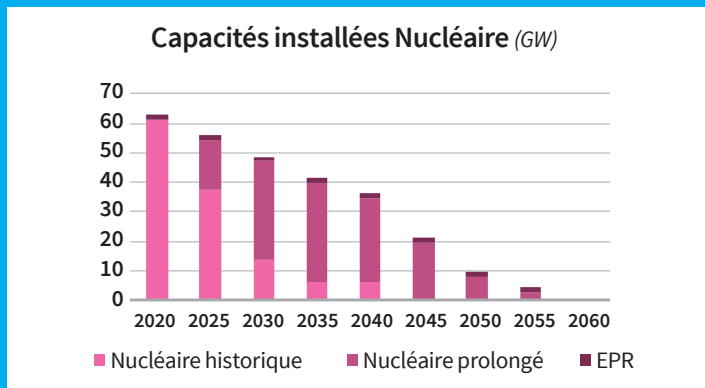
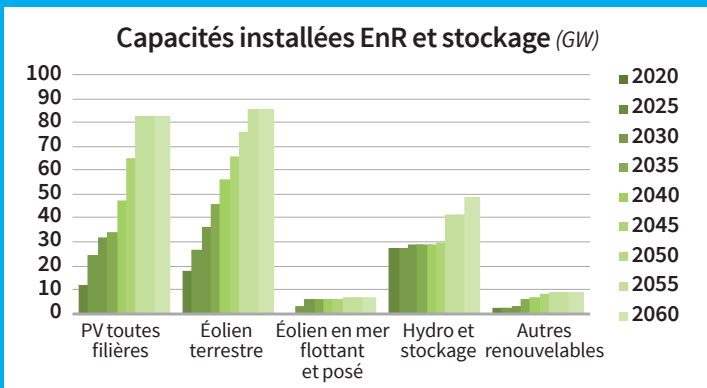
87 % EnR
en 2050

78 TWh
d'exports nets en 2035

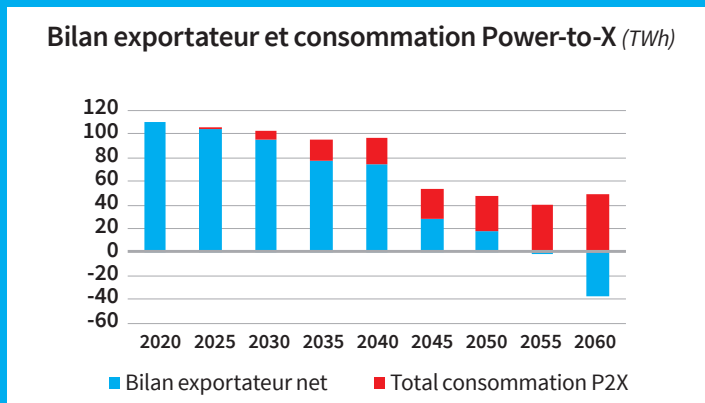
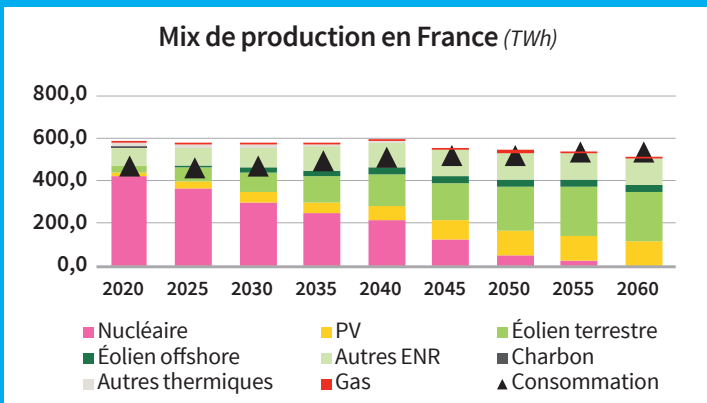
Coût de la trajectoire :
1 277 Mds€

-3,3 MtCO₂
en 2050 :
bilan net des émissions

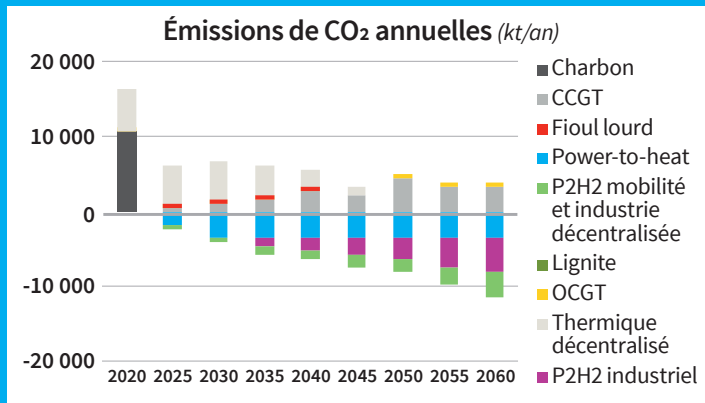
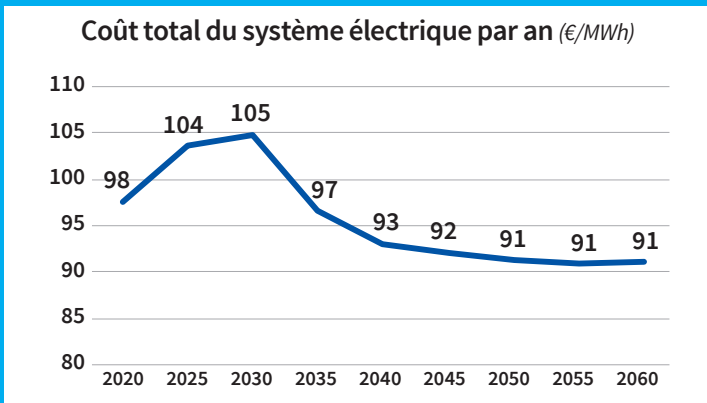
CAPACITÉS INSTALLÉES



