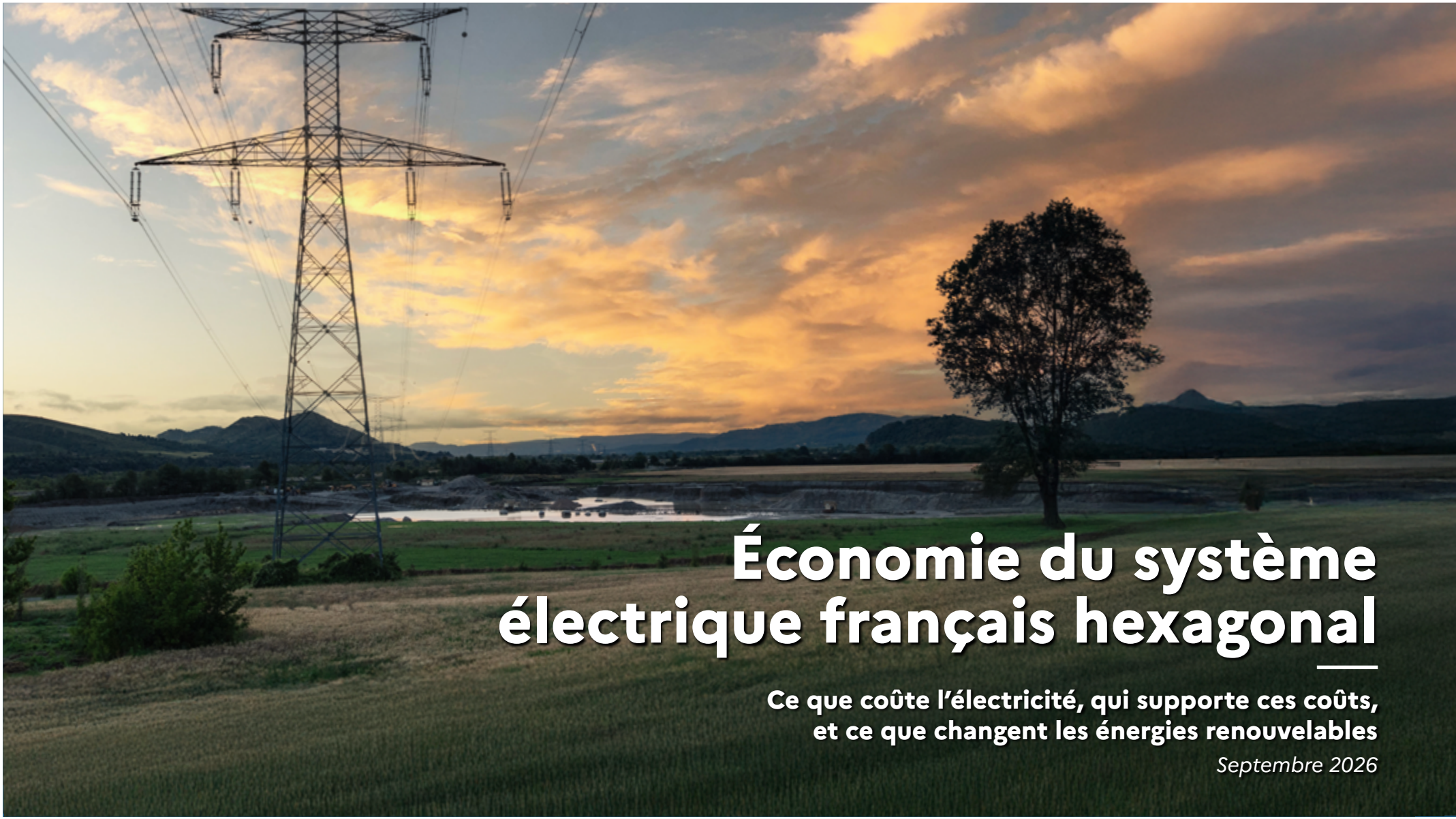
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE



Économie du système électrique français hexagonal

Ce que coûte l'électricité, qui supporte ces coûts, et ce que changent les énergies renouvelables

Septembre 2026

Sommaire

Introduction
Page 3

1 Comment le mix de production actuel permet-il de couvrir les variations de la consommation française en temps réel, tout au long de l'année ?
Page 7

1.1 | La consommation et le mix de production ont connu ces dernières années des dynamiques différentes

1.2 | Production électrique française : une capacité fortement dépendante de la disponibilité des énergies renouvelables et du nucléaire

1.3 | Une année 2025 marquée par une plus grande dispersion des prix

2 Quels sont les coûts du système électrique français hexagonal ?
Page 18

2.1 | Les coûts complets correspondent à l'intégralité des charges supportées pour faire exister les installations de production et les infrastructures de réseaux

2.2 | Un système électrique français caractérisé par des coûts complets majoritairement fixes

3 Qui supporte les coûts du système et comment ?
Page 23

3.1 | La tarification des réseaux vise à couvrir les coûts complets d'un gestionnaire de réseau efficace

3.2 | Les revenus des producteurs ne dépendent pas de leurs coûts complets

3.3 | Au travers de leur facture d'électricité les Français participent au financement du système électrique

4 L'intégration au marché européen est-elle bénéfique pour la France ?
Page 37

4.1 | La France dispose de 20 GW de capacités d'interconnexion aux frontières

4.2 | Les bénéfices du couplage des marchés dans l'UE

4.3 | Les interconnexions permettent le plus souvent aux producteurs français d'exporter et de générer des revenus supplémentaires

4.4 | Les interconnexions aident le système en cas de crise : l'exemple de la crise de 2022

4.5 | Les nouvelles interconnexions ne sont décidées que si elles apportent des gains nets pour les deux pays reliés

5 Comment le développement récent des nouvelles capacités de production renouvelables a-t-il modifié l'équation économique et quel en a été l'impact sur la facture du consommateur français ?
Page 45

5.1 | L'ajout de nouvelles capacités EnR a fait baisser le prix de marché au bénéfice des consommateurs, tout en produisant des effets redistributifs

5.2 | Le dimensionnement actuel du parc EnR a un impact à la baisse sur les prix de marché, tout en générant un surcroît de coûts complets

5.3 | Les EnR ont une valeur assurantielle en cas de crise en amortissant les variations de prix pour les consommateurs

6 Quel est l'intérêt de développer des capacités supplémentaires ?
Page 59

6.1 | Du point de vue des consommateurs français, il existe un gain à de nouvelles capacités EnR au-delà de la file d'attente même à consommation constante

6.2 | La baisse de revenus des producteurs non soutenus, si elle devait être durable et significative, remettrait en cause la rentabilité d'actifs historiques et enverrait un mauvais signal d'investissement

6.3 | L'ajout de nouvelles capacités EnR présente des défis nouveaux pour le pilotage du système

Conclusion
Page 66

Introduction

Les orientations stratégiques 2025-2030 de la CRE, publiées à l'occasion de son vingt cinquième anniversaire, rappellent parmi les missions essentielles de l'institution celle d'éclairer le débat public sur les grands enjeux énergétiques. La présente note s'inscrit dans cette perspective : elle analyse quelques grands déterminants économiques du système électrique français.

Les perspectives de développement liées à l'électrification des usages, l'avenir du mix de production, l'effet de l'intégration européenne, l'évolution des signaux de prix renvoyés par le marché ainsi que la question des énergies renouvelables nourrissent un débat riche sur la pertinence du modèle électrique français et des choix passés et à venir. Ce débat est également alimenté par l'évolution des prix de marché observée en 2025, caractérisée par une fréquence accrue de prix particulièrement bas, voire négatifs, et une plus forte variabilité des prix au sein de la journée.

Légèrement surcapacitaire aujourd'hui, potentiellement plus en tension demain du fait de l'électrification des usages, le système électrique français permet de garantir la sécurité des approvisionnements, pour un coût maîtrisé dans un contexte d'intégration européenne qui offre un débouché pour la production excédentaire et une aide en cas de crise. Le développement des énergies renouvelables modifie sensiblement les équilibres économiques au bénéfice des consommateurs en jouant un rôle d'amortisseur sur les prix en cas de crise.

Les quatre premières parties de la présente note permettent d'éclairer certaines caractéristiques du système électrique français :

- la première analyse la capacité du système à couvrir les variations de la consommation en temps réel, tout au long de l'année ;
- la deuxième propose ensuite un calcul des coûts complets du système électrique français pour l'année 2025. Ces coûts comprennent l'ensemble des investissements et des charges d'exploitation des infrastructures de production et de réseau, ainsi que la rémunération du capital et les taxes ;
- dans un troisième temps, l'analyse explicite les mécanismes de financement qui permettent d'assurer la couverture de ces coûts entre les différents acteurs (producteurs soutenus et non soutenus, consommateurs, État) ;
- l'analyse porte ensuite sur la valeur pour le système français des interconnexions et de l'intégration au marché européen.

Pour mener ces analyses, la CRE a utilisé notamment les résultats issus de ses travaux sur les charges de service public de l'énergie (CSPE), la fixation du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), le calcul du coût du nucléaire (dont Flamanville 3), les études coûts/bénéfices des interconnexions, le mécanisme de capacité ou encore ses travaux sur l'équilibrage.

En cinquième partie, la CRE questionne les données structurantes relatives au développement des nouvelles capacités de production sur la période 2020-2025. Pour réaliser cette étude, la CRE a développé une méthodologie adaptée et robuste qui est présentée en détail en annexe, en s'appuyant sur un modèle de simulation de l'équilibre offre demande. Elle utilise ce modèle pour « rejouer » l'année 2025 sous des hypothèses alternatives. Ce rejeu permet d'évaluer dans quelle mesure le développement des nouvelles capacités de production a modifié l'équation économique des acteurs du système électrique et quel en a été l'impact sur la facture du consommateur français. Sont étudiés notamment

- les impacts de ces nouvelles capacités sur les prix ;
- le coût par année qu'elles génèrent pour le système ;
- et leur rôle dans un contexte de forte tension
  (crise gazière ou indisponibilité accrue du parc nucléaire).

L'objet de la dernière partie est d'apprécier les effets sur le système électrique du développement de capacités supplémentaires de production d'électricité. Pour cela, la CRE a utilisé son modèle pour estimer les conséquences d'un parc renouvelable croissant sur les équilibres économiques du système électrique. Ces analyses et simulations ne constituent pas des scénarios prospectifs au sens des exercices menés par RTE et se basent sur des hypothèses qui pourraient être éloignées des futures tendances.

Méthodologie relative au calcul des coûts complets du système électrique

S'agissant des coûts complets du réseau, la CRE s'appuie sur les données de charges et recettes réalisées des opérateurs de réseaux. Certains postes de charges et de recettes sont retraités par rapport à ceux retenus pour la fixation du TURPE afin de représenter les coûts complets et non le revenu autorisé des gestionnaires de réseaux (les charges associées aux achats systèmes qui sont déjà intégrés dans les coûts complets de production, les recettes de raccordement et subvention, les recettes de rente de congestion).

S'agissant des coûts complets de production, la CRE s'appuie sur les différents travaux qu'elle a pu mener jusqu'à la publication de cette note, dont :

- l'évaluation annuelle des charges de service public de l'électricité, qui fait état de l'ensemble des volumes soutenus et des tarifs de soutien dédiés[1].
- le rapport sur le coût complet du nucléaire qui fait état du coût du parc nucléaire historique[2].

Les coûts affichés dans ce rapport sont annualisés selon une méthode propre à chaque technologie et intègrent une rémunération du capital. La description détaillée est disponible en annexe.

Méthodologie relative à la simulation d'équilibres offre-demande sous différentes hypothèses

Dans le cadre de la réalisation de cette étude, la CRE a développé en interne un modèle d'équilibre offre-demande au pas horaire permettant de rejouer une année donnée. Cet outil s'appuie sur le logiciel de simulation d'équilibre offre-demande développé par RTE, Antarès (open source), ainsi que sur une modélisation fine du système électrique européen réalisée par la CRE et basée sur des données provenant de sources publiques (ENTSO-E Transparency Platform, données de disponibilité des moyens de production publiées par les GRT) ainsi que sur des données dont la CRE dispose dans le cadre de son exercice de surveillance du fonctionnement du marché (données de prix des commodités, données concernant les réserves primaires et secondaires et données de production des énergies renouvelables par type de contrat de soutien notamment). Ce modèle permet de retrouver les principaux agrégats économiques (prix spot, coût total de production) et physiques (production par filière, échanges aux frontières) pour une année donnée. Le détail des hypothèses sous-jacentes est présenté en annexe.

Des simulations peuvent ensuite être menées en modifiant certains paramètres de la modélisation, toutes choses égales par ailleurs, permettant ainsi de vérifier l'impact d'un paramètre sur les agrégats en sortie de modèle, notamment les prix de marché.

1. Délibération de la CRE du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025.
2. La CRE publie son évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028.

Méthodologie relative au calcul des revenus des producteurs et de la facture des consommateurs

Pour illustrer les flux financiers entre consommateurs et producteurs, la CRE a adopté une modélisation théorique fondée sur une analyse de l'année 2025. Concrètement l'analyse se base sur un approvisionnement via les marchés de l'énergie lissé sur un an et l'ARENH, dispositif obligeant EDF à céder une partie de la production du parc nucléaire historique aux consommateurs à un prix fixé par l'État.

L'analyse ne reflète donc pas exactement la facture réelle des consommateurs en 2025 ni des revenus des producteurs, en raison de plusieurs facteurs tels que la diversité des stratégies d'achat déployées par les acteurs, l'achat de garantie d'origine ou l'existence d'autres dispositifs de compensation, comme la compensation carbone.

1 Comment le mix de production actuel permet-il de couvrir les variations de la consommation française en temps réel, tout au long de l'année ?

1.1 La consommation et le mix de production ont connu ces dernières années des dynamiques différentes

L'équilibre du système électrique repose sur la rencontre entre la consommation et l'offre de production. La consommation et le parc de production français ont connu ces dernières années des dynamiques différentes.

Les caractéristiques de la consommation française sont les suivantes :

- la consommation d'électricité en France s'est stabilisée depuis le début des années 2010. Elle a connu un premier recul lors de la crise COVID puis un recul marqué lors de la crise énergétique de 2022. Elle n'a depuis pas retrouvé son niveau antérieur. À plus long terme, sur plusieurs années, l'exercice de prévision de la consommation s'est toutefois complexifié en raison notamment d'incertitude sur la dynamique d'électrification des usages ;
- la consommation varie continuellement - entre les saisons, les jours de la semaine et les heures de la journée. Les écarts saisonniers sont particulièrement prononcés, pouvant atteindre 25 à 30 GW entre l'hiver et l'été ;
- les pointes de consommation hivernales, variables d'une année à l'autre selon les températures, constituent des moments de tension pour l'approvisionnement : sans générer de risque avéré à court terme[1] selon le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau RTE, elles sont des périodes où l'offre disponible est moins abondante et où chaque capacité supplémentaire contribue à soulager le système.

Le parc de production, dimensionné pour la pointe hivernale, est quant à lui en croissance et se transforme dans sa composition, sous l'effet conjugué du développement de capacités d'énergies renouvelables (solaire, éolien à terre ou en mer) et du retrait progressif des centrales à charbon (fermeture du Havre et de Gardanne, –1,2 GW), de la fermeture de Fessenheim (–1,8 GW) et de la mise en service de Flamanville 3 (+1,6 GW).

Si l'on regarde la puissance installée, cette dernière est désormais largement supérieure à la consommation moyenne et aux pics historiques. Toutefois, la puissance installée ne signifie pas qu'elle est disponible à toutes les heures de la journée et tout au long de l'année : par exemple, la disponibilité des tranches nucléaires peut être réduite en fonction des programmes de maintenance ou encore la production effective des énergies renouvelables dépend largement des conditions météorologiques. Ainsi, l'intégration récente de moyens de production renouvelable a accru la variabilité sur les capacités effectivement disponibles à un instant donné. À titre d'exemple, en 2025, la production éolienne a fluctué entre 0 et 20,1 GW et la production solaire entre 0 et 21,6 GW. Ces amplitudes ne traduisent pas pour autant une production régulièrement nulle. Avec un facteur de charge moyen de 21,7 % sur l'année 2025, c'est-à-dire une production annuelle équivalente à 21,7 % de ce qu'aurait produit le parc en fonctionnant en continu à sa puissance maximale, l'éolien produit en réalité à des niveaux intermédiaires une grande partie du temps : en tenant compte des contraintes météorologiques, des conditions économiques et des éventuels bridages, le facteur de charge du parc éolien national dépasse 10 % 75 % du temps.

1. « 3.2. Le risque d'insuffisance de production pour le passage des pointes hivernales a fortement baissé : l'approvisionnement de la France en électricité est actuellement nettement moins sensible à la survenue de vagues de froid qu'il y a cinq ou dix ans », Principaux résultats du bilan prévisionnel 2025-2035, RTE, p15-16.

Ces deux filières contribuent d'ailleurs à la sécurité d'approvisionnement lors des pics de consommation et sont prises en compte dans le cadre des analyses de risque de défaillance, avec l'application d'un coefficient de contribution aux pointes de 0,3 pour l'éolien en mer, de 0,15 pour l'éolien à terre et de 0,05 pour le solaire.

La combinaison d'une consommation variable et d'une production davantage variable conduit à des situations bien plus contrastées qu'auparavant : des heures d'excédent de production décarbonée d'un côté - lors desquelles les prix peuvent devenir négatifs[1] -, des heures où les centrales thermiques doivent être mobilisées en appoint de l'autre.

Les heures de tension, et en particulier les pointes de consommation hivernales, font l'objet d'une surveillance spécifique. RTE certifie, selon une méthode probabiliste, les capacités pouvant garantir leur contribution lors de ces heures critiques. La certification des capacités met en évidence la transformation des moyens de marge intervenue parallèlement à celle du parc.

Le déclassement progressif du parc fioul et charbon a réduit les capacités traditionnellement mobilisées en pointe. En 2020, la fermeture de Fessenheim, qui constituait une capacité de base présente en pointe, a également accentué cette diminution des moyens de production disponibles.

La bonne disponibilité du parc nucléaire (hors corrosion sous contrainte), l'augmentation des capacités d'interconnexion et le développement des énergies renouvelables (EnR), ainsi que l'ouverture de la centrale à gaz de Landivisiau, ont toutefois permis de compenser ces sorties : les capacités EnR déployées entre 2017 et 2025 contribuent à hauteur de +3,7 GW de puissance garantie aux pointes.