BILANS ÉNERGÉTIQUES



BILANS ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL



TRAJECTOIRE « FAIBLE ACCEPTABILITÉ DES ENR TERRESTRES »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité EnR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽⁴⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁵⁾
85 €/MWh	70 % ⁽¹⁾	Libre	Éolien offshore: 15 GW posé, 3 GW flottant	Surcoût de 25 % pour les EnR terrestres	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

99 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

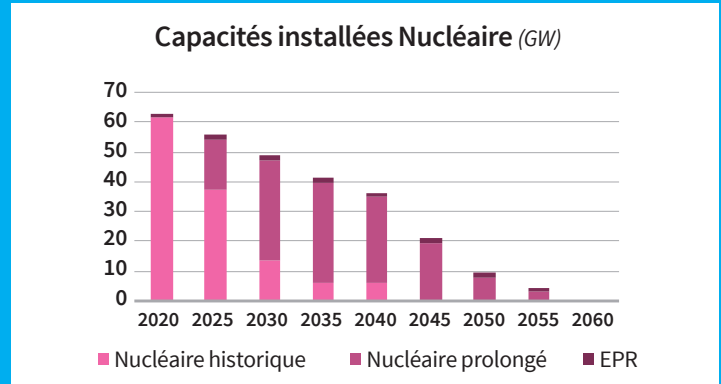
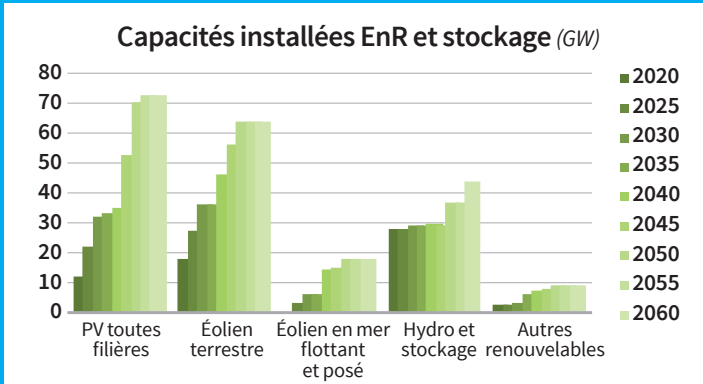
87 % EnR
en 2050

60 TWh
d'exports nets en 2035

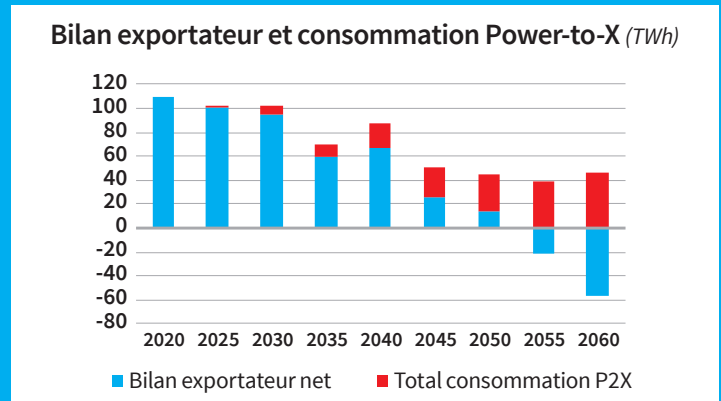
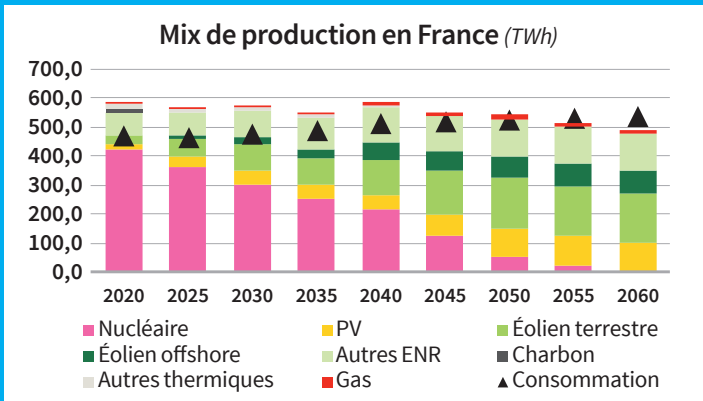
Coût de la trajectoire:
1 311 Mds€

-3,2 MtCO₂
en 2050:
bilan net des émissions

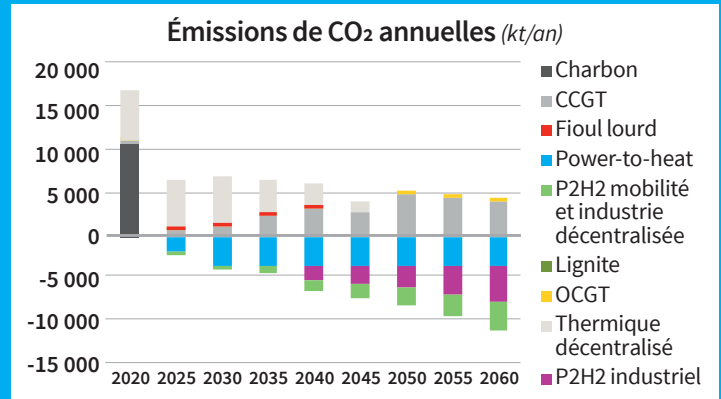
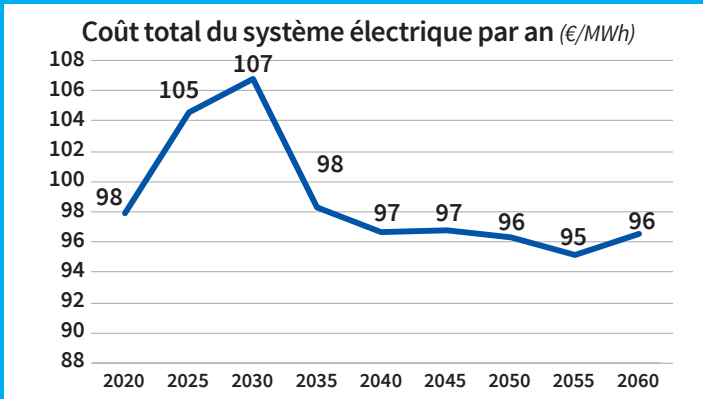
CAPACITÉS INSTALLÉES



BILANS ÉNERGÉTIQUES



BILANS ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL



(1) Lors de leur 4^e et 5^e visite décennale, 70% des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30% restant n'étant pas prolongées pour des raisons de surcoûts liés à des contraintes supplémentaires, de sûreté par exemple.

(2) Avec Contrainte : 2 GW/an max pour éoliennes terrestres, 2 GW/an max pour éoliennes marines-flottantes, 3 GW/an max pour PV (sol + grandes toitures)

(3) Scénario ECF: 65% EnR en 2030 - 85% EnR en 2050; Scénario TYNDP Sustainable Transition: 54% EnR en 2030 - 74% EnR en 2050

(4) GCA = Global Climate Action (52 GW STEP hors France, sur le périmètre d'étude). ST = Sustainable Transition (42 GW)



TRAJECTOIRE « PROLONGEMENT NUCLÉAIRE AISÉ »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽⁴⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁵⁾
85 €/MWh	100 %	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

95 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

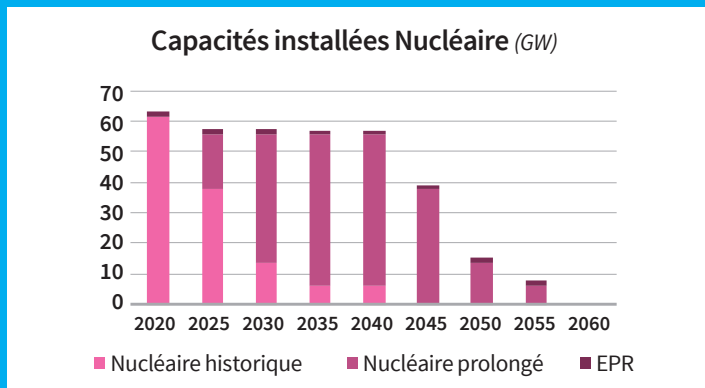
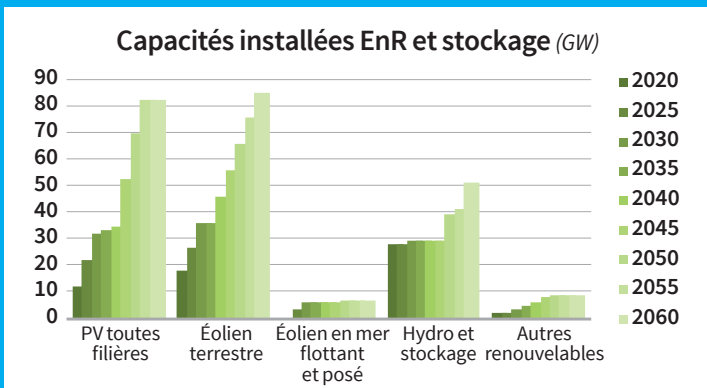
81 % EnR
en 2050