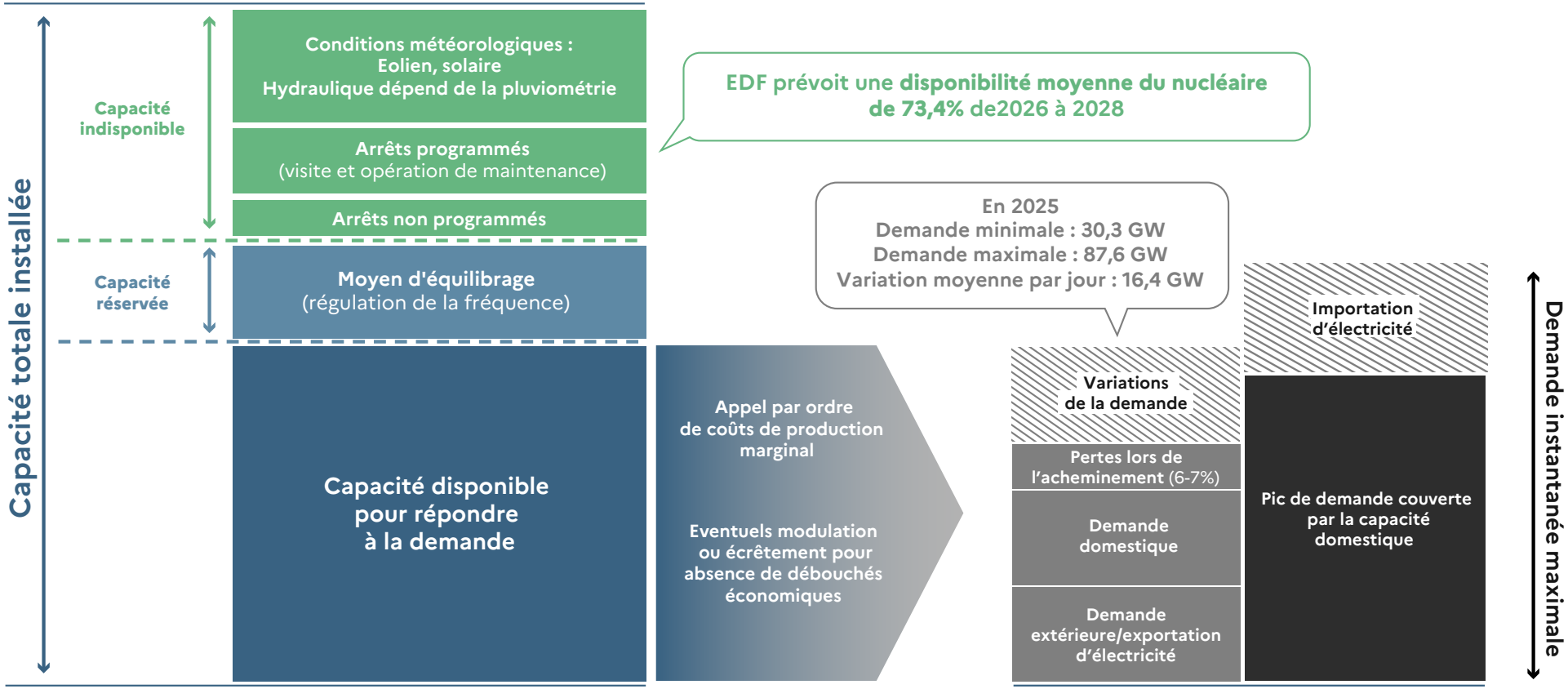
Le système couvre donc les pointes avec une composition de moyens renouvelée, pour une capacité certifiée globalement stable - voire en hausse sur la dernière année.

En définitive, si la puissance installée totale du parc augmente (plus de 160 GW), les capacités certifiées disponibles en pointe restent globalement stables (environ 90 GW sans compter les interconnexions), traduisant un effet de substitution partiel entre les anciens moyens de marge et les nouvelles capacités issues de la transformation du parc.

1. Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs, 2024

Figure 1

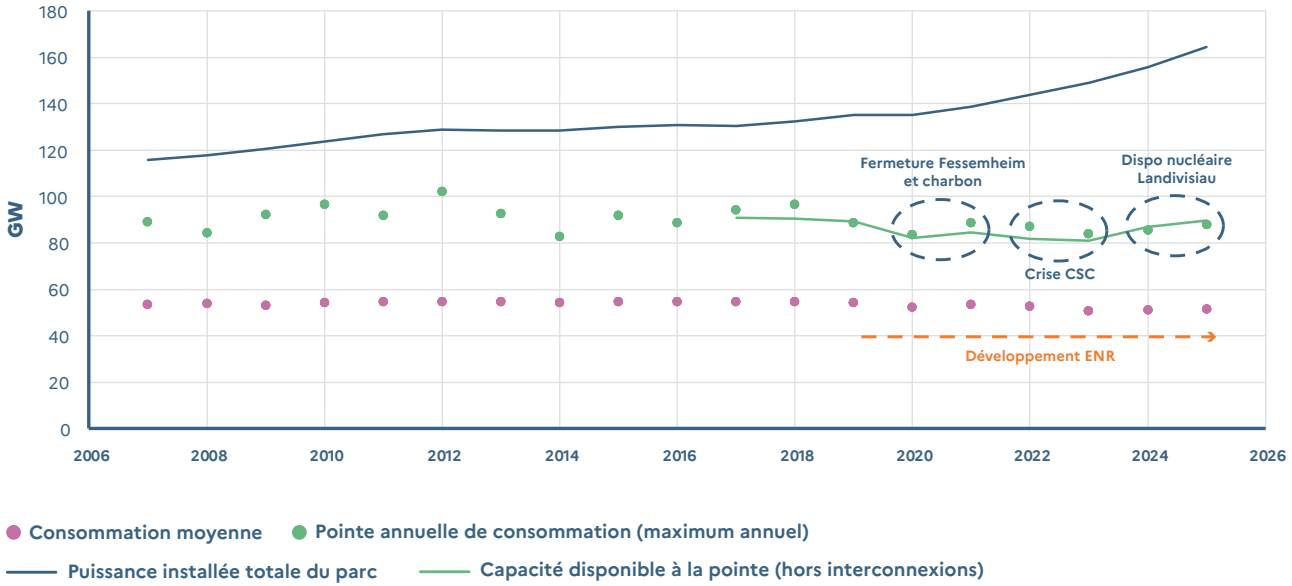
Facteurs déterminants sur les moyens de production disponibles à un moment donné et représentation de la variation de la demande au cours d'une année



Source : illustration CRE à partir des données rendues publiques dans le rapport de la CRE sur le coût du nucléaire, et de données RTE

Figure 2

Évolution de la puissance disponible à la pointe au regard de la puissance installée totale, de la consommation moyenne et de la pointe*



Source : graphique CRE à partir de données RTE
** La puissance disponible à la pointe correspondant dans ce graphique à la capacité certifiée totale sur le mécanisme de capacité, hors interconnexions*

Aide à la lecture

Dans le cadre du mécanisme de capacité, depuis 2016, RTE certifie annuellement la capacité disponible pendant les épisodes de défaillance, i.e. les périodes de pointe extrême. Cette capacité est calculée en multipliant la capacité disponible pendant les heures de pointes (les heures PP[1]), estimée par les acteurs, par des coefficients probabilistes qui reflètent la contribution réelle des technologies à la réduction de la défaillance pendant les périodes de pointes extrêmes. Tous les moyens de production participent donc à la sécurité d'approvisionnement à la pointe dans la mesure de leur profil de production. Les coefficients vont de 0,3 pour l'éolien en mer jusqu'à 0,05 pour le solaire en comparaison à 0,9 pour le nucléaire. Cette capacité certifiée est donc par construction inférieure à la puissance installée.

1. 22 plages journalières entre octobre et mars

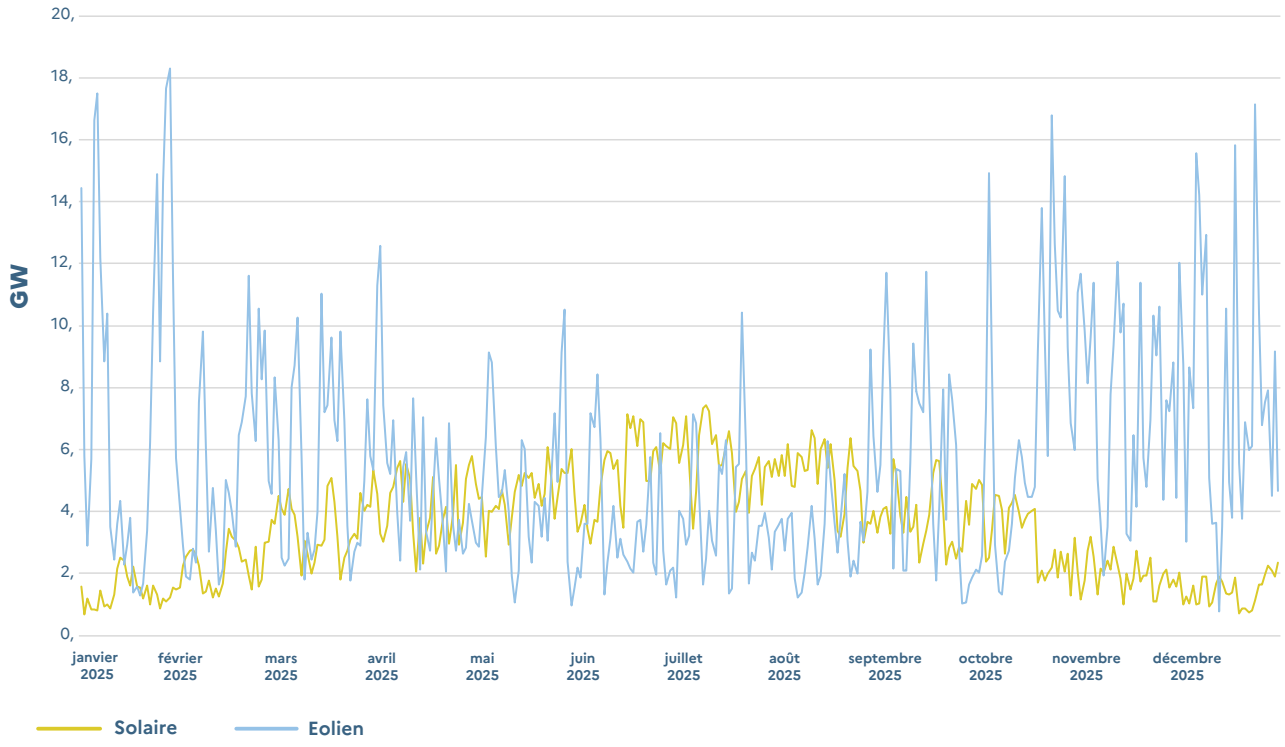
1.2 Production électrique française : une capacité fortement dépendante de la disponibilité des énergies renouvelables et du nucléaire

Plusieurs facteurs peuvent conduire les moyens de production à être indisponibles pour répondre à la demande.

Pour le solaire et l'éolien, les conditions météorologiques déterminent directement la puissance instantanée disponible. En 2025, les 30,4 GW de capacités solaires sont sensibles aux conditions d'ensoleillement, les 23,9 GW de capacités éoliennes terrestres et les 1,9 GW de capacités éoliennes en mer aux conditions de vent. Au total, ces filières représentent 34 % de la puissance installée du parc et 15 % de la production.

Figure 3

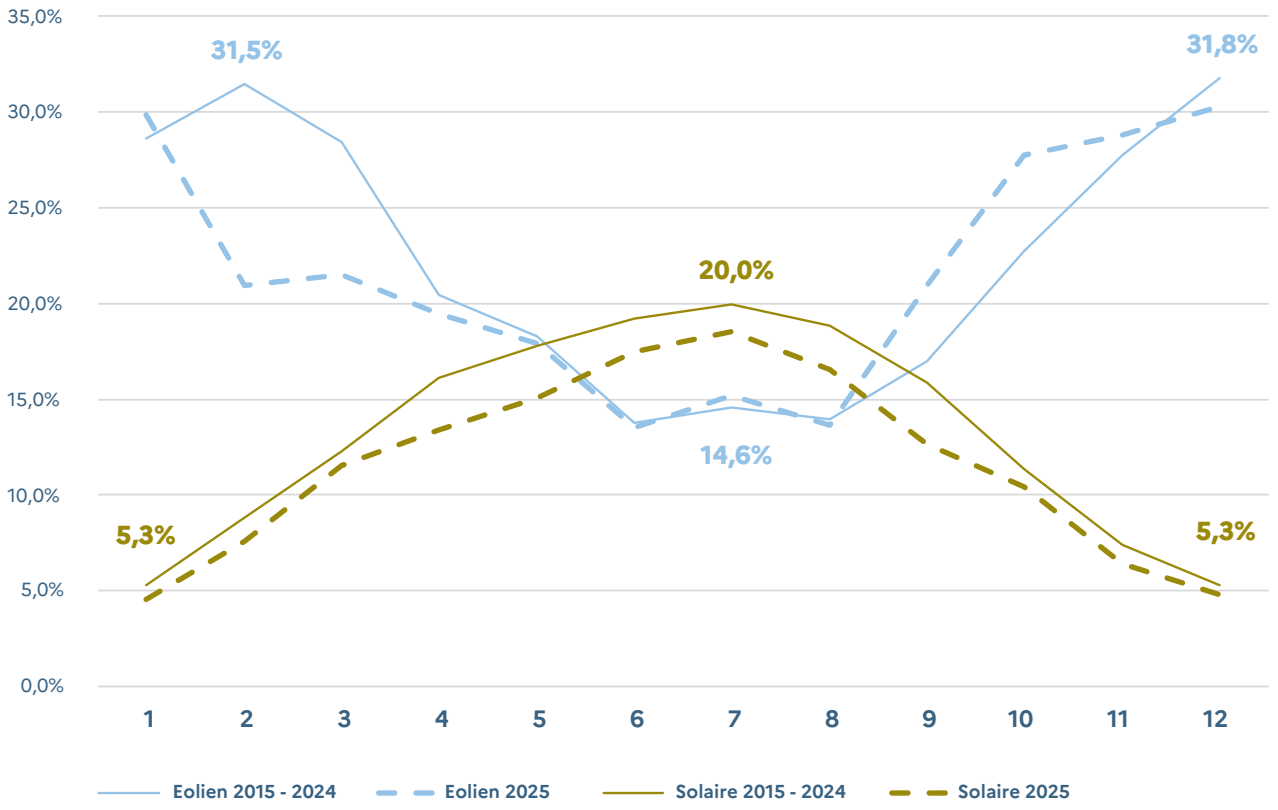
Évolution journalière de la production des filières solaire et éolien sur l'année 2025



Source : graphique CRE à partir de données RTE

Figure 4

Facteur de charge éolien (terre et mer) et solaire selon les mois de l'année (2015 - 2024 et 2025)



Source : graphique CRE à partir de données RTE[1]

Aide à la lecture

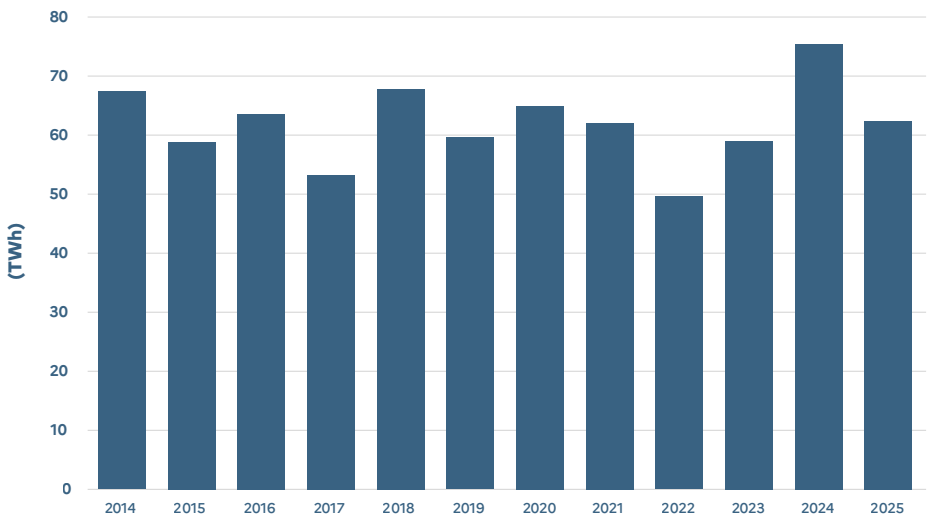
Les facteurs de charge de l'éolien et du solaire — c'est-à-dire la production réelle par rapport à la puissance installée — fluctuent selon les saisons, sous l'effet de l'ensoleillement et des conditions de vent. Des variations s'observent également d'une année à l'autre.

1. Ce graphique a été réalisé à partir des données eco2mix mises à disposition par RTE. Celles-ci portent sur l'électricité injectée sur le réseau (constaté), qui dépend des conditions météorologiques et aussi des conditions économiques. Il ne s'agit donc pas tout à fait de courbe de production potentielle : celles-ci seraient plus élevées, l'écart correspondant à la production écrêtée pour des raisons économiques. Jusqu'en 2023 cet écrêtement reste négligeable, mais il croit ensuite nettement : les volumes solaires et éoliens écrêtés (non produits pour raisons économiques) représentent environ 0,7 TWh en 2023 (–0,9 % de la production), 1,7 TWh en 2024 (–2,3 %) et près de 3 TWh en 2025 (–3,5 %).

L'hydraulique, bien que majoritairement pilotable, reste sensible aux épisodes de sécheresse. Sa production varie donc d'une année à l'autre, avec des niveaux de disponibilité fluctuants au fil des saisons.

Figure 5

Évolution de la production hydraulique entre 2014 et 2025

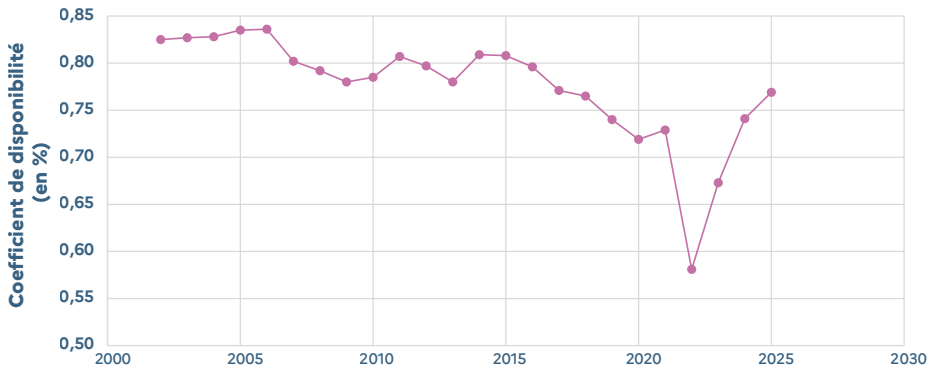


Source : graphique CRE à partir de données RTE

Le parc nucléaire constitue quant à lui le facteur le plus dimensionnant pour l'offre française compte tenu de sa place prépondérante dans le mix - 68 % de l'électricité produite en volume en 2025. Sa disponibilité future est soumise à des contraintes croissantes, notamment dans le contexte d'allongement de la durée de vie du parc.

Figure 6

Taux annuel de disponibilité du parc nucléaire français (hors Flamanville 3) entre 2002 et 2025



Source : Open Data, EDF

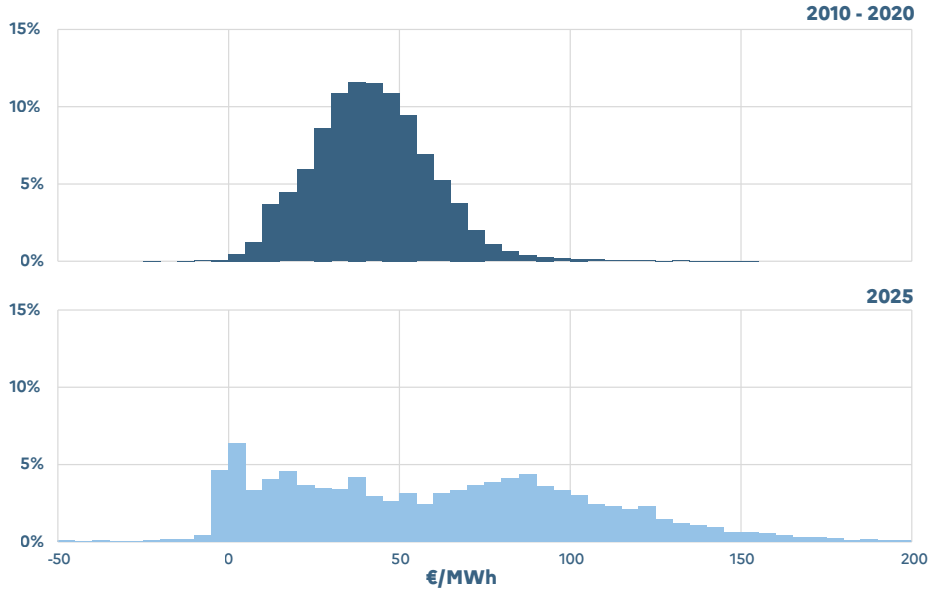
Malgré l'amélioration d'EDF via son programme START25 dans la gestion des arrêts de tranche, les visites décennales nécessaires à l'allongement de la durée de vie des réacteurs nucléaires du parc historique dégraderont la disponibilité du parc nucléaire dans les années à venir[1] (78,4 % en moyenne 1992-2024, 74,1 % en 2024 contre 73,4 % prévisionnel EDF sur 2026-2028).