116 TWh
d'exports nets en 2035

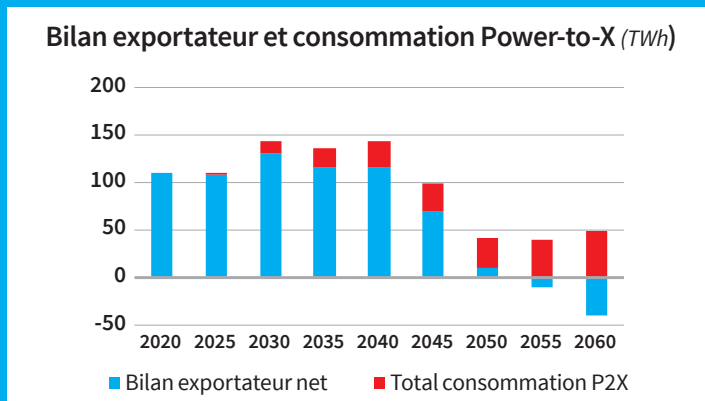
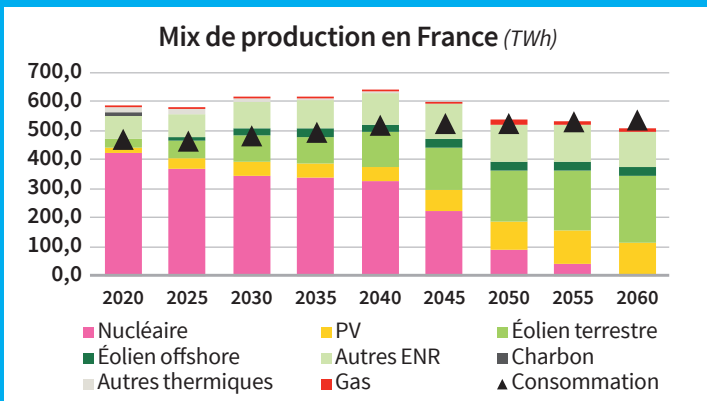
Coût de la trajectoire :
1274 Mds€

-3,3 MtCO₂
en 2050 :
bilan net des émissions

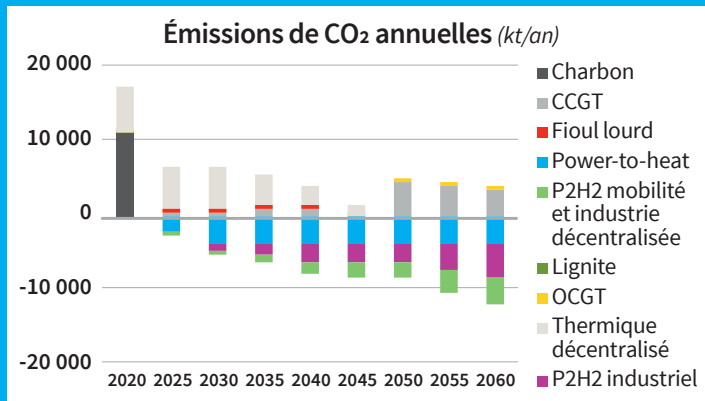
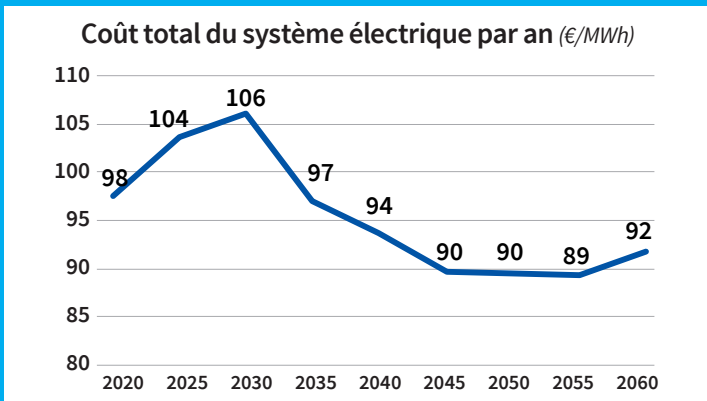
CAPACITÉS INSTALLÉES



BILANS ÉNERGÉTIQUES



BILANS ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL



TRAJECTOIRE « EPR EN SÉRIE »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽⁴⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁵⁾
85 €/MWh les 3 premiers EPR puis 70 €/MWh les suivants	70 % ⁽¹⁾	15 EPR en 2055	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

100 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

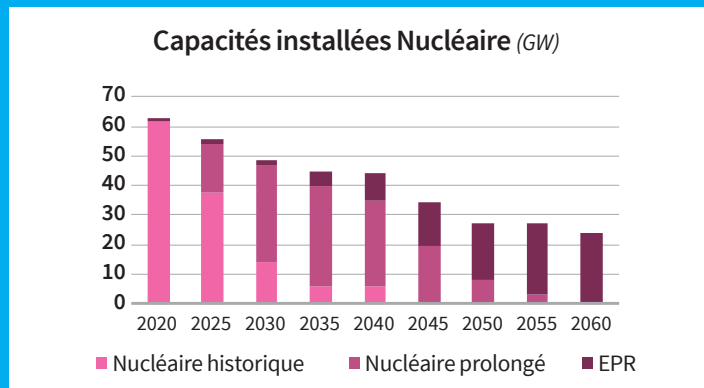
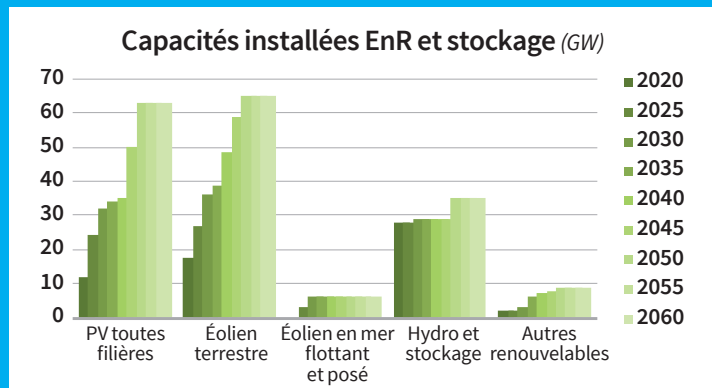
73 % EnR
en 2050

78 TWh
d'exports nets en 2035

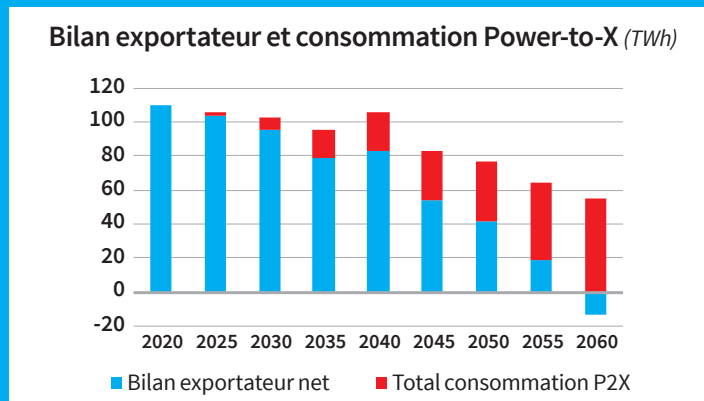
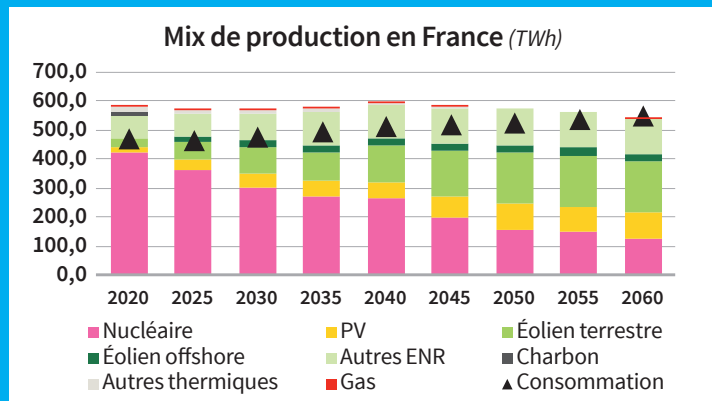
Coût de la trajectoire :
1 315 Mds€

-9 MtCO₂
en 2050 :
bilan net des émissions

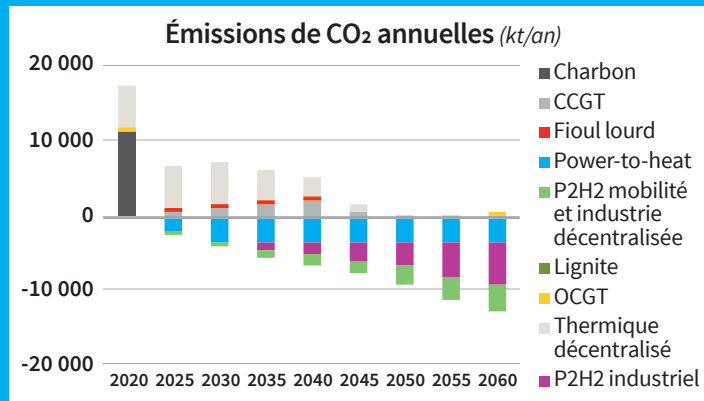
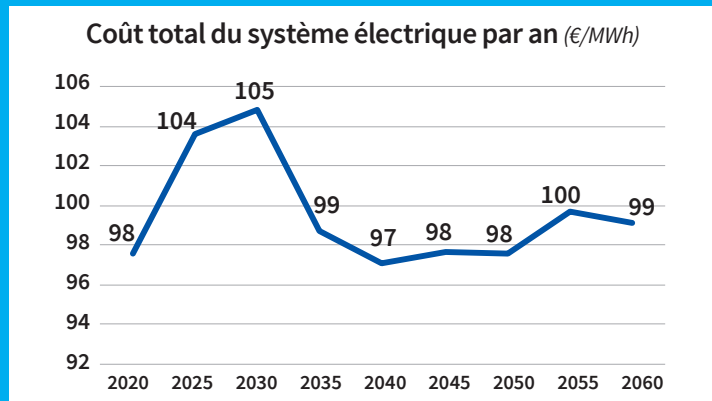
CAPACITÉS INSTALLÉES



BILANS ÉNERGÉTIQUES



BILANS ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL



(1) Lors de leur 4^e et 5^e visite décennale, 70% des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30% restant n'étant pas prolongées pour des raisons de surcoûts liés à des contraintes supplémentaires, de sûreté par exemple.