1. La disponibilité déclarée correspond ici au coefficient de disponibilité publié par EDF, qui représente l'énergie disponible rapportée à l'énergie théorique maximale, pour un fonctionnement à la puissance installée toute l'année

1.3 Une année 2025 marquée par une plus grande dispersion des prix

Figure 7

Distribution des prix spot horaires 2010 - 2020 et 2025



Source : Bilan électrique 2025, RTE, p65. Graphique CRE à partir de données EPEX

En raison de la variabilité simultanée de la demande et de la disponibilité des moyens de production, le système se trouve tantôt en situation d'offre de production excédentaire[1], tantôt en situation de tension sur l'approvisionnement.

Les prix de marché reflètent la fréquence de ces situations respectives :

- lorsque la demande de consommation est couverte par les seules capacités à coût marginal faible (EnR dont le coût marginal est nul ou parc nucléaire) les prix sont faibles voire nuls ou négatifs ;
- lorsqu'il est nécessaire de faire appel à une centrale à gaz pour équilibrer le système, les prix dépassent alors le coût marginal de production d'électricité à partir du gaz soit généralement plus de 100 €/MWh.

En 2025, par rapport à la décennie 2010 – 2020, la dispersion des prix est accrue dans les deux sens : à la fois vers des prix plus élevés (1807 heures dont le prix était supérieur ou égal à 100 €/MWh) et vers des prix bas (513 heures de prix négatifs 2025)[2]. En comparaison, de 2010 à 2020, seulement 606 heures avaient un prix supérieur ou égal à 100 €/MWh (0,6 % des heures sur la période) et 179 heures un prix négatif (0,2 % respectivement).

1. C'est pour cela que la notion de surcapacité est complexe à définir, car elle peut renvoyer à une surcapacité à la pointe, ou une surcapacité de production en énergie. En tout état de cause, le système français en 2025 répondait à ces deux définitions.

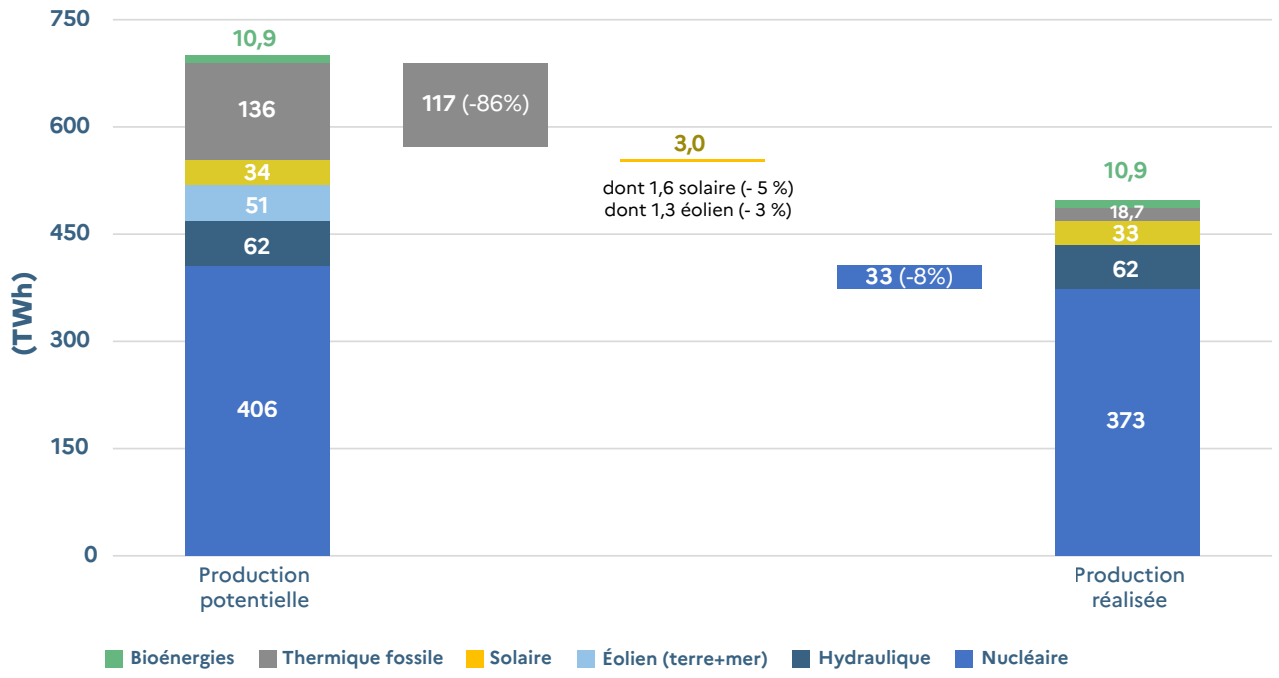
2. Depuis le 1er octobre 2025, le marché spot utilise un pas de temps de 15 minutes. Une heure est considérée à prix négatif si la moyenne des prix de ses quatre quarts d'heure l'est.

Lors des épisodes de prix très faibles, nuls ou négatifs, il peut arriver que la demande soit inférieure à la production décarbonée disponible à bas coût sans que les interconnexions avec les pays voisins ne permettent d'absorber l'offre. Il n'existe alors pas de débouchés économiques pour cette production décarbonée. Le volume d'électricité non produite pour des raisons économiques sur 2025 se décompose comme suit entre les différentes filières :

- 33 TWh[1] de modulation nucléaire (8 % de la production potentielle annuelle), incluant également la modulation pour économie de combustible ; les modulations pour économie de combustible ne découlent pas seulement des considérations de prix, il s'agit également de modulations liées aux contraintes industrielles. La CRE retient ici le chiffre publié par EDF pour 2025.) ;
- écrêtement de 1,3 TWh d'éolien et 1,6 TWh[2] de solaire ;
- 117 TWh de production thermique évitée[3]

Figure 8

Résultat de l'optimisation économique sur 2025 : modulation et écrêtements



Source : graphique CRE à partir de données RTE et d'hypothèses CRE

Lecture

5 % de la production solaire potentielle n'a pas été réalisée, faute de débouchés suffisants.

1. Chiffre déclaré dans le rapport modulation d'EDF incluant également les modulations pour économie de combustible : https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2026-02/2026_02_16_ETUDE_MODULATION.pdf
2. Ces 3 TWh d'écrêtement correspondent à une production d'électricité d'origine renouvelable non injectée sur le réseau en raison de la survenue de prix négatifs. Source : « Estimation des volumes de modulation solaire et éolienne lors d'épisodes de prix négatifs », Bilan électrique 2025, RTE, p42.
3. En application de la loi Énergie-Climat (2019), les centrales à charbon et fioul sont limitées à 700 h et 1 000 h de fonctionnement annuel. Le calcul de la production thermique évitée n'intègre pas ces restrictions et repose sur une disponibilité technique théorique de 90 % (7 884 h/an).

1 Comment le mix de production actuel permet-il de couvrir les variations de la consommation française en temps réel, tout au long de l'année ?

L'équilibre du système électrique repose sur la rencontre entre la consommation et l'offre de production.

La consommation et le parc de production français ont connu ces dernières années des dynamiques différentes.

▸ Alors que la consommation est restée relativement stable, la puissance installée de production a crû, sous l'impulsion du développement des énergies renouvelables (solaire et éolien principalement terrestre).

▸ La capacité de production potentielle (plus de 160 GW) est donc supérieure sur l'année au besoin de consommation.

▸ Toutefois, la capacité disponible à la pointe en France (environ 90 GW) reste assez proche du besoin lors des périodes de tension.

Ces équilibres annuels cachent des réalités différentes en fonction des saisons et des moments de la journée. Le système électrique français doit actuellement faire face à une plus grande variabilité du côté de la production, ce qui induit une augmentation des situations de prix « extrêmes », avec :

- d'un côté plus d'heures où la production est surabondante ; le volume de production décarbonée ne trouvant pas de débouchés pour raison économique (prix inférieurs aux coûts variables de production) est néanmoins encore relativement limité : 3 TWh pour les EnR et 33 TWh pour le nucléaire (contre une moyenne de 22 TWh entre 2020 et 2024) ;
- d'un autre côté plus d'heures où les moyens de pointe les plus coûteux doivent être mobilisés (1 807 heures avec des prix supérieurs à 100 €/MWh en 2025 contre 606 heures en moyenne entre 2010 et 2020) ;
- une plus grande volatilité des prix au sein de la journée.

Par ailleurs, le dimensionnement actuel du parc de production français a permis d'éviter 117 TWh de production carbonée.

2 Quels sont les coûts du système électrique français hexagonal ?

2.1 Les coûts complets correspondent à l'intégralité des charges supportées pour faire exister les installations de production et les infrastructures de réseaux

Dans la présente note, la CRE s'appuie dans ses différentes analyses sur les coûts complets du système qui reflètent l'ensemble des coûts portés par les principaux acteurs du système électrique indépendamment des effets redistributifs entre eux.

Les coûts complets présentés ci-dessous correspondent aux coûts complets des infrastructures de production et d'acheminement. Ils incluent l'ensemble des charges économiques associées à l'existence et au maintien du parc de production et du réseau d'acheminement (transport et distribution).

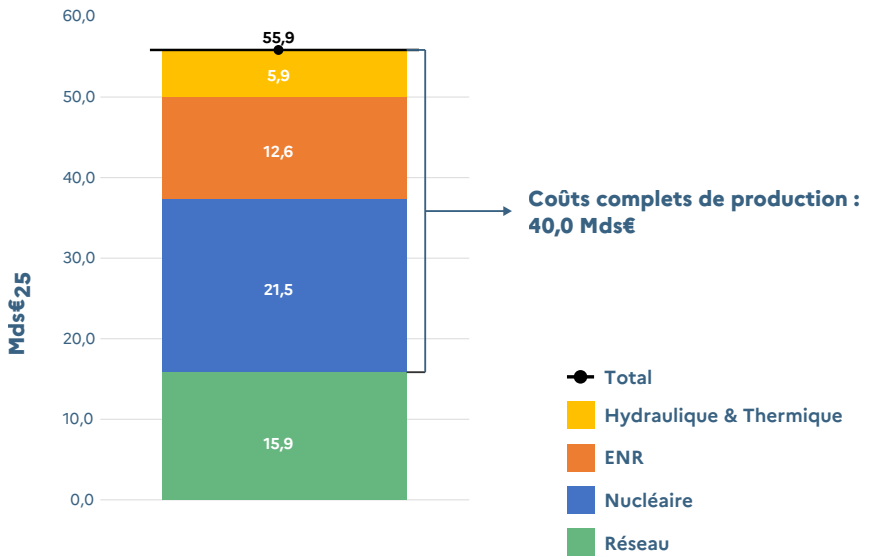
Pour chacune des filières de production six briques de coûts sont incluses : les charges induites par les investissements (CAPEX), les charges d'exploitation (OPEX), les charges de commercialisation de la production sur les marchés, les provisions pour le démantèlement des installations[1], la rémunération du capital, la charge de la dette et les taxes[2]. Pour le réseau, ces coûts complets incluent les charges de capital normatives ainsi que les charges d'exploitation[3].

La méthodologie d'estimation de ces coûts est disponible en annexe, elle s'appuie sur les coûts constatés qui ont pu évoluer au cours du temps.

Les coûts complets annualisés du parc installé en 2025 s'établissent à 55,9 Mds€ par an dont 40 Mds€ par an pour la production et 15,9 Mds€ par an pour le réseau.

Figure 9

Répartition des coûts complets de production et d'acheminement du système électrique pour l'année 2025 (Mds€)



Source : graphique et données CRE[4]

1. Toute installation de production d'électricité est assujettie, à la fin de son exploitation, à une obligation de démantèlement et de remise en état du site. Cette obligation s'applique aux installations nucléaires, aux parcs éoliens terrestres ainsi qu'aux centrales photovoltaïques au sol relevant du régime des ICPE.
2. Les taxes sont intégrées comme des coûts à part entière, bien qu'elles constituent des recettes pour l'État, l'objectif étant d'appréhender l'intégralité des dépenses du système électrique. La TVA payée par les producteurs n'est pas incluse dans ces coûts, car elle pèse principalement sur les consommateurs résidentiels.
3. Hors coûts liés aux services système et aux pertes électriques. Les coûts liés aux services système et aux pertes électriques sont bien pris en compte dans les coûts totaux mais par choix méthodologiques ces derniers sont affectés aux coûts de production et non aux coûts réseaux.
4. Les revenus nets d'exports (exports moins imports) constituent ici une approximation des revenus réalisés par les producteurs en 2025. L'estimation de 5,4 Mds€ (estimation RTE) repose sur la valorisation de l'ensemble des volumes au prix spot, alors qu'en réalité, une partie des ventes à l'export est valorisée via des droits d'interconnexion long terme, ce qui peut conduire à des écarts.

2.2 Un système électrique français caractérisé par des coûts complets majoritairement fixes

Les coûts complets des infrastructures de production et d'acheminement se décomposent entre :

- des coûts variables qui dépendent notamment de la quantité d'énergie consommée (pertes réseaux) et pour les actifs de production des coûts de production (notamment du combustible utilisé) ainsi que d'une partie des charges d'exploitation de la centrale de production ;
- des coûts fixes qui dépendent des investissements dans l'actif de production ou de réseau et de la rémunération de l'exploitant ainsi que d'une autre partie des charges d'exploitation.

Pour évaluer ce coût complet, la CRE s'appuie sur les différents travaux qu'elle a pu mener jusqu'à la publication de cette note, dont l'évaluation annuelle des charges de service public de l'électricité, le rapport sur le coût complet du nucléaire ou encore les travaux relatifs à la fixation du TURPE.

Les centrales de production nucléaire et les énergies renouvelables, qui sont largement majoritaires dans le parc de production français, ont des structures de coûts majoritairement fixes.

En ce qui concerne les coûts de réseaux, ils possèdent également une structure de coût majoritairement fixe avec néanmoins une évolution à moyen terme dépendante notamment des activités de renouvellement du réseau et de raccordement.

Ainsi, à parc constant, le coût complet unitaire en €/MWh sera d'autant plus faible que la consommation française est importante. En 2025, les coûts complets des infrastructures de production et d'acheminement rapportés à la consommation (446 TWh consommation française y compris pertes) s'établissent à 125,4 €/MWh, dont 89,6 €/MWh pour la production et 35,7 €/MWh pour les réseaux.

Parce que les coûts de production et de réseau sont majoritairement fixes, les coûts complets (55,9 Mds€ en 2025 hors exports et recettes de congestion) sont ici rapportés à la consommation (446 TWh) plutôt qu'à la production du parc : il faut pouvoir les couvrir indépendamment du niveau de production, lequel dépend en partie du volume exporté. Or le mix de production des pays voisins étant amené à évoluer, le volume d'électricité exporté demeure incertain dans le futur. Rapporter les coûts complets à la consommation offre ainsi une mesure plus robuste de la capacité du système à couvrir ses coûts fixes, indépendamment de futures variations de volumes exportés.

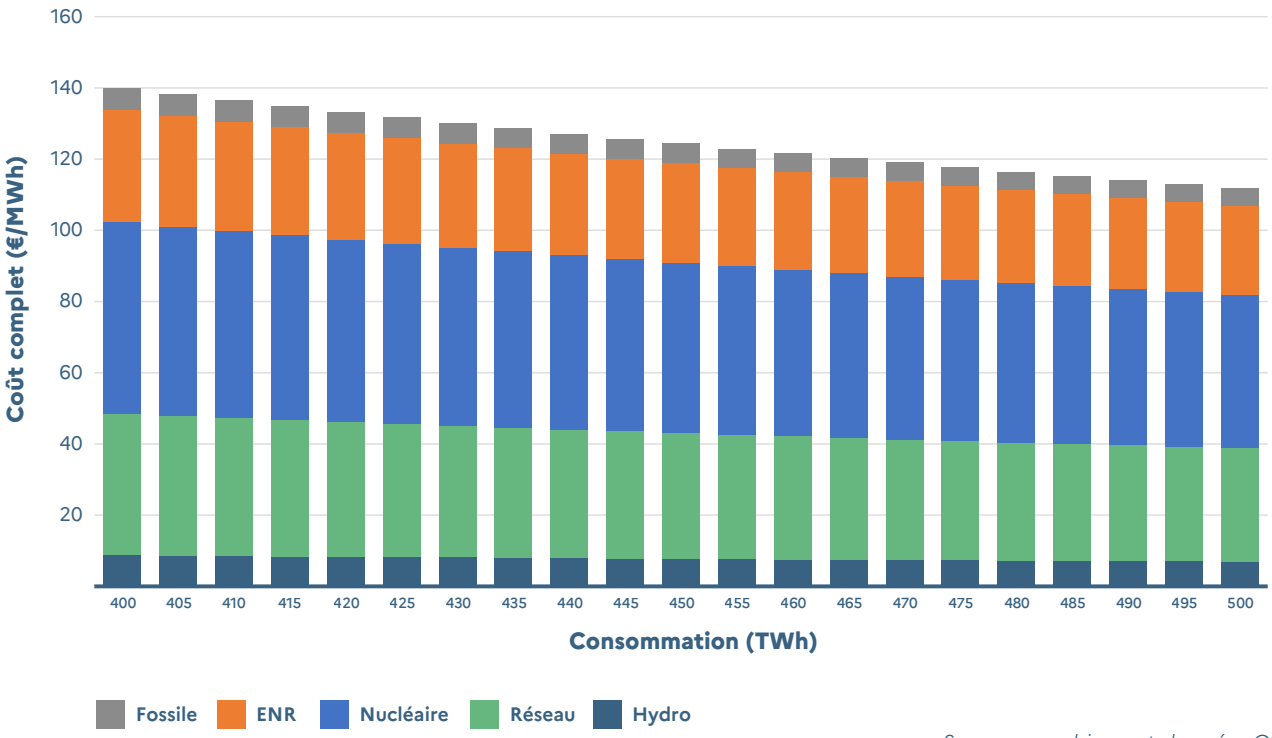
Ce choix a toutefois pour effet de légèrement surestimer le coût unitaire rattaché à la consommation française : une partie de la production répond à la demande des pays voisins, ce qui engendre des coûts marginaux additionnels inclus dans les coûts complets, sans que les recettes d'exportation qui les couvrent ne viennent réduire le ratio coûts/consommation.

Il s'agit là d'une simple précision sur l'indicateur retenu dans la note : les consommateurs français ne financent pas ces coûts marginaux additionnels, qui sont couverts par les recettes d'exportation. Par ailleurs ce choix d'indicateur ne préjuge en rien des décisions d'investissement qui dimensionnent le parc : celles-ci intègrent bien les revenus attendus des échanges transfrontaliers.

Ces coûts, rapportés à la consommation, ne sont pas directement comparables à ceux retenus pour la détermination des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) hors taxes pour plusieurs raisons, notamment : la tarification des réseaux est différenciée selon le profil des consommateurs ; les prix s'écartent des coûts complets au-dessus comme en dessous selon les périodes (voir 3.2.) ; enfin, le périmètre retenu se limite aux infrastructures de production et de réseau, alors que la livraison d'électricité au consommateur final suppose d'autres coûts de fourniture, supportés tant par les fournisseurs historiques que par les nouveaux entrants (voir 3.3. sur la facture des consommateurs).

Figure 10

Évolution du coût complet rapporté à la consommation hexagonale 2025



Source : graphique et données CRE

2 Quels sont les coûts du système électrique français hexagonal ?

Dans cette note, les coûts complets du système électrique désignent l'ensemble des charges économiques associées à l'existence et au maintien du parc de production et du réseau d'acheminement (transport et distribution). Ils n'incluent pas les autres coûts nécessaires à la livraison de l'électricité au consommateur final, notamment ceux liés à l'activité de fourniture. Ils reflètent la performance structurelle du système de production et du réseau et s'établissent pour 2025 à 55,9 Mds€ par an.

La structure de coûts du système français se caractérise par une prépondérance marquée des coûts fixes, notamment en raison de la structure de coûts des filières de production renouvelables et nucléaires. Ainsi, à parc constant, le coût unitaire (€/MWh) sera d'autant plus faible que la consommation française est importante.

Rapportés à la consommation, les coûts complets permettent d'évaluer combien coûte à la collectivité de produire et d'acheminer un mégawattheure d'électricité au consommateur moyen français. En 2025, le coût unitaire du système électrique s'est établi à 125,4 €/MWh[1].

1. Comme précisé plus haut, ce chiffre rapporte les coûts complets (55,9 Mds€) à la consommation sans retraiter la balance des exports ni les recettes de congestion des interconnexions – ces deux éléments ne viennent donc pas réduire le ratio.

3. Qui supporte les coûts du système et comment ?

Les coûts complets du système électrique se décomposent d'une part en coûts de réseau et d'autre part en coûts de production. Ces deux types de coûts ont des schémas de financement assez différents. Par ailleurs, au sein des producteurs, la prise en charge des coûts diffère, en fonction du caractère soutenu par l'État ou non de l'installation.

3.1 La tarification des réseaux vise à couvrir les coûts complets d'un gestionnaire de réseau efficace

Les coûts complets du réseau reflètent les coûts supportés par les gestionnaires de réseau. Le coût des achats liés à l'exploitation du système électrique (dits « achats systèmes »), correspondant aux coûts d'achat des pertes et des réserves notamment, n'est pas intégré aux coûts complets du réseau mais à ceux de la production (les achats systèmes rémunérant, in fine, des producteurs) mais néanmoins facturés via les tarifs de réseaux. La tarification des réseaux (TURPE) permet de définir la façon dont ces coûts complets sont répercutés aux utilisateurs des réseaux. Cette part prend en compte :

- les charges d'exploitation couvrant les coûts d'un gestionnaire de réseau efficace - fixée au début de chaque période tarifaire ;
- les charges de capital supportées par les opérateurs, selon les paramètres de rémunération définis par la CRE.

Par ailleurs, le TURPE est fixé en intégrant le fait qu'une partie des coûts complets est déjà financée par les contributions de raccordement des nouveaux utilisateurs, ainsi que par les recettes d'interconnexions dans le cas du gestionnaire de réseau de transport.

Le niveau du TURPE est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), prend en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis. Le CRCP protège les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus.

Sur la période TURPE 6, le solde du CRCP a été particulièrement élevé en défaveur des opérateurs, compte tenu d'une part de la hausse des prix de gros de l'électricité pour la couverture des pertes pendant la crise et d'autre part de la baisse des consommations.

3.2 Les revenus des producteurs ne dépendent pas de leurs coûts complets

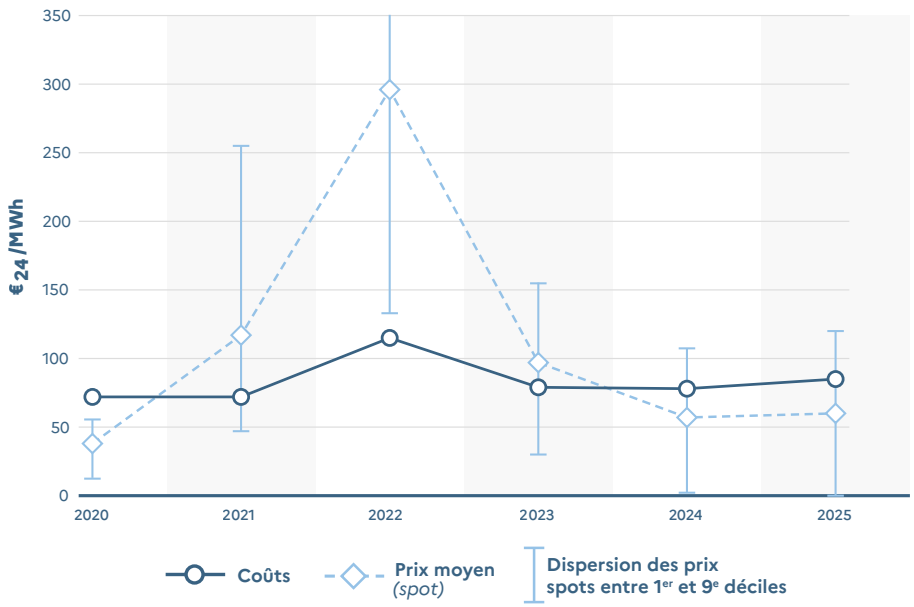
Les coûts complets de production et les prix de marché constituent deux mesures distinctes n'ayant pas vocation à être cohérentes à tout instant.

Les prix de marché et les coûts complets unitaires de production mesurent deux réalités distinctes du système électrique. Les premiers reflètent l'équilibre instantané de l'offre et de la demande. Ils sont basés notamment sur le coût marginal de production qui permet de déterminer l'ordre dans lequel les centrales sont amenées à produire (*merit order*) et représente le coût de production d'un MWh supplémentaire. Les seconds évoluent lentement, au rythme des décisions d'investissement. Ces deux grandeurs peuvent donc diverger dans un sens comme dans un autre. C'est le cas pendant la crise de 2022 où les prix ont été supérieurs aux coûts. Mais également en 2025, où le prix spot moyen s'établit en dessous des coûts complets de production rapportés à la consommation française.

L'écart entre ces deux valeurs ne disparaît pas : il est nécessairement absorbé par certains acteurs du système, selon des modalités qui dépendent de la structure de financement du parc - et non du seul signal de marché. Ce n'est pas nécessairement le consommateur final qui le supporte, cet écart peut peser sur les producteurs, l'État voire d'autres acteurs de marché. À long terme, les deux doivent cependant se rapprocher si les signaux de marché sont suffisamment incitatifs.

Figure 11

Comparaison du coût complet de production et de la moyenne annuelle des prix de gros sur le marché spot en France entre 2020 et 2025



Source : Analyse économique, principaux résultats bilan prévisionnel 2025 – 2035, p58, RTE

Les producteurs sont rémunérés principalement par les revenus de marché de gros, et plus marginalement par d'autres mécanismes.

Les producteurs tirent leurs revenus de quatre sources[1] : les marchés de gros – ou, le cas échéant, une contractualisation directe avec un acheteur dans le cadre d'un Power Purchase Agreement (PPA) -, les contrats de soutien public, le mécanisme de capacité et les services système[2].

Lorsque les prix de marché ne suffisent pas à couvrir les coûts complets de production et que les installations sont jugées essentielles à la sécurité d'approvisionnement, ou utiles à l'atteinte d'un objectif de politique énergétique, des mécanismes complémentaires peuvent intervenir pour financer ces coûts.

Le mécanisme de capacité permet ainsi de financer, pour une période donnée, les frais de maintien en fonctionnement des centrales nécessaires à la sécurité d'approvisionnement qui ne sont pas intégralement couverts par les seuls revenus tirés des marchés de gros. Aujourd'hui, ce sont les centrales thermiques qui en dépendent le plus pour couvrir leurs coûts.

Par ailleurs, la plupart des projets d'énergies renouvelables (EnR) ne sont pas rentables sur la seule base des revenus de marché. Afin d'atteindre les objectifs de déploiement des EnR et de soutenir le développement de filières françaises, l'État finance un complément de revenus assurant la rentabilité des installations[3]. Ce soutien public s'est élevé à 6,2 Mds€ pour l'année 2025 – il varie fortement d'une année sur l'autre en fonction des prix de l'électricité.

La structure de revenus des producteurs varie ainsi selon la technologie de production et selon que le producteur ait ou non contractualisé un contrat de soutien public avec l'État.

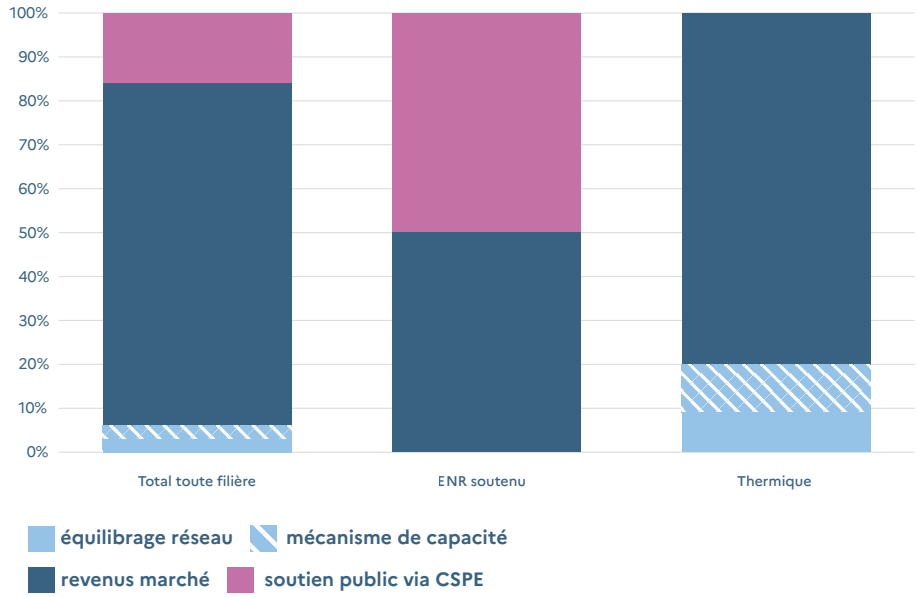
1. Les garanties d'origine (GO) peuvent constituer une cinquième source de revenus pour certains producteurs (nucléaire en France, énergies renouvelables ou encore cogénération à haut rendement). Cette dernière n'est pas mentionnée au titre des principaux revenus pour les producteurs car elles génèrent aujourd'hui des revenus négligeables.

2. Et l'ARENH jusqu'au 31 décembre 2025

3. Les installations d'énergies renouvelables sont dites soutenues lorsqu'elles disposent d'un contrat de soutien public garantissant un revenu quelles que soient les conditions de marché. Concrètement, elles peuvent avoir obtenu ce contrat de deux manières. Soit elles étaient éligibles aux conditions prévues par arrêté et ont demandé à en bénéficier : c'est l'obligation d'achat. Soit, lorsque le projet atteint une puissance suffisamment importante, elles ont remporté une procédure de mise en concurrence (appel d'offres) et sont alors soutenues via un mécanisme appelé « complément de rémunération ».

Figure 12

Sources de rémunération des producteurs pour l'année 2025[1]



Source : données et hypothèses CRE pour 2025

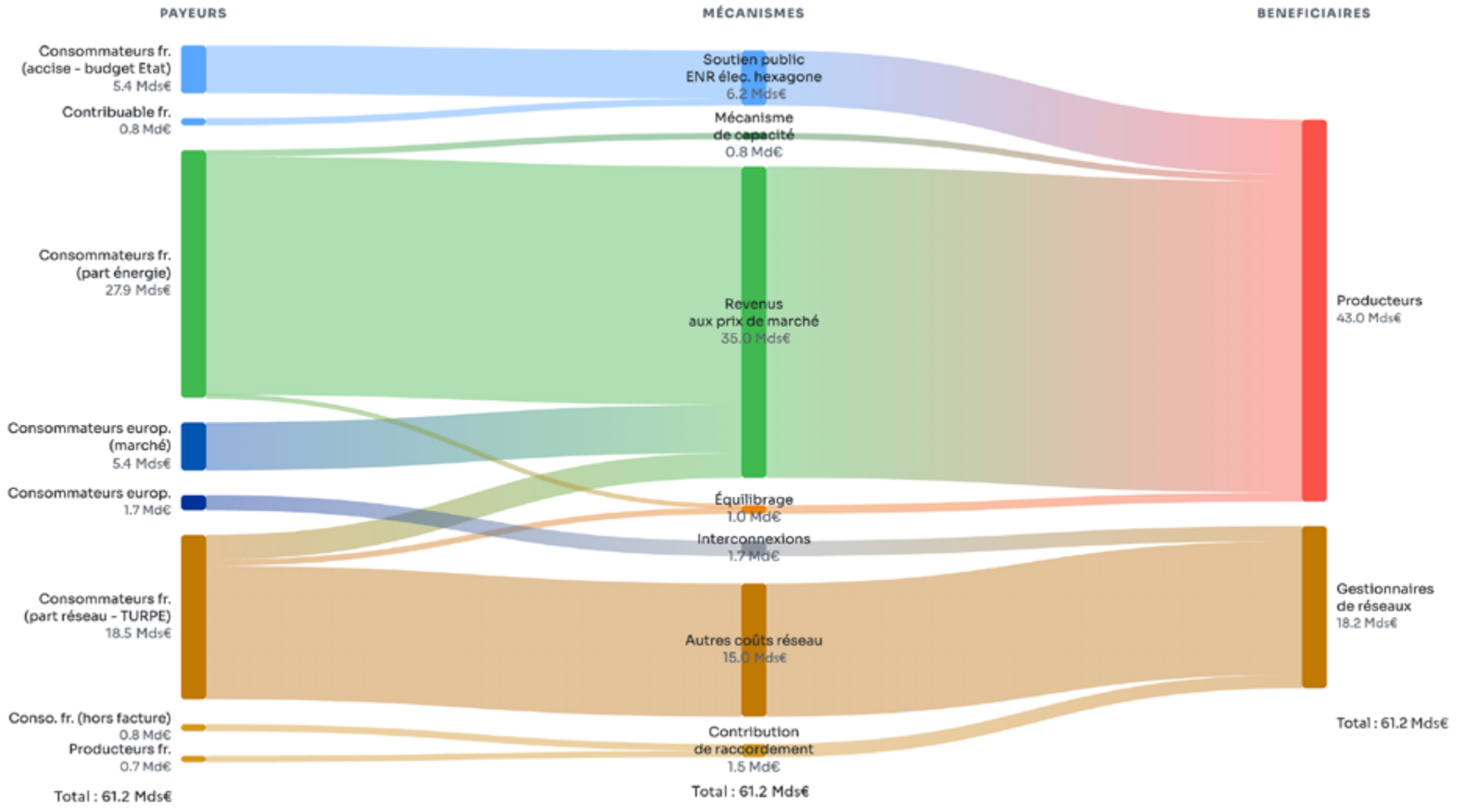
À l'échelle de l'ensemble du parc de production, les revenus de marché constituent la première source de rémunération des producteurs, devant les dispositifs de soutien public, puis les mécanismes liés à la sécurité d'approvisionnement et à l'équilibrage du système.

Le graphique ci-dessous permet de visualiser les différents flux financiers du système électrique. S'agissant des producteurs, comme énoncé précédemment leurs revenus viennent de quatre sources : les mécanismes de soutien pour certains producteurs (6,2 Mds€ en 2025), la vente de l'énergie sur les marchés ou autre vecteur de vente (35 Mds€ en 2025), le mécanisme de capacité (0,75 Md€ en 2025) et la rémunération des services rendus pour participer à l'équilibrage du système (1 Md€ en 2025). Par ailleurs, les nouveaux producteurs payent au moment de leur raccordement une contribution aux gestionnaires des réseaux (0,7 Md€ en 2025). Au global à l'échelle de l'ensemble des producteurs, les recettes des producteurs nettes de ces contributions, s'élèvent sous les hypothèses de simulation à 42,3 Mds€.

1. Pour les énergies renouvelables soutenues, les revenus captés par les producteurs sont assimilés à la somme des revenus captés par les producteurs soutenus via complément de rémunération et les revenus perçus par EDF OA via la vente des volumes sous obligation d'achat sur les marchés.

Figure 13

Flux de financement des coûts du système électrique français pour l'année 2025



Source : Graphique et données CRE

Point méthode Figure 13 : [1]

La figure représente l'ensemble des flux financiers qui permettent de couvrir les coûts du système électrique français. Elle se lit de gauche à droite : les payeurs (colonne de gauche) financent, *via* divers mécanismes de rémunération (colonne du milieu), l'activité des producteurs et des gestionnaires de réseau (colonne de droite).

Colonne de gauche — Les payeurs

Les flux proviennent de quatre grandes catégories d'acteurs : le contribuable français, les consommateurs français via leur facture d'électricité (accise, part énergie et part réseau), les consommateurs européens via les exportations sur le marché de gros et les rentes aux interconnexions, et enfin les producteurs et consommateurs au titre de leur raccordement au réseau (payé une seule fois).

Colonne du milieu — Les mécanismes de rémunération

Cette colonne distingue les voies par lesquelles producteurs et gestionnaires de réseau perçoivent leurs revenus. Pour les producteurs : soutien public, mécanisme de capacité, revenus de marché et équilibrage. Pour les gestionnaires de réseau : rentes aux interconnexions, contributions de raccordement et tarification de l'utilisation des réseaux (TURPE).

Colonne de droite – Les bénéficiaires

Chaque colonne du diagramme s'élève à 61,2 Mds€. Pour isoler ce que le consommateur français paie effectivement via sa facture, il faut se restreindre aux trois flux suivants : l'accise (5,4 Mds€), la part énergie (27,9 Mds€) et la part réseau (18,5 Mds€).

Note sur la part énergie acquittée par les consommateurs français (27,9 Mds€ en 2025). La part énergie correspond à la somme des trois briques suivantes :

- **26,8 Mds€** — approvisionnement en électricité pour la consommation française hors pertes, couverte en partie via l'ARENH (215 TWh en ruban à 42 €/MWh[2]) et en partie sur les marchés de gros (209 TWh à 81,0 €/MWh, selon une stratégie d'approvisionnement « lissée un an »).
- **0,75 Md€** — mécanisme de capacité.
- **0,3 Md€** — équilibrage facturé via la part énergie. Une part complémentaire (0,7 Md€) est facturée via la part réseau (TURPE). À noter que ces revenus sont partiellement captés par les effacements et les batteries, non inclus dans cette analyse.

1. Dans la figure 13, le soutien public à la production d'électricité est seulement celui aux énergies renouvelables électriques, la CRE n'y ajoute pas le soutien aux cogénérations. En outre, il existe au sein des cogénérations des installations soutenues et non soutenues. Afin d'homogénéiser le calcul des coûts des cogénérations la CRE retient pour toutes les installations les coûts des cogénérations non soutenues. Les coûts des cogénérations non soutenues étant inférieurs à celui des cogénérations soutenues, par cohérence la CRE n'ajoute pas le soutien aux cogénérations soutenues car cela augmenterait artificiellement l'écart entre les flux de financement et les coûts.