(2) Avec Contrainte : 2 GW/an max pour éoliennes terrestres, 2 GW/an max pour éoliennes marines-flottantes, 3 GW/an max pour PV (sol + grandes toitures)

(3) Scénario ECF: 65% EnR en 2030 - 85% EnR en 2050; Scénario TYNDP Sustainable Transition: 54% EnR en 2030 - 74% EnR en 2050

(4) GCA = Global Climate Action (52 GW STEP hors France, sur le périmètre d'étude). ST = Sustainable Transition (42 GW)

TRAJECTOIRE « GAZ DE SYNTHÈSE »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité ENR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽⁴⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁵⁾
85 €/MWh	70 % ⁽¹⁾	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Scénario 75 % ENR&R en 2050 ⁽⁶⁾	Scénario ECF	TYNDP GCA (bas)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

96 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

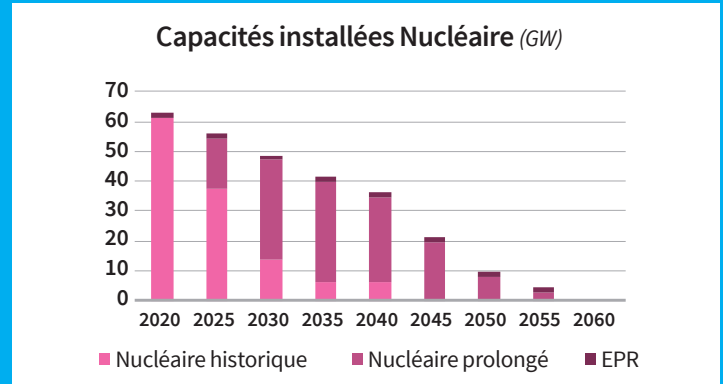
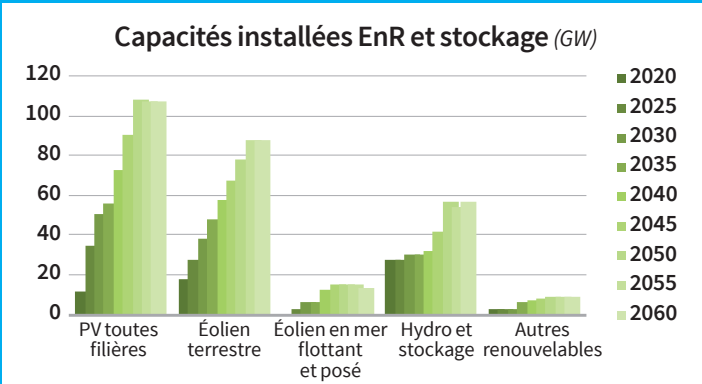
90 % EnR
en 2050

85 TWh
d'exports nets en 2035

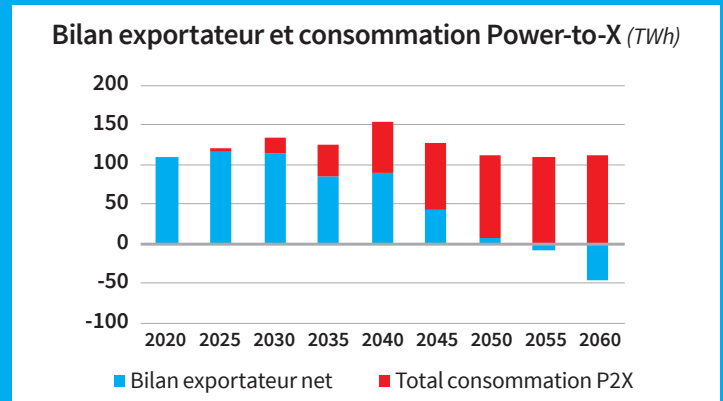
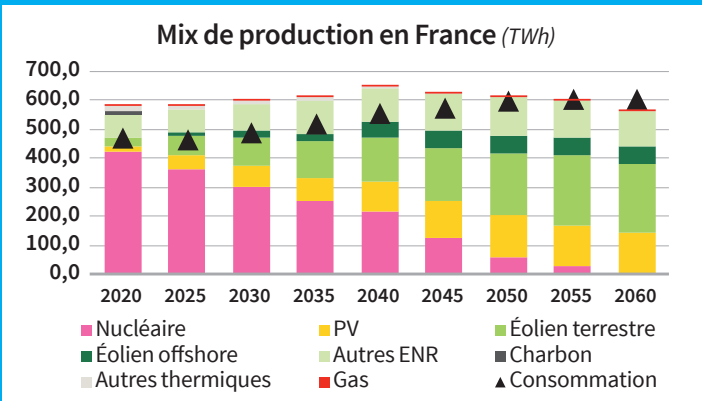
Coût de la trajectoire :
1 281 Mds€