2. Dans le cadre de l'ARENH, les fournisseurs alternatifs pouvaient accéder à un prix régulé à l'électricité produite par le parc nucléaire d'EDF dans la limite de 100 TWh par an. Dans le même temps EDF a répliqué les conditions de l'ARENH sur son propre portefeuille de clients, portant le volume total d'électricité effectivement valorisé aux conditions de l'ARENH à 215 TWh.

S'agissant de l'approvisionnement en électricité, il convient de noter d'une part que l'ARENH ayant pris fin au 31 décembre, l'approvisionnement s'effectuera intégralement sur les marchés de gros à partir de l'année 2026.

D'autre part, le prix obtenu sur les marchés de gros selon une stratégie d'approvisionnement « lissée un an » excède le prix spot réalisé sur la période. Cet écart s'explique par des achats à terme conclus à des prix plus élevés que le spot, reflet des anticipations de marché formées dans le contexte de la crise énergétique de 2022. À moyen terme, et sous réserve que les fondamentaux de marché demeurent stables — notamment la situation de surcapacité du parc de production — les prix captés par les producteurs devraient converger vers la moyenne des prix spot réalisés.

Note sur la part réseau (18,5 Mds€ en 2025)

La part réseau correspond à la tarification d'utilisation des réseaux (TURPE). Le montant retenu intègre le solde du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP), qui n'est pas inclus dans les coûts complets des réseaux : il reflète les écarts entre trajectoires prévisionnelles et réalisées des pertes réseau et des recettes d'acheminement constatés sur la période TURPE 6.

3.3 Au travers de leur facture d'électricité les Français participent au financement du système électrique

La facture du consommateur français se décompose en quatre briques :

- l'approvisionnement en électricité (part énergie) ;
- les taxes ;
- le tarif d'utilisation du réseau (TURPE) ;
- les frais liés à l'activité de fourniture ;

L'analyse ci-dessous est conduite de manière agrégée, en couvrant l'ensemble des consommateurs d'électricité français – résidentiels, professionnels et industriels – et non sur la base d'un profil de consommateur type. L'analyse est réalisée pour l'année 2025.

La part énergie

La part énergie payée par les consommateurs s'élève à 27,9 Mds€. Elle inclut :

- L'approvisionnement en électricité via les marchés de gros et via l'ARENH (26,8 Mds€)
- Le coût du mécanisme de capacité (0,75 Md€)
- Le coût des écarts (0,3 Md€)

En plus de la part énergie, une partie de la part réseau que les consommateurs paient via leur facture sert également à acheter de l'électricité sur les marchés de gros. En raison des pertes lors de l'acheminement de l'électricité pour délivrer 419 TWh aux consommateurs français il faut en réalité en produire 446 TWh. Ces pertes sont facturées aux consommateurs via la tarification d'utilisation des réseaux (TURPE). À l'échelle du système français hexagonal, pour l'année 2025, ces pertes représentent 2,8 Mds€.

La part réseau de la facture des consommateurs finance également l'équilibrage du système en temps réel, c'est-à-dire l'ajustement permanent entre production et consommation opéré par RTE. Concrètement le gestionnaire de réseau, et indirectement la facture des consommateurs, rémunère des acteurs pour qu'ils augmentent ou réduisent leur puissance à sa demande. Ces sommes constituent donc un revenu supplémentaire pour les producteurs qui vient s'ajouter à celui qu'ils tirent de la vente d'énergie : en 2025, 0,7 Md€.

Les consommateurs français ont donc payé 31,4 Mds€ (27,9 Mds€ + 2,8 Mds€ + 0,7 Md€) en 2025 pour acheter l'électricité qu'ils ont consommée. Ces sommes permettent de financer 78,5 % des coûts complets de production qui s'élèvent pour 2025 à 40 Mds€ au périmètre de l'Hexagone.

On constate qu'en 2025, les coûts de production sont supérieurs de 8,6 Mds€ par rapport à la part énergie de la facture des consommateurs français (y compris coût des pertes et l'équilibrage inclus dans la part réseau). En 2025, les producteurs ont néanmoins couvert leurs coûts grâce à deux sources de revenus complémentaires : la vente d'électricité aux consommateurs européens (5,4 Mds€) et les soutiens publics portés par le budget de l'État (6,2 Mds€).

Les taxes dont l'accise

Les consommateurs français s'acquittent de trois impôts au titre de leur consommation d'électricité : la taxe sur la valeur ajoutée (TVA), la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et l'accise sur l'électricité.

TVA

La TVA n'étant pas spécifique à l'électricité, elle n'est pas prise en compte ci-dessous au titre des taxes que les consommateurs paient spécifiquement en lien avec les coûts du système électrique.

Hors TVA, l'ensemble des taxes payées par les consommateurs (accise et CTA) sur l'année 2025 représente 9,9 Mds€.

CTA

La CTA finance les droits à la retraite des employés des industries électriques et gazières (1,7 Md€ en 2025). Ces droits, acquis au titre des régimes spéciaux ne financent pas les coûts de production, de transport ou de distribution de l'électricité : ils sont à ce titre exclus du périmètre des coûts complets retenu dans cette étude.

Accise

Hors TVA, l'accise constitue la principale taxe sur l'électricité (8,2 Mds€ en 2025, après le retour progressif au tarif normal à l'issue du bouclier tarifaire).

Une partie significative de l'accise est affectée à des dépenses sans lien avec les coûts du système électrique hexagonal : compensation aux collectivités territoriales de la suppression de recettes fiscales locales (2,4 Mds€ en 2025), aide à l'électrification rurale (0,2 Md€ en 2025), dépenses liées aux zones non interconnectées (ZNI) (0,2 Md€ en 2025[1]).

Le reste de l'accise (5,4 Mds€ en 2025) abonde le budget général de l'État.

Tableau 1

Part de l'accise sur l'électricité abondant le budget de l'État en 2025

Affectation	Montant (Mds€)
Budget général de l'État	**5,4**
Collectivités territoriales	2,4
Péréquation tarifaire ZNI	0,2
Aide à l'électrification rurale	0,2
Total	**8,2**

Source : Résultats et gestion du budget de l'État en 2025, Cour des comptes (2026)[2]

1. L'année 2025 étant une année de transition la part de l'accise affectée aux ZNI (0,2 Md€ en 2025) est inférieure à ce qu'elle représenterait sur une année pleine.

2. Le budget de l'État en 2025 – Résultats et gestion. Recettes fiscales de l'État et remboursements et dégrèvements. Cour des Comptes. Tableau n°12 : évolution des montants exécutés et prévisionnels des recettes de la fraction d'accise sur l'électricité entre 2024 et 2025 (p24-25).

De leur côté, les charges de service public de l'énergie (CSPE), dont le total s'élève à 11,6 Mds€ en 2025, financent par ordre d'importance :

- **le soutien public aux EnR en métropole (6,2 Mds€)**
- la péréquation tarifaire en Corse, pour les îles bretonnes et les outre mers (3,3 Mds€)
- le soutien au biométhane (1,1 Md€)
- le soutien à certaines cogénérations ou moyens thermiques (0,7 Md€).

S'agissant de la péréquation tarifaire au bénéfice des zones non interconnectées, une fraction d'accise est affectée à son financement à hauteur du niveau de dépenses constaté sur une année pleine. Les autres charges de service public de l'électricité demeurent exclusivement financées par le budget de l'État.

En application du principe d'universalité budgétaire, qui veut que l'ensemble des recettes couvre l'ensemble des dépenses sans affectation ni compensation entre elles, afin que la représentation nationale décide pleinement de leur allocation, la fraction non affectée de l'accise abonde le budget de l'État sans être fléchée vers les dépenses de CSPE.

Strictement à des fins d'analyse, et afin de rapprocher la facture des consommateurs des coûts du système électrique hexagonal, il est possible de mettre en regard la part de l'accise qui abonde le budget de l'État (5,4 Mds€ en 2025) et le niveau de soutien public aux EnR électriques (6,2 Mds€ en 2025). Le premier couvrirait ainsi l'essentiel du second, le solde (0,8 Md€) restant à la charge du contribuable.

Ce choix se justifie pour deux raisons. D'une part, l'accise sur l'électricité a historiquement remplacé plusieurs prélèvements fiscaux, dont la CSPE (contribution au service public de l'électricité), qui finançait explicitement jusqu'en 2016 les charges de service public de l'électricité. Par ailleurs, hors TVA, l'accise constitue la seule taxe acquittée par le consommateur au titre de sa facture d'électricité qui alimente le budget général de l'État ; elle est donc la seule pouvant être directement rapprochée des dépenses de soutien aux énergies renouvelables électriques, elles-mêmes financées par ce budget.

Ce rapprochement est purement conventionnel : il ne correspond à aucun mécanisme juridique d'affectation, et le budget de l'État demeure libre de l'usage de ses recettes comme du financement de ses charges.

Sous cette hypothèse, les consommateurs auraient contribué par leur facture (part énergie, pertes, équilibrage et accise) à hauteur de 36,8 Mds€ aux coûts complets des producteurs, soit 92 % de ces coûts (contre 78,5 % comme vu précédemment via la seule part énergie, pertes, équilibrages). Le reste des coûts complets de production est couvert principalement par les revenus tirés des exportations vers les pays limitrophes, et par l'État.

La part réseau

Les consommateurs français s'acquittent de l'ensemble des coûts réseaux diminués des contributions de raccordement et des rentes aux interconnexions. Dès lors sur plusieurs années, la part réseau de la facture permet donc de couvrir strictement les coûts complets réseaux (déduction faite des contributions de raccordement et des rentes aux interconnexions).

Même si le financement des réseaux est basé sur une logique de couverture des coûts complets, il existe un mécanisme de rattrapage des années précédentes (CRCP) qui induit un décalage temporel entre coûts et factures ainsi qu'un décalage dû au projet Linky.

Les coûts complets du réseau hors pertes et hors service système en 2025 sont de 15,9 Mds€. Les rentes aux interconnexions (–1,7 Md€) et les contributions de raccordement payés par les producteurs et les consommateurs une seule fois au moment de leur raccordement (–1,5 Md€) permettent de financer une partie de ces coûts réseaux.

La part réseau portée par la facture des consommateurs recouvre donc les coûts suivants :

- le coût des réseaux en termes de charges d'exploitation et de charges de capital soit 15,9 Mds€ en 2025 ;
- duquel on déduit des recettes d'interconnexion (–1,7 Md€) et des contributions de raccordement (–1,5 Md€) en 2025 ;
- les pertes électriques (2,8 Mds€ en 2025) ;
- une partie des frais d'équilibrage du réseau (services système) (0,7 Md€ en 2025) ;
- des effets de rattrapage temporels particulièrement marqués en 2025 (2,2 Mds€), avec notamment l'apurement d'environ un tiers du solde du CRCP issu du TURPE 6 en 2025.

Au total la part réseau sur la facture des consommateurs français s'élève à 18,5 Mds€ en 2025.

La part liée aux frais de fourniture

Enfin, la livraison de l'électricité au consommateur suppose d'autres coûts que ceux retenus dans les coûts complets au périmètre de cette note. Les frais de fourniture n'y figurent pas, alors qu'ils correspondent à des charges réelles, supportées par l'ensemble des fournisseurs, historiques comme alternatifs, et répercutées au consommateur final dans sa facture.

Les frais acquittés à ce titre par les consommateurs en 2025 recouvrent les coûts de commercialisation (1,8 Md€ - gestion de la relation client, facturation) et le risque lié à l'approvisionnement sur les marchés (1,6 Md€).

Par ailleurs, les consommateurs participent aussi au financement des certificats d'économies d'énergie à hauteur de 1,8 Md€.

3 Qui supporte les coûts du système et comment ?

Pour illustrer les flux financiers à l'échelle du système électrique hexagonal, la CRE a adopté une modélisation théorique fondée sur un approvisionnement via les marchés de l'énergie et via l'ARENH.

Sous ces hypothèses de simulation, à l'échelle du parc, la somme des revenus des producteurs d'électricité a été supérieure à l'ensemble des coûts complets de production pour l'année 2025 :

- 42,3 Mds€ de recettes : somme des revenus des marchés de gros (35,0 Mds€), du mécanisme de capacité et équilibrage (1,8 Md€) et du soutien public (6,2 Mds€), à laquelle on soustrait les contributions de raccordement payés par les producteurs (0,7 Md€) aux gestionnaires de réseaux.

- pour des coûts complets de production de 40,0 Mds€.

L'existence d'un écart entre les coûts de production de l'électricité et le prix de marché n'a rien d'anormal. Le prix de marché a vocation à refléter les coûts de production en moyenne sur une longue durée et lorsque le système électrique n'est soumis à aucun choc, il n'en est pas de même à chaque instant, où le prix s'établit alors à un niveau permettant d'équilibrer l'offre et la demande.

L'existence d'un écart une année ne signifie pas par ailleurs que cet écart sera présent les autres années, notamment dans un contexte de prix de marché baissier au global. Cet écart, lorsqu'il est positif, est principalement capté par les producteurs et peut constituer un signal d'investissement. Lorsque qu'il est négatif, l'écart bénéficie aux consommateurs et peut constituer à l'inverse un signal de surcapacité.

Sous les hypothèses de simulation, l'écart s'explique essentiellement par les technologies nucléaires et hydrauliques dont le coût complet apparaît inférieur aux prix de marché. S'agissant des énergies renouvelables bénéficiant d'un soutien, elles sont censées, au regard de leur mécanisme de soutien, percevoir autant que ce qu'elles coûtent.

3 Qui supporte les coûts du système et comment ?

Sous ces hypothèses de simulation, les consommateurs français ne supportent donc pas l'ensemble des coûts du système via leur facture, une partie étant financée par les échanges transfrontaliers, une autre par le budget de l'État :

S'agissant des coûts de production :

- les consommateurs français participent au financement des coûts complets de production directement via la part énergie de leur facture et une fraction de la part réseau (coûts liés aux pertes et à l'équilibrage) pour un total de 31,4 Mds€, soit 78,5 % des coûts complets de production ;
- les consommateurs français participent indirectement au financement des coûts complets de production via l'accise non affectée qui revient au budget de l'État (5,4 Mds€). Sous un angle purement théorique, il est possible de rapprocher les recettes issues de l'accise des dépenses de soutien aux énergies renouvelables en ce qu'elles appartiennent au même périmètre budgétaire (celui du budget de l'Etat) et tenant compte de l'historique de l'accise ;
- au global, la facture des consommateurs a contribué en 2025 au financement des coûts complets des producteurs à hauteur de 36,8 Mds€ (soit 92 % des coûts complets de production) ;
- les consommateurs français n'ont donc pas supporté, via leur facture d'électricité, l'ensemble des coûts complets de production. Dans un système européen interconnecté, la compétitivité du prix de l'électricité française a permis d'exporter vers les pays limitrophes pour 5,4 Mds€ en 2025, ce qui couvre le restant des coûts des producteurs. Par ailleurs, le contribuable français finance en plus à hauteur de 0,8 Md€ le soutien public aux énergies renouvelables électriques en 2025, au-delà de l'accise non-affectée ;

S'agissant des coûts réseaux :

- les consommateurs participent également via leur facture au financement des coûts réseaux pour 15 Mds€ (hors pertes et hors service système) supplémentaires. Les rentes aux interconnexions permettent de réduire les coûts réseaux supportés par les consommateurs via leur facture d'électricité (–1,7 Md€ en 2025). Les consommateurs français ne supportent donc pas l'ensemble des coûts du réseau via leur facture, une partie étant financée par les échanges transfrontaliers.

4 L'intégration au marché européen est-elle bénéfique pour la France ?

4.1 La France dispose de 20 GW de capacités d'interconnexion aux frontières

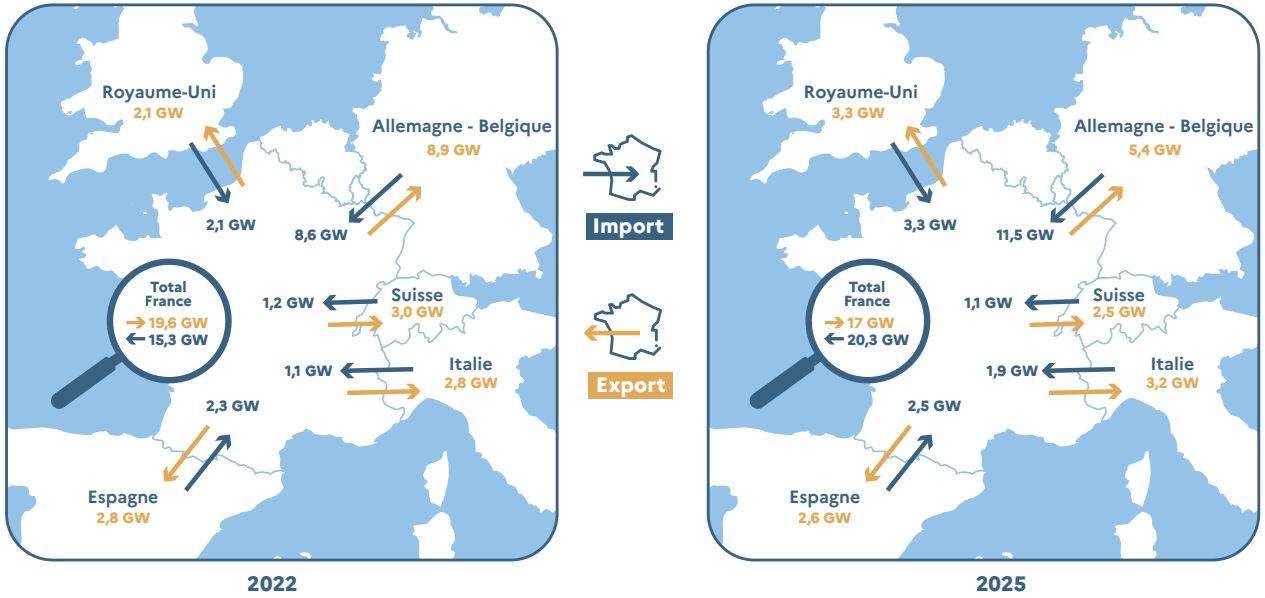
Le marché de l'électricité français est intégré au marché européen de l'électricité : pour assurer l'équilibre offre-demande les capacités de production les moins chères sont sollicitées au niveau de la plaque européenne en tenant compte des capacités d'échanges aux frontières permises par les interconnexions. **Cette optimisation permet de minimiser à l'échelle française et européenne pour chaque quart d'heure le coût de production de l'électricité.**

Cette intégration des marchés s'accompagne d'un ensemble de règles d'exploitation communes qui permettent aux gestionnaires de réseau de renforcer la solidité du réseau européen notamment en termes de capacité d'équilibrage ou lors des situations critiques.

La France occupe une position stratégique au cœur du réseau européen. Elle dispose d'environ 20 GW de capacités d'interconnexion avec les pays frontaliers. De plus, des projets d'augmentation de la capacité d'échange sont en cours de développement avec l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne et l'Irlande.

Figure 14

Capacité moyenne des interconnexions commerciales en 2022 et en 2025



Source : RTE

En 2025, le solde net des échanges s'établit à 92,3 TWh exportés résultant de 103,6 TWh d'exports lorsque les centrales de production françaises étaient plus compétitives et de 11,3 TWh d'imports (majoritairement des flux de transit).

4.2 Les bénéfices du couplage des marchés dans l'UE

L'organisation du marché européen de l'électricité repose sur un ensemble de zones de marché, qui correspondent le plus souvent aux territoires des différents États membres, reliées entre elles par des interconnexions.

Le marché intérieur de l'électricité tire toute son efficacité de l'utilisation optimisée de ces interconnexions afin de minimiser les coûts de production à l'échelle européenne via le couplage des marchés journaliers. Cette optimisation est effectuée de manière automatique via un algorithme qui gère conjointement offre, demande et capacités d'interconnexion. À ce titre, l'allocation des capacités d'interconnexion est dite « implicite ».

Ainsi, à l'échéance journalière, un seul prix de l'électricité émerge, pour chaque quart d'heure de la journée et pour chaque zone de marché, provenant de la rencontre de l'offre et de la demande à l'échelle européenne via les bourses de l'électricité.

Le mécanisme d'allocation implicite du couplage journalier garantit qu'entre deux zones de marché (1) la capacité d'interconnexion est toujours utilisée pour exporter de l'électricité de la zone la moins chère vers la zone la plus chère[1] et (2) l'intégralité de la capacité disponible est utilisée dès lors qu'il existe une différence de prix entre deux zones.

Cela permet d'appeler les moyens de production permettant de répondre à la demande à moindre coût à l'échelle européenne, tout en prenant en compte les limites de capacités d'interconnexion, et donc **de minimiser à l'échelle française et européenne pour chaque quart d'heure le coût de production de l'électricité.**

1. Dans le cas des régions avec une allocation fondée sur les flux (flow-based), comme c'est le cas pour la région Core, des exceptions à ce principe peuvent survenir avec des flux dits « non intuitifs » si ces derniers contribuent à maximiser la valeur à l'échelle européenne..

4.3 Les interconnexions permettent le plus souvent aux producteurs français d'exporter et de générer des revenus supplémentaires

Les interconnexions électriques permettent aux producteurs français de valoriser davantage leurs moyens de production en bénéficiant de conditions de prix plus favorables que dans un marché national isolé. Historiquement exportatrice, la France a connu en 2022 une situation exceptionnelle, la rendant importatrice nette d'électricité. Depuis 2023, la France est redevenue le premier exportateur net d'électricité en Europe. Les flux exportateurs sont principalement dirigés vers l'Italie, l'Allemagne-Belgique et la Grande-Bretagne. Cette capacité d'exportation a contribué **à réduire la facture énergétique française d'environ 7 Mds€ en 2025**.

Le solde exportateur net a atteint un niveau historique de 92,3 TWh et **les producteurs ont ainsi pu valoriser environ 5,4 Mds€ de production supplémentaire** (par rapport à une situation sans interconnexions) ce qui illustre la compétitivité du parc français, fondé majoritairement sur des moyens nucléaires et renouvelables bas-carbone. Le gestionnaire de réseau de transport a pour sa part perçu **1,7 Md€ de recettes d'interconnexions.**

Les interconnexions apparaissent ainsi comme un levier économique majeur, permettant à la fois d'améliorer la balance commerciale française et d'accroître les revenus tirés de la production nationale d'électricité.

Pour illustrer ce point, la CRE a simulé l'ajout d'une nouvelle interconnexion électrique fictive d'1 GW à la frontière avec l'Italie[1]. D'après les simulations de la CRE réalisées sur l'année 2025, une telle interconnexion permettrait d'augmenter les volumes d'échanges avec les pays voisins de l'ordre de 4 TWh. Elle s'accompagnerait de recettes supplémentaires qui permettraient de réduire d'autant les coûts du système électrique français. Cependant, l'ajout de cette nouvelle capacité d'interconnexion engendrerait une légère hausse des prix de marchés français d'environ 3 €/MWh, créant un transfert des consommateurs vers les producteurs français (soit 1,3 Md€ de hausse des prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs français[2]).

4.4 Les interconnexions aident le système en cas de crise : l'exemple de la crise de 2022

Lors de la crise sur le marché de gros de l'électricité en 2022, les interconnexions ont joué un rôle particulièrement important dans l'approvisionnement en électricité de la France. **Sur l'année 2022, le solde net des échanges s'est établi à 16,5 TWh d'imports**. Le solde importateur de la France a atteint son niveau le plus élevé entre le 25 novembre et le 15 décembre. La France a importé en moyenne 5,8 GW depuis la région Allemagne-Belgique, 2,6 GW depuis l'Espagne et 1,1 GW depuis la Grande-Bretagne.

Les flux vers l'Italie et la Suisse ont été largement réduits voire parfois orientés à l'import.

Le 8 décembre 2022 témoigne du rôle des interconnexions lors des jours de tension sur le système électrique français. Un maximum d'import de 14,9 GW a été atteint à 8h. Sur les heures de la journée, les importations ont représenté en moyenne 18 % de la consommation française et jusqu'à 22 % sur certaines heures.

Les capacités d'interconnexion avec l'Espagne ont été systématiquement saturées pour approvisionner la France et l'interconnexion avec l'Italie a été utilisée en moyenne à 89 % pour importer. Les importations depuis la Grande-Bretagne ont saturé l'interconnexion sur certaines heures du matin et l'interconnexion avec la suisse a été fortement utilisée lors des heures de pointe du matin et du soir. Enfin la France a largement importé depuis l'Allemagne et la Belgique jusqu'à des niveaux dépassant 80 % de la capacité importatrice maximale de la France.

En plus de la contribution à la sécurité d'approvisionnement, les interconnexions ont contribué à réduire l'impact des coûts de l'électricité sur les tarifs de réseau. En effet, une rente de congestion de 2,6 Mds€[3] a été captée par RTE cette année-là et a été rendue aux consommateurs français.

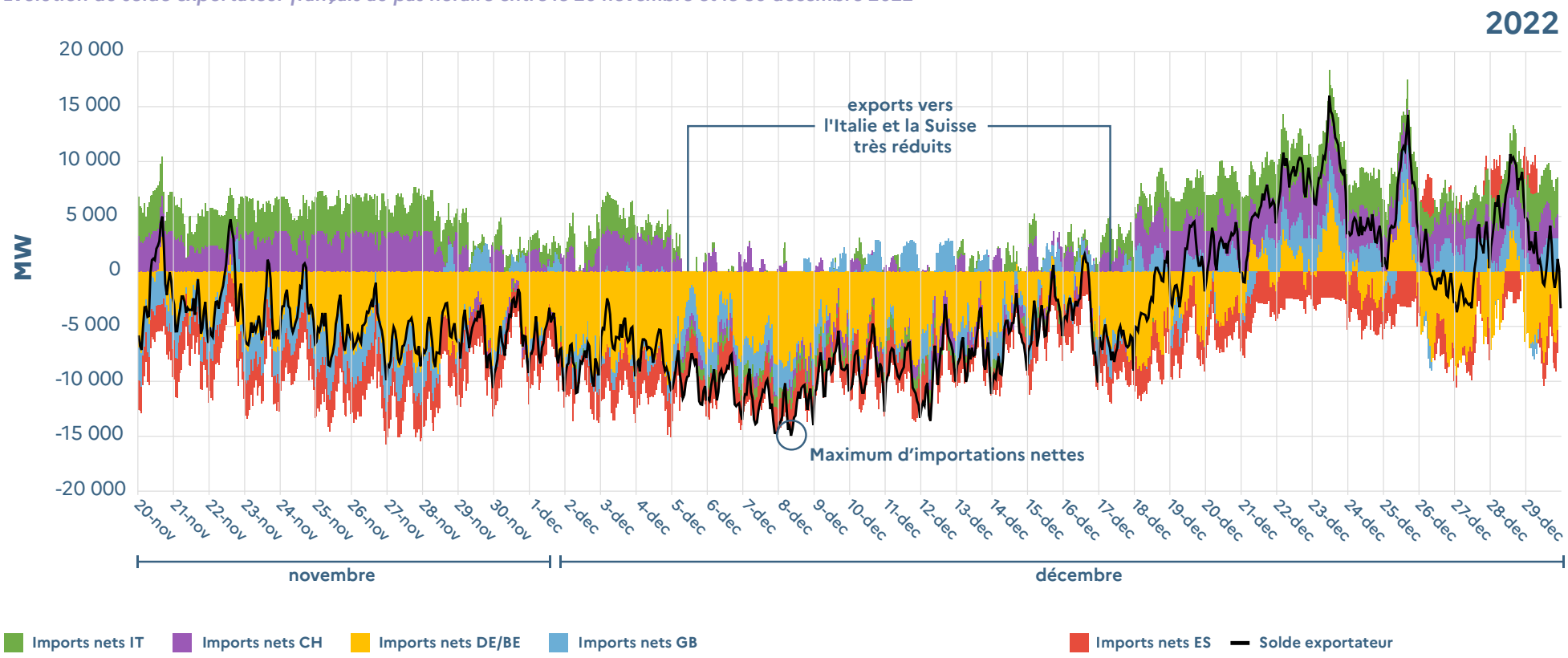
1. Cette capacité ne constitue pas un projet en cours de développement et la CRE n'a pas analysé son intérêt économique. Celui-ci serait conditionné à une étude des coûts associés et de l'impact sur le réseau interne, qui n'est pas modélisé dans l'étude.

2. Ici les pertes liées à la hausse des prix sont calculées sur l'ensemble de la consommation française hors ARENH, soit 446 TWh.

3. Le montant des rentes de congestion dépend des volumes échangés ainsi que du spread de prix entre les pays frontaliers.

Figure 15

Évolution du solde exportateur français au pas horaire entre le 20 novembre et le 30 décembre 2022



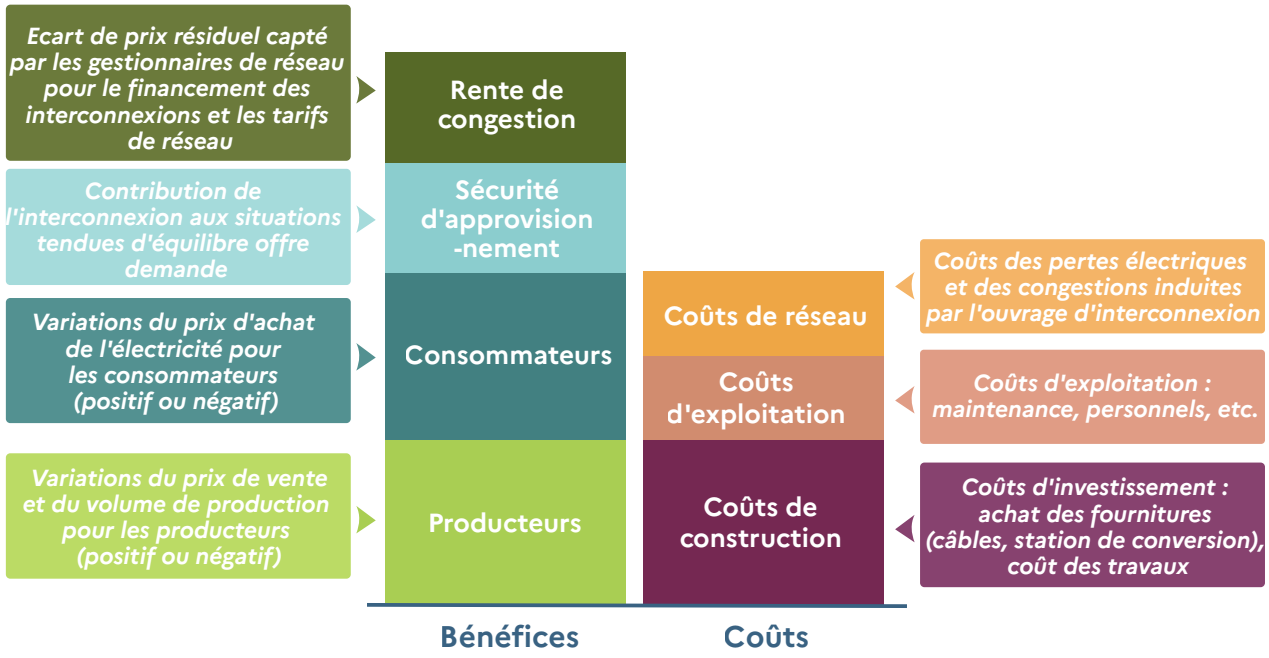
Source : RTE

4.5 Les nouvelles interconnexions ne sont décidées que si elles apportent des gains nets pour les deux pays reliés

Lorsque l'opportunité de construire une nouvelle capacité d'échange est examinée par la CRE, la création d'une nouvelle interconnexion est conditionnée à une analyse coûts bénéfices positive, c'est-à-dire que sur la durée de vie de l'ouvrage, les bénéfices attendus au niveau européen et français sont supérieurs au coût complet. Cette analyse doit également intégrer les investissements consentis sur les réseaux internes pour s'assurer de la bonne utilisation de l'interconnexion.

Figure 16

Paramètres retenus pour l'analyse coût bénéfice d'une interconnexion



Les interconnexions peuvent induire des transferts de valeur entre consommateurs et producteurs d'un même pays. Les échanges d'électricité permis par les capacités d'interconnexion peuvent modifier le volume d'énergie produit en France et le prix d'équilibre. Ces effets peuvent avoir les impacts suivants entre les différents acteurs :

Pour les producteurs français d'électricité,

- les capacités d'échanges offrent une opportunité de valoriser la production à l'export lorsque les capacités de production françaises sont plus compétitives que les capacités européennes ;
- lorsque certaines capacités françaises sont moins compétitives que des capacités européennes, l'électricité est importée dans la limite des volumes permis par les interconnexions et la production française est réduite.

Pour les consommateurs français d'électricité,

- les capacités d'échanges fonctionnent dans le sens des imports lorsque des capacités de production européennes sont plus compétitives que des capacités françaises, le consommateur français peut alors bénéficier d'un prix de marché inférieur ou égal au prix sans imports. Une situation d'import peut également être observée lorsque les capacités françaises ne sont pas suffisantes pour satisfaire la demande. Les imports viennent alors en substitution à de la défaillance et bénéficient directement au consommateur ;
- en situation d'export, le consommateur peut être affecté par un prix de marché supérieur ou égal aux prix sans export.

Par ailleurs, lorsque les capacités d'échanges sont limitantes et ne permettent pas au prix entre les deux pays de converger, l'écart de prix résiduel revient aux gestionnaires de réseau à 50/50 entre les deux pays et constituent les recettes d'interconnexion (également nommées rentes de congestion).

Ces rentes de congestion viennent en priorité financer les investissements et les coûts d'exploitation permettant d'accroître ou de maintenir les capacités d'échange. Une fois ces investissements financés, l'éventuel solde vient en déduction des autres coûts et contribue ainsi à réduire les tarifs de réseau à la charge des utilisateurs.

Ainsi les capacités d'interconnexion créées sont financées par les échanges eux-mêmes et peuvent venir contribuer à la réduction du coût des réseaux facturé aux utilisateurs.

Les capacités d'échanges contribuent également à la sécurité d'approvisionnement de la France en permettant d'importer de l'électricité sur des périodes particulièrement tendues sur l'équilibre offre-demande. Ainsi les interconnexions se substituent à la construction de centrales de production qui seraient utilisées sur un nombre d'heures très limitées dans l'année et dont la rentabilité économique ne serait pas assurée.

4 L'intégration au marché européen est-elle bénéfique pour la France ?

La France occupe une position centrale au sein du réseau européen et dispose d'environ 20 GW de capacités d'interconnexion avec les pays voisins.

▸ La France a retrouvé depuis 2023 sa position de premier exportateur net d'électricité en Europe. En 2025, le solde net des échanges a atteint un niveau historique de 92,3 TWh exportés. Pour les producteurs français, en 2025, les exportations d'électricité ont représenté environ 5,4 Mds€ de valorisation supplémentaire (par rapport à une situation sans interconnexions).

Les interconnexions profitent aux consommateurs.

▸ Les recettes d'interconnexion perçues par les gestionnaires de réseau se sont élevées à 1,7 Md€, contribuant au financement des infrastructures et à la réduction des coûts de réseau supportés par les consommateurs qui a été en partie contrebalancée par une augmentation des prix de marché liée aux exportations.

Les interconnexions sont un atout pour la sécurité d'approvisionnement pour la France et pour l'Europe.

▸ Lors de la crise énergétique de 2022, marquée par une forte indisponibilité du parc nucléaire français, la France est devenue importatrice nette d'électricité avec un solde de 16,5 TWh. Le 8 décembre 2022, les imports ont couvert jusqu'à 22 % de la consommation nationale.

Le développement de nouvelles interconnexions est conditionné à la réalisation d'analyses coûts-bénéfices démontrant que les gains attendus, tant pour la France que pour l'Europe, sont supérieurs aux coûts complets des infrastructures considérées.

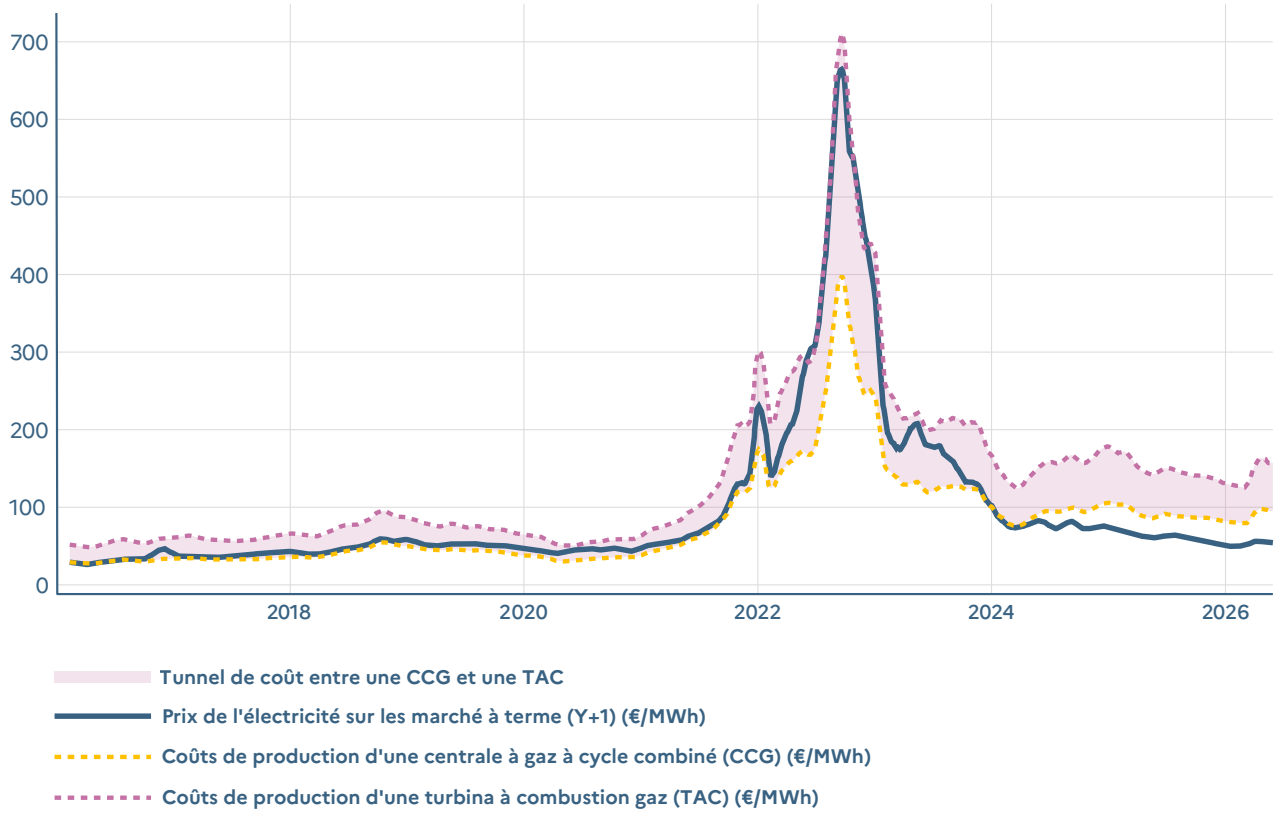
5 Comment le développement récent des nouvelles capacités de production renouvelables a-t-il modifié l'équation économique des acteurs du système électrique et quel en a été l'impact sur la facture du consommateur français ?