-12 MtCO₂
en 2050 :
bilan net des émissions

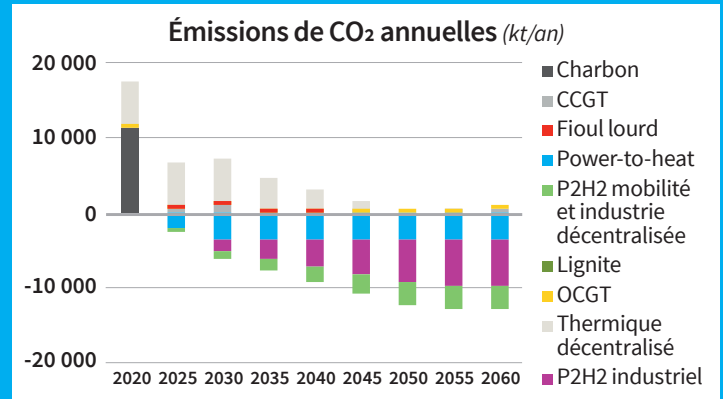
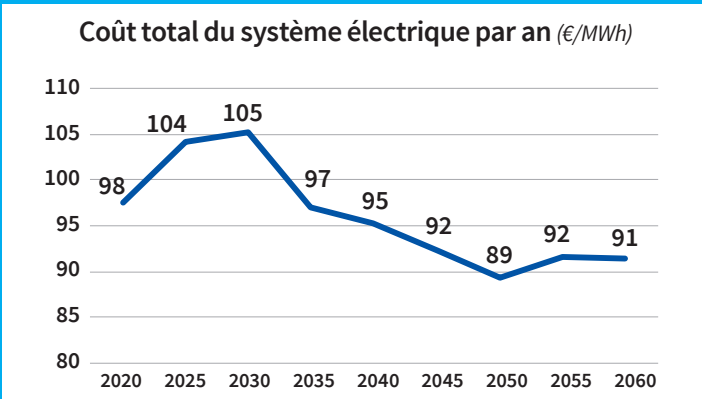
CAPACITÉS INSTALLÉES



BILANS ÉNERGÉTIQUES



BILANS ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL



TRAJECTOIRE « SORTIE À 50 ANS AUTOMATIQUE »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité EnR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽⁴⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁵⁾
85 €/MWh	70 % pour 10 ans, 0 % prolongeables 20 ans	Libre	Avec contrainte	Référence	Autorisée	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

97 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

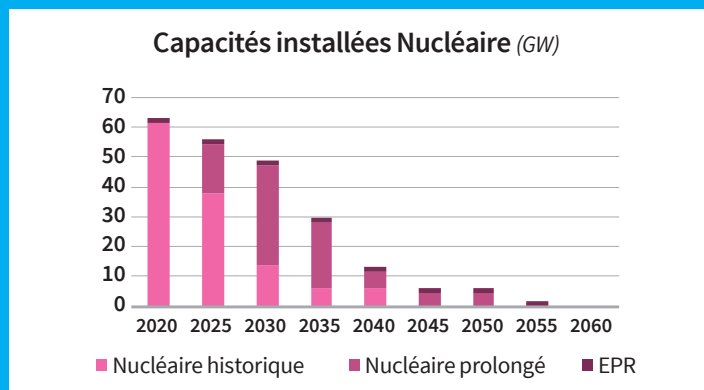
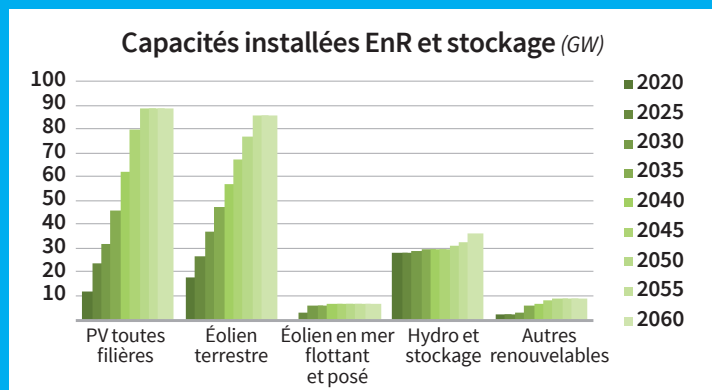
88 % EnR
en 2050

41 TWh
d'exports nets en 2035

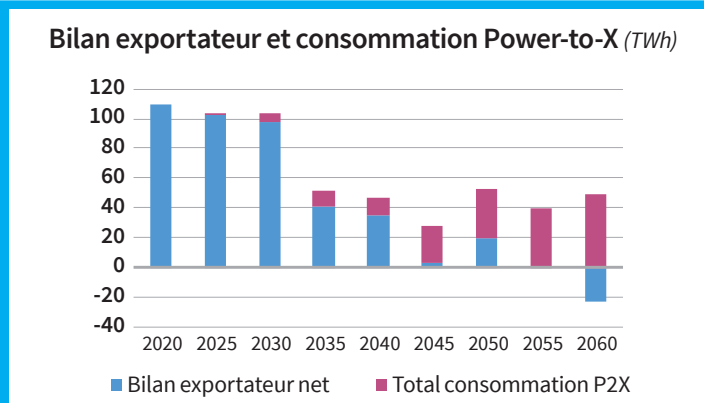
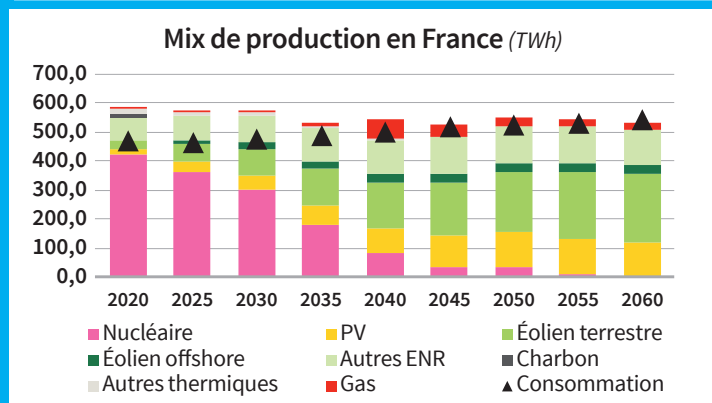
Coût de la trajectoire :
1 298 Mds€