5.1 L'ajout de nouvelles capacités EnR a fait baisser le prix de marché au bénéfice des consommateurs, tout en produisant des effets redistributifs sur les autres acteurs du système

L'ajout de nouvelles capacités EnR redistribue la valeur entre les acteurs du système (consommateurs, producteurs soutenus, producteurs non soutenus, État), principalement par leur effet sur les prix sur les marchés de gros.

Figure 17

Sensibilité du prix de l'électricité au prix du gaz



Source : graphique CRE à partir de données EEX et hypothèses CRE

S'agissant des consommateurs, le développement des EnR a des effets à la baisse sur leur facture. En augmentant l'offre d'électricité bas-carbone à faible coût variable, le dévelop-pement des EnR exerce en effet une pression à la baisse sur les prix de marché de gros. Les consommateurs bénéficient directement de prix de marchés bas, qui viennent diminuer la part approvisionnement de leur facture.

Par ailleurs, l'augmentation de la part des EnR dans le mix électrique français réduit la dépendance des prix du marché français aux coûts de production de l'électricité avec du gaz naturel, plus volatils que d'autres moyens de production. **Le développement des EnR joue donc le rôle d'amortisseur sur la facture des consommateurs.**

Les producteurs non soutenus sont en revanche globalement pénalisés dans un contexte de développement des EnR. En effet, ils voient leurs revenus diminuer sous l'effet de la baisse des prix de gros.

Les producteurs soutenus quant à eux, sont insensibilisés aux variations de prix de marché et ne sont donc que marginalement impactés par le développement des EnR.

Enfin, l'effet du développement des EnR pour l'État est plus nuancé et dépend par ailleurs des configurations. Globalement, la pression à la baisse sur les prix de marché tend à accroitre le coût du soutien pour l'État. Néanmoins, en cas de hausse des prix de marchés, dans un contexte de crise, le soutien aux EnR devient une recette pour le budget de l'État[1]. **Les EnR jouent donc un rôle d'amortisseur pour l'État en cas de crise.**

La CRE a développé un modèle permettant d'évaluer l'effet du parc actuel sur le niveau des prix. Les résultats sont présentés dans les paragraphes suivants. Le modèle a été construit à partir d'Antares open source et génère des équilibres offre-demande à partir d'un ensemble de paramètres dans le but de rejouer l'année 2025 sous différents scénarios.

L'idée est de mettre en lumière l'effet des capacités renouvelables développées ces cinq dernières années selon différentes conjonctures. Le modèle n'est pas un outil de projection : il ne vise pas à simuler les années futures. Le niveau et le profil de consommation est celui de 2025, la disponibilité du parc nucléaire et les moyens de flexibilité sont identiques à ceux de l'année 2025 ainsi que le mix de production des pays voisins.

1. Le coût du soutien aux installations de production d'énergie renouvelable pour les finances publiques correspond schématiquement à la différence entre le niveau du tarif dont elles bénéficient (tarif d'achat dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat et tarif de référence dans le cadre du dispositif de complément de rémunération) et la valorisation de leur production sur les marchés de gros de l'électricité ou du gaz. Ainsi, les charges de service public de l'énergie associées peuvent devenir négatives lorsque les prix de gros dépassent les niveaux de soutien prédéfinis. Voir la délibération relative aux charges de service public de l'énergie de juillet 2023 (Partie 7, p24-25).

5.2 Le dimensionnement actuel du parc EnR a un impact à la baisse sur les prix de marché (générant des économies pour les consommateurs), tout en générant un surcroit de coûts complets

Afin d'aborder la problématique de dimensionnement du parc et d'évaluer la valeur de son surdimensionnement actuel, la CRE a fait le choix méthodologique de comparer deux configurations : un parc avec la puissance installée EnR de 2020 (solaire, éolien terrestre, éolien en mer) et le parc actuel (2025).

Tableau 2

Hausse de la puissance installée par filières EnR 2020-2025

Capacité installée de production (GW)	ENR 2020	2025	Variation ENR 2020 vs 2025
Éolien en mer	0,01	2,0	2,0
Solaire	10,9	30,7	19, 8 *(+183 %)*
Éolien terrestre	17,6	24,1	6,5 *(+37 %)*
Biomasse	1,23	1,42	0,20 *(+16 %)*

Source : Données SDES et site gouvernemental éoliennesenmer.fr

Les simulations de la CRE reproduisent un équilibre de court terme du système et déterminent un prix associé à cet équilibre. Ce prix est assimilable à un prix spot ; par conséquent, le niveau de prix absolu présenté dans les analyses qui suivent n'est pas directement comparable au prix à terme utilisé pour estimer la facture dans les parties précédentes.

Toutefois, les résultats de ces simulations permettent bien d'appréhender la variation de la facture des consommateurs, dans la mesure où les baisses attendues du prix spot ont vocation à se refléter dans les prix à terme.

Par ailleurs, la CRE fournit dans cette analyse les prix base simulés en France (c'est-à-dire le prix moyen annuel) ainsi que le gain sur la facture du consommateur. Pour calculer ce gain, la variable importante n'est pas le niveau de prix en tant que tel mais bien le différentiel entre les deux situations. Pour mesurer l'économie pour les consommateurs, ce différentiel est multiplié par l'ensemble des MWh consommés en France métropolitaine en 2025, soit 446 TWh (pertes incluses), ce qui correspond à un calcul sans approvisionnement via l'ARENH.

Les simulations confirment les effets présentés dans la partie précédente.

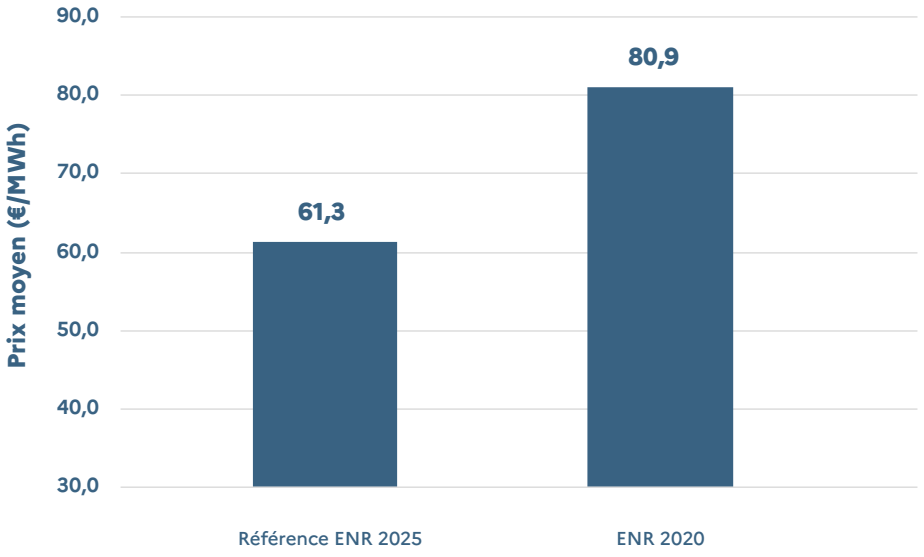
Ainsi, le parc EnR déployé entre 2020 et 2025, a permis une baisse significative des prix de marché estimée à –20 €/MWh[1], ce qui est très favorable aux consommateurs. Ce différentiel de prix est un différentiel moyen sur l'ensemble des heures de l'année.

1. Les simulations de la CRE n'intègrent pas les effets sur le coût de l'équilibrage et sur le mécanisme de capacité qui sont bien plus faibles que les effets sur le prix.

Compte-tenu de la saisonnalité de la consommation et de sa variation au cours de la journée, la baisse de prix réellement captée par les consommateurs est légèrement moindre et s'établit en 2025 à –16,1 €/MWh. Au total, sur l'année 2025 les consommateurs ont ainsi réalisé des économies sur leur facture annuelle de l'ordre de 8 Mds€[1].

Figure 18

Estimation des prix de marché (base) en 2025 avec le parc EnR actuel vs le parc EnR installé en 2020



Source : simulations CRE

1. En considérant une économie de 16,1 €/MWh, prix moyen pondéré par la consommation, sur chacun des MWh consommés en France métropolitaine en 2025, soit 446 TWh (incluant les pertes).

A l'inverse, l'ajout des capacités EnR installées entre 2020 et 2025 se traduit par un surcroît de coûts complets annualisés de 2,7 Mds€ pour l'année 2025 (soit près de 5 % des coûts complets)[2]. Au total, le coût complet net des flux d'interconnexion (import/export d'énergie et rente de congestion) s'établit à 48,0 Mds€ dans le scénario EnR 2025[3], contre 45,3 Mds€ dans le scénario EnR 2020. Le système électrique actuel est donc plus coûteux pour la collectivité à consommation identique qu'un parc sans les EnR développées ces cinq dernières années. Cette hausse de coûts complets s'explique par :

▸ s'agissant des impacts négatifs :

- une hausse des coûts complets des EnR estimée à 3,1 Mds€ par an. Il est important de noter que cette hausse ne se traduit pas directement par une hausse équivalente des CSPE. Une fraction encore limitée du nouveau parc ne dépend pas de soutien public (PPA et autoconsommation). Par ailleurs, l'État capte les revenus générés sur les marchés de gros qui viennent en déduction du soutien apporté aux producteurs ;
- une hausse des coûts portés par les tarifs de réseaux liée au développement du réseau nécessaires pour accueillir les nouvelles capacités de production (raccordement et renforcement), estimée à 400 M€[4] par an ;

2. L'ajout de nouvelles capacités accroît les coûts complets chaque année où les installations concernées restent en service, de même qu'il exerce un effet baissier sur les prix pendant plusieurs années. Les économies sur facture pour les consommateurs comme les surcroîts de coûts complets sont ici présentés pour la seule année 2025 : il s'agit d'une vision annuelle (économies et coûts par an), et non d'un effet ponctuel.

3. Le coût du système dans la simulation de la CRE n'est pas strictement égal à celui constaté en raison de la valorisation des exports qui repose sur des prix simulés et non réalisés, et en raison du rejeu qui conduit à différents volumes produits par filière.

4. En excluant les contributions de raccordement payées directement par les clients.
Par ailleurs, à court terme la hausse de ces coûts ne se répercute pas sur le TURPE en raison du paiement de la contribution de raccordement par les producteurs en début de vie de l'actif.

- une baisse de la valorisation des exports : davantage de volumes sont exportés – en raison d'un écart de prix important lié à la baisse des prix sur le marché français. La baisse des prix entraine une perte de marge qui n'est pas compensée par la hausse des volumes vendus se traduisant par une perte nette de 500 millions d'euros de recettes d'exportation pour les producteurs.

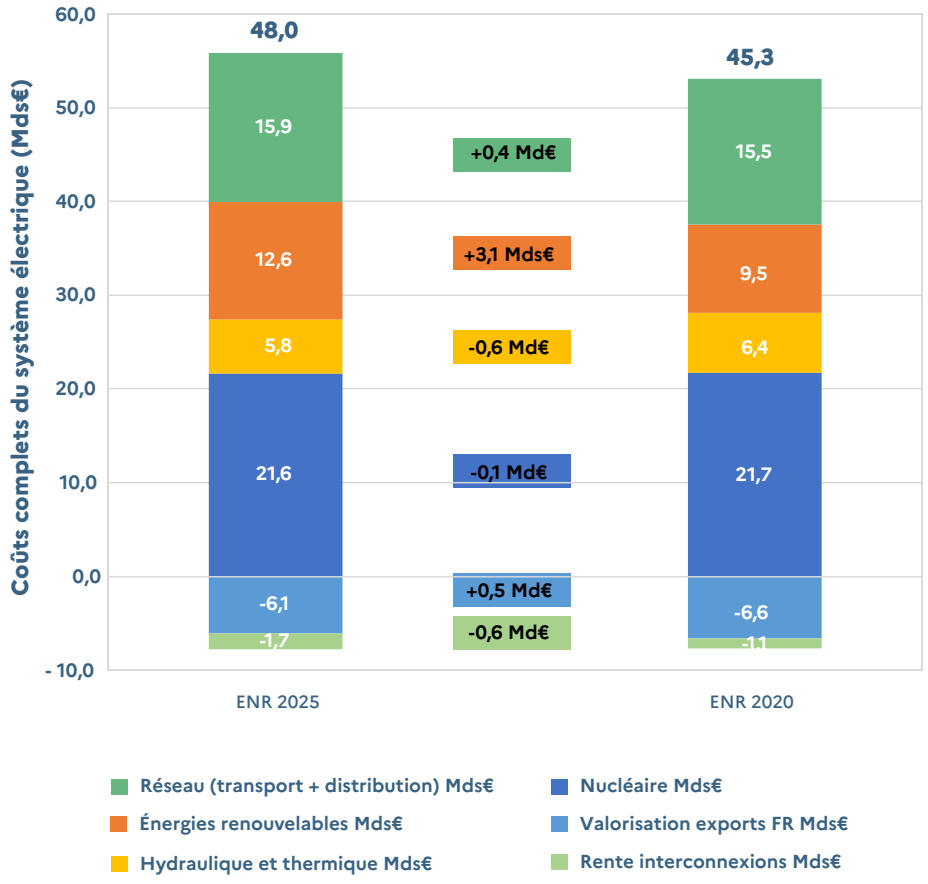
▸ **s'agissant des impacts positifs :**

- des économies de fonctionnement sur les centrales thermiques évincées (ainsi que 4,7 Mt de CO_2 non émises en France et 7 Mt de CO_2 supplémentaires non émises dans les pays limitrophes) estimées à 500 M€[1] par an et pour les centrales nucléaires estimées à 100 M€ par an ;
- des économies de coûts de réseau dues à une augmentation des recettes d'interconnexion liée au creusement de l'écart de prix avec les pays voisins, estimées à 700 M€ sur l'année ;

La CRE précise que les coûts présentés ici relèvent d'une vision annualisée et sont donc destinés à peser sur le système pendant toute la durée de vie des actifs. Les prix reflètent, quant à eux, une perspective annuelle des économies réalisables par les consommateurs. La comparaison de ces deux résultats doit ainsi être replacée dans la dynamique du système : dans un contexte d'équilibre, les deux approches sont comparables ; en revanche, en période de crise ponctuelle, l'effet prix demeure temporaire tandis que les coûts, eux, s'inscrivent dans la durée.

Figure 19

Comparaison des coûts complets du système électrique, nets des échanges européens[2] , pour l'année 2025 rejouée, avec et sans le développement des EnR depuis 2020



Source : simulation CRE à partir d'hypothèses CRE et de données ENTSOE

1. Le calcul d'économies réalisées par la non-production des centrales thermiques sur certaines heures tient compte d'une tarification carbone (ETS) et non de tarifications alternatives proches du coût climatique ou sociétal de l'émission d'une tonne de CO_2 équivalentes.

2. Les revenus tirés des exports d'électricité figurant dans la figure 19, sont contrairement à ceux de la figure 9, calculés à partir des agrégats en sortie de simulation : les flux sont valorisés au prix spot aux heures où ils sont échangés. La valorisation des exports ci-contre est nette des imports.

Le surcoût en coûts complets et la baisse des prix impactent négativement deux catégories d'acteurs :

- d'une part, les producteurs non couverts par un mécanisme de soutien public voient leurs revenus de marché s'éroder sous l'effet [1] de la baisse des prix ;
- d'autre part, l'État (en dehors de sa position d'actionnaire) supporte des charges de soutien accrues en raison de volumes EnR plus importants et de la baisse des prix captés par les actifs soutenus[2].

1. La baisse des revenus de marché n'implique pas nécessairement que les actifs de production vont fermer, ni que leur fermeture menacerait le système électrique français. En effet, le mécanisme de capacité permet de maintenir en fonctionnement les actifs nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en couvrant leurs coûts de fonctionnement, lesquels sont bien plus faibles que leurs coûts complets. La baisse des revenus a surtout pour effet de diminuer la rentabilité de ces actifs et d'affaiblir le signal d'investissement pour de nouvelles capacités.

2. D'autres effets indirects existent également pour l'État, comme la baisse de la TVA. Toutefois devant la complexité d'évaluer tous les effets systémiques de la baisse des prix et du développement d'une filière, la CRE a décidé d'arrêter son analyse, s'agissant de l'État, à l'évaluation des charges de soutien au développement aux EnR.

5.3 Les EnR ont une valeur assurantielle en cas de crise en amortissant les variations de prix pour les consommateurs

Le système électrique français est sensible aux crises affectant le prix du gaz et/ou affectant la disponibilité du nucléaire

Les années précédentes ont démontré que le cours du gaz est amené à évoluer en fonction de la conjoncture internationale et la volatilité de ce dernier impacte le système électrique français notamment à travers le coût de fonctionnement des centrales à gaz. En 2022, le prix de référence pour le gaz en Europe (le TTF) avait plus que triplé – c'est ce scénario qui est rejoué dans les simulations pour tester la robustesse du système actuel avec le parc EnR 2025.

Par ailleurs, le système électrique français est aussi très sensible à un choc de disponibilité de son parc nucléaire. L'année 2022 a été marquée par une forte indisponibilité du parc nucléaire – à partir d'avril 2022 jusqu'à la fin de l'année entre 15 à 20 GW d'indisponibilité nucléaire en permanence.

Afin de tester la résilience supplémentaire qu'apporte les nouvelles capacités développées ces dernières années la CRE a reproduit des simulations de l'année 2025 (même consommation, mêmes moyens de flexibilité que l'année 2025) dans des conjonctures différentes :

- hausse des prix du gaz similaire à celle de 2022 (prix PEG 2025 multiplié par 3, cette hausse se propage également au charbon et à l'ETS dans des proportions moindres[1]) ;
- indisponibilité du parc nucléaire similaire à celle de 2022 (profil de disponibilité du parc équivalent à celui de 2022, soit moins de 300 TWh de productible) ;
- les deux événements combinés comme ce qui s'est produit en 2022.

1. Sous l'effet de la hausse des prix du gaz, le prix du charbon et le prix de la tonne émise de CO_2 avaient également augmenté lors de la crise énergétique de 2022. Afin de simuler une crise similaire à celle de 2022, le scénario de hausse des prix du gaz comporte également des hypothèses de hausse du prix du charbon (+50 %) et du prix de l'ETS (+20 €/MWh).