+1,8 MtCO₂
en 2050 :
bilan net des émissions

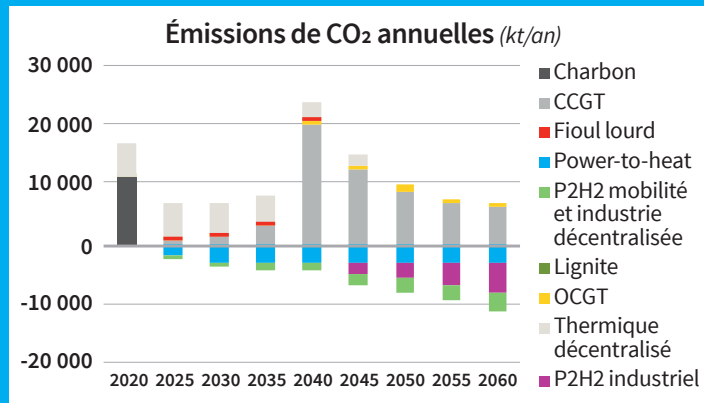
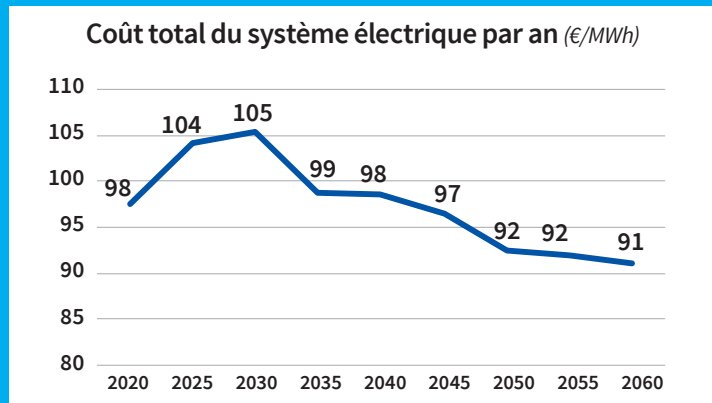
CAPACITÉS INSTALLÉES



BILANS ÉNERGÉTIQUES



BILANS ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL



(1) Lors de leur 4^e et 5^e visite décennale, 70% des centrales peuvent être prolongées à 42 €/MWh, les 30% restant n'étant pas prolongées pour des raisons de surcoûts liés à des contraintes supplémentaires, de sûreté par exemple.
 (2) Avec Contrainte : 2 GW/an max pour éoliennes terrestres, 2 GW/an max pour éoliennes marines-flottantes, 3 GW/an max pour PV (sol + grandes toitures)
 (3) Scénario ECF: 65 %EnR en 2030 – 85 % EnR en 2050; Scénario TYNDP Sustainable Transition : 54 %EnR en 2030 – 74 %EnR en 2050
 (4) GCA = Global Climate Action (52 GW STEP hors France, sur le périmètre d'étude). ST = Sustainable Transition (42 GW)

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Écologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



À l'heure où la France doit définir au travers de la programmation pluriannuelle de l'énergie les orientations de sa politique énergétique pour les dix années à venir, suscitant des débats et des prises de position parfois polémiques, il est plus que jamais essentiel d'apporter à l'État et à l'ensemble des parties prenantes des éléments techniques et économiques permettant d'éclairer, au moins partiellement, les choix à faire.

Pour approfondir et affiner les travaux déjà publiés en 2015 par l'ADEME sur la faisabilité d'un mix électrique 100 % renouvelable à l'horizon 2050, l'ADEME publie ici une nouvelle étude visant à éclairer la trajectoire d'évolution du mix électrique sur les trente prochaines années. Le système électrique français est en effet à ce jour majoritairement alimenté par un parc électronucléaire mis en place en grande partie dans les années quatre-vingt, qui dote la France d'une électricité peu chère et décarbonée. La perspective de la fin de vie des centrales, de leur prolongation ou de leur remplacement pose la question de la stratégie d'évolution du mix de production électrique français. Le choix de cette stratégie est loin d'être évident, tant les paramètres à prendre en compte sont multiples qu'ils soient techniques, économiques, environnementaux, de risques sanitaires, sociaux ou industriels.

L'ADEME présente donc ici une étude portant sur différentes trajectoires d'évolution du mix électrique. Le parti pris dans cet exercice est de rester strictement sur une logique d'optimisation économique: il s'agit d'évaluer les trajectoires qui coûteront le moins cher pour la collectivité, en prenant en compte le contexte européen.

Les résultats de ces travaux sont interpellants: d'un point de vue strictement économique, la place très prépondérante des énergies renouvelables à long terme dans le système électrique français est sans appel, avec une diversité de moyens de production d'électricité renouvelable, de technologies de stockage et de flexibilité. La prolongation d'une partie du parc nucléaire existant permet néanmoins une transition efficiente d'un point de vue économique et climatique. Enfin, le nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français.



www.ademe.fr



010655

ISBN 979-10-297-1173-2

9 791029 711732