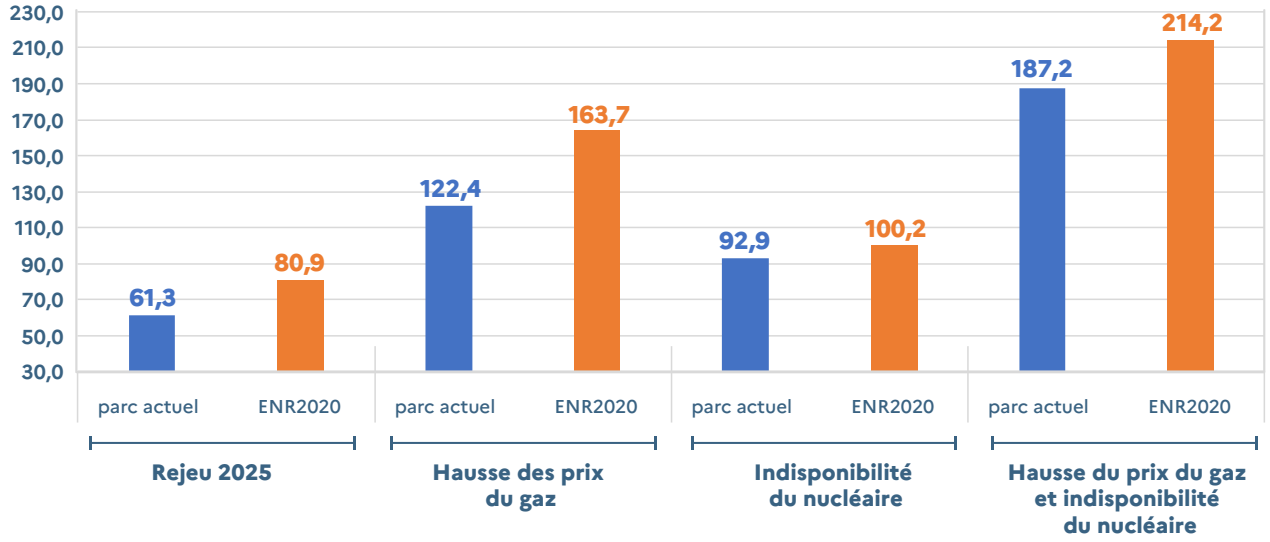
Le parc EnR joue un rôle d'amortisseur sur les prix particulièrement marqué dans les crises affectant les prix du gaz

Dans tous les scénarios de crise simulés, les EnR jouent un rôle d'amortisseur, qui peut être très significatif en cas de choc sur les prix du gaz (baisse de l'ordre de 40 €/MWh dans le cas d'une hausse des prix du gaz similaire à 2022). Les scénarios incluant une moindre disponibilité du nucléaire font apparaitre des effets prix moins importants (bien que toujours en faveur du consommateur), car quelque que soit l'ajout de volume dans le parc EnR, il y a plus d'heures dépendantes du prix marginal gaz.

Cet effet d'amortissement des prix pendant les crises a une valeur pour les consommateurs et doit être mis au regard des sommes nettes mobilisées lors de la crise de 2022 estimées à 36 Mds€ selon la Cour des Comptes[1].

Figure 20

Estimation des prix de marché (base) en 2025 avec le parc EnR actuel vs le parc EnR installé en 2020, dans différents scénarios de crise



Source : simulations CRE

1. Les mesures exceptionnelles de lutte contre la hausse des rix de l'énergie, 2024, Cours des Comptes. Le montant brut des mesures est quant à lui estimé à 72 Mds€.

En cas de crise, le développement des EnR s'avère moins coûteux pour le système dans son ensemble - voire économiquement intéressant les années de crise en cas de choc simultané sur le gaz et le nucléaire

En situation normale, le développement des EnR entre 2020 et 2025 représente un surcoût net pour le système de 2,7 Mds€ par an. En situation de crise, les économies générées par ces capacités s'amplifient, réduisant cet écart. Dans le scénario le plus sévère — hausse simultanée des prix du gaz et indisponibilité du parc nucléaire — le solde s'inverse : le système est moins coûteux pendant les années de crise avec le parc EnR 2025 qu'il ne l'aurait été sans.

- **En cas de crise isolée sur les prix du gaz, le surcoût de coûts complets s'élève à 1,6 Md€ par an (+3,7 %), surcoût à mettre en regard de la baisse de prix (base) de marché évaluée à 41,4 €/MWh (–18 Mds€ pour le consommateur) sur l'année.**

- **En cas d'indisponibilité isolée du parc nucléaire, les surcoûts de coûts complets sont significativement réduits et ne s'élèvent plus qu'à 900 M€ par an (environ +1 %), à mettre en regard d'une baisse des prix (base) de marché évaluée à 7,3 €/MWh (–2,3 Mds€ pour le consommateur).**

- **En cas de crise simultanée sur le gaz et le nucléaire, le système électrique est moins coûteux avec les EnR développées entre 2020 et 2025 sur l'année simulée et permet une baisse des prix de marché de l'ordre de 27 €/MWh (–11 Mds€ pour le consommateur).**

▸ En cas de crise isolée sur les prix du gaz, le surcoût de coûts complets s'élève à 1,6 Md€ par an (+3,7 %), surcoût à mettre en regard de la baisse de prix (base) de marché évaluée à 41,4 €/MWh (–18 Mds€ pour le consommateur) sur l'année.

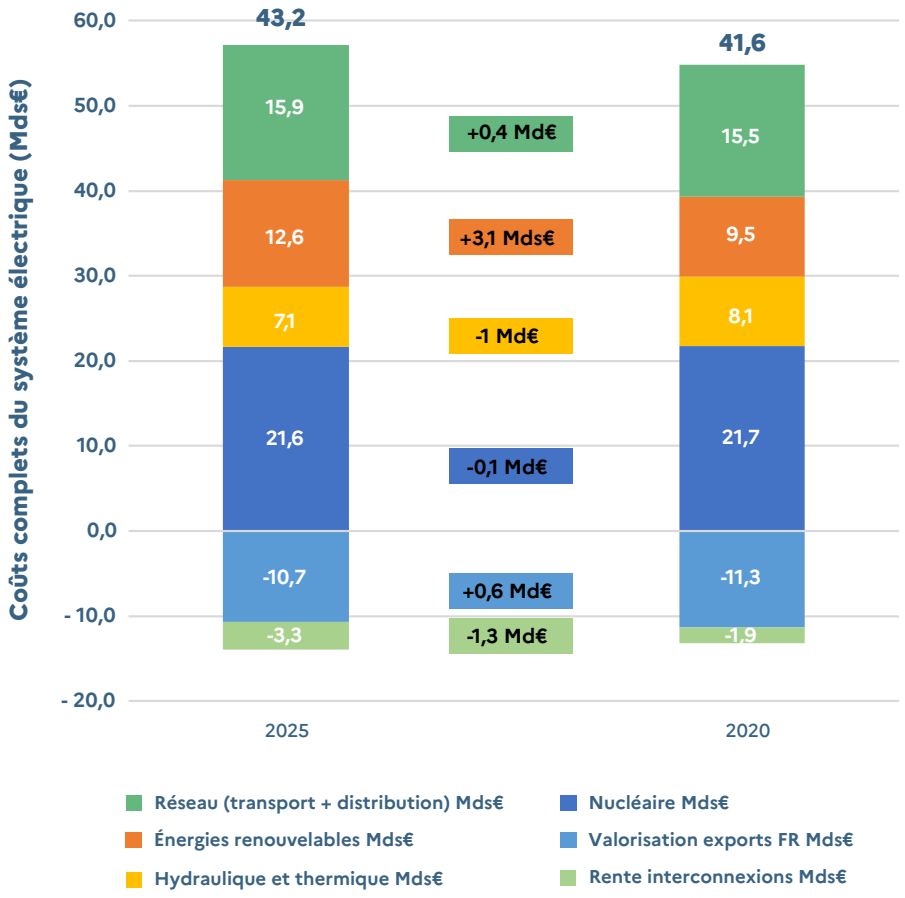
En cas de hausse soudaine des prix du gaz, les EnR développées entre 2020 et 2025 permettent de faire davantage d'économies liées à la non-utilisation des centrales thermiques car le fonctionnement de ces dernières devient plus onéreux. Elles permettent 1 Md€ d'économie dans le scénario simulé contre 500M€ en situation normale.

Par ailleurs, le parc EnR 2025 permet à la France de davantage décorréler ses prix de l'électricité des prix du gaz que ses voisins européens, qui y restent plus exposés. En cas de crise gazière, le parc 2025 amplifie l'écart de prix avec les pays frontaliers et accroît donc la valeur des rentes aux interconnexions : 1,3 Md€ d'économies contre 700 M€ en situation normale.

Enfin, en période de crise gazière, les charges de service public diminuent par rapport à une situation normale : la hausse des prix de marché accroit les revenus de marché, réduisant d'autant les coûts restant à charge pour l'État. Toutefois à situation de crise donnée, un parc développé en EnR depuis 2020 induit des coûts plus élevés pour l'État qu'un parc où les EnR sont restées au niveau de 2020. En effet, le coût total à couvrir est plus important, tandis que les revenus marchés sont globalement comparables entre les deux parcs : la baisse des prix induite par le surcroît d'EnR compense la hausse des volumes vendus.

Figure 21

Comparaison des coûts complets du système électrique, nets des échanges européens, pour l'année 2025 rejouée, avec et sans le développement des EnR depuis 2020 dans un scénario de crise du gaz



Source : simulations CRE

▸ En cas d'indisponibilité isolée du parc nucléaire, les surcoûts de coûts complets sont significativement réduits et ne s'élèvent plus qu'à 900 M€ par an (environ +1 %), à mettre en regard d'une baisse des prix (base) de marché évaluée à 7,3 €/MWh (–2,3 Mds€ pour le consommateur).

En cas d'indisponibilité du parc nucléaire, les EnR développées entre 2020 et 2025 permettent d'économiser 1,7 Md€ sur les importations d'électricité et 800 M€ sur le fonctionnement des centrales thermiques. Ces économies, bien que significatives, ne compensent pas intégralement la hausse des coûts complets de 3,5 Mds€.
Globalement, les charges de soutien sont plus faibles lors d'une forte indisponibilité du parc nucléaire car la production des EnR soutenues est valorisée à un meilleur prix.

À situation de crise donnée, cela vaut aussi pour la production additionnelle des EnR développées ces cinq dernières années : les EnR supplémentaires font moins baisser les prix parce que le volume ne suffit pas à significativement diminuer le nombre d'heures où les moyens de production thermiques fixent le prix. Les revenus supplémentaires générés par les EnR développées ces cinq dernières années suffisent à couvrir leurs surcoûts (coûts de production supplémentaires auxquels s'ajoutent une baisse des revenus captés par le parc développé avant 2020).

Figure 22

Comparaison des coûts complets du système électrique, nets des échanges européens, pour l'année 2025 rejouée, avec et sans le développement des EnR dans un scénario d'indisponibilité du parc nucléaire

Source : simulations CRE

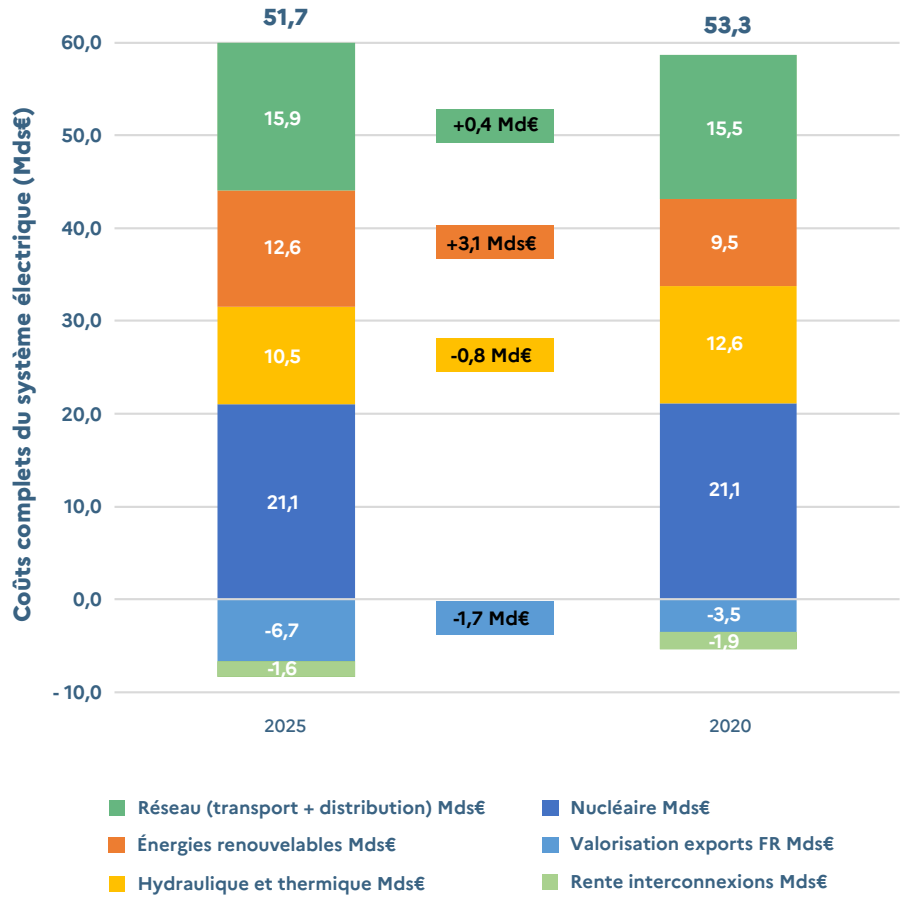
▸ En cas de crise simultanée sur le gaz et le nucléaire, le système électrique est moins coûteux avec les EnR développées entre 2020 et 2025 sur l'année simulée et permet une baisse des prix de marché de l'ordre de 27 €/MWh (–11 Mds€ pour le consommateur).

En cas de choc simultané sur le gaz et le nucléaire, les EnR développées entre 2020 et 2025 permettent d'économiser 3,2 Mds€ sur les importations d'électricité et 2,1 Mds€ sur le fonctionnement des centrales thermiques. Ces économies excèdent la hausse des coûts complets sur les années de crise : le solde est négatif de 1,6 Md€, soit un gain net pour le système.

Dans ce scénario, le parc EnR 2025 délivre alors un double dividende : une réduction — ou suppression — des charges de soutien public d'une part, et un effet baissier sur les prix de marché bénéfique à l'ensemble des consommateurs d'autre part. C'est ce qui a été observé en 2022, lorsque les revenus de marché des installations soutenues ont largement excédé les coûts complets, générant des recettes nettes pour l'État en pleine crise énergétique.

Figure 23

Comparaison des coûts complets du système électrique, nets des échanges européens, pour l'année 2025 rejouée, avec et sans le développement des EnR dans une crise simultanée sur le gaz et le nucléaire



Source : simulations CRE

5 Comment le développement récent des nouvelles capacités de production renouvelables a-t-il modifié l'équation économique des acteurs du système électrique et quel en a été l'impact sur la facture du consommateur français ?

Le parc électrique français est actuellement surcapacitaire en raison du développement récent des EnR, dans un contexte de stagnation, voire de baisse, de la consommation. L'effet conjoint du remplacement de certaines capacités thermiques par des EnR et d'un surdimensionnement du parc modifient les équilibres du système :

- d'une part les prix de marché de gros sont orientés à la baisse : La CRE estime que le développement du parc depuis 2020 a permis de diminuer les prix de marché moyen d'environ 20 €/MWh en 2025 ;
- d'autre part les coûts complets du système augmentent : La CRE estime que le développement du parc depuis 2020 a généré une augmentation des coûts complets dans une proportion néanmoins limitée de l'ordre de +5 %.

La situation est avant tout favorable aux consommateurs, qui bénéficient directement de la baisse induite sur les prix de marché.

La situation pèse en revanche sur les revenus des producteurs non soutenus qui voient leurs revenus baisser dans des proportions non négligeables, et sur l'État qui supporte des charges de CSPE plus importantes, sous l'effet conjugué de la hausse du volume d'énergie soutenu et de la baisse du prix capté sur l'ensemble du parc soutenu.

5 Comment le développement récent des nouvelles capacités de production renouvelables a-t-il modifié l'équation économique des acteurs du système électrique et quel en a été l'impact sur la facture du consommateur français ?

En situation de crise, le dimensionnement actuel du parc EnR (comparé au dimensionnement du parc de 2020) permet de réduire les prix de marché, dans une proportion plus ou moins importante. La baisse des prix spot induite par les EnR développées entre 2020 et 2025 est estimée dans les trois scénarii de crise entre –7 et –40 €/MWh.

Les surcoûts pour le système électrique sont par ailleurs réduits par rapport à la simulation hors crise. La stratégie actuelle de dimensionnement du parc électrique français se révèle même économiquement avantageuse du point de vue des coûts nets du système lors des années de crise simultanée – comme celle de 2022, marquée par l'envolée des prix du gaz et la faible disponibilité du nucléaire. Par ailleurs, dans les situations d'ultra-crise, le parc EnR devient source de revenu pour l'État.

Les producteurs non soutenus continuent à voir dans ces situations leurs revenus baisser à cause du développement des EnR, mais cette baisse de revenus intervient dans une situation de prix de marché excédant potentiellement beaucoup leurs coûts et donc leur permettant déjà de dégager des marges importantes.

Les coûts du développement des EnR doivent donc être mis au regard de leur valeur assurantielle pour le consommateur et pour le système.

Par ailleurs, l'envolée des prix en 2022 est intervenue dans une période au cours de laquelle le parc n'avait pas de marge assurantielle. Elle a eu pour effet une baisse durable de la consommation électrique. Cette baisse explique en partie le niveau de surcapacité actuel. Cet épisode met en valeur l'impact négatif que peut avoir une situation sous capacitaire sur l'électrification et l'intérêt de s'en prémunir.

6 Quel est l'intérêt de développer des capacités supplémentaires ?

Dans les prochaines années, des capacités supplémentaires de production électrique en métropole devraient être raccordées, sous l'impulsion de plusieurs facteurs. À court terme, un certain nombre de centrales EnR disposent déjà d'un contrat de soutien, d'une autorisation environnementale et d'une convention de raccordement, ce qui permettra leur mise en service à court terme. À plus long terme, le développement de certains moyens de production nécessite une planification sur le long-terme ; c'est le cas du nucléaire (discours de Belfort début 2022 pour une mise en service du premier EPR2 prévue en 2038) et de l'éolien en mer (procédure de mise en concurrence dite AO10 lancée en 2026 pour une mise en service des projets prévue à horizon 2035-2040). Par ailleurs, la stratégie française de décarbonation s'appuie sur l'électrification progressive des usages (industrie, mobilité, chauffage et bâtiments). À moyen et long terme, une décarbonation réussie devrait entraîner mécaniquement une hausse de la consommation d'électricité.

Pour accompagner cette transition, il est essentiel, à court terme, de disposer de moyens de production suffisants afin de garantir des prix attractifs pour les consommateurs et d'inciter à l'électrification des usages. À moyen et long terme, il convient de planifier une offre adaptée pour répondre à l'évolution de la demande.
La CRE illustre dans cette partie les effets du développement de capacités EnR supplémentaires sur les consommateurs (6.1), les producteurs non soutenus (6.2) et l'équilibrage du système (6.3).

6.1 Du point de vue des consommateurs français, il existe un gain à de nouvelles capacités EnR au-delà de la file d'attente même à consommation constante

Dans la partie précédente, la CRE a utilisé son modèle de rejeu de l'équilibre offre-demande — un modèle qui reconstitue a posteriori le fonctionnement du système électrique sur une année passée, en faisant varier certains paramètres du mix de production — pour éclairer les effets de choix passés relatifs au mix de production sur certains déterminants du système. Dans cette partie, la CRE utilise le même modèle pour apprécier l'effet de modifications futures du parc de production, en répercussion soit de décisions déjà prises (raccordement de la file d'attente des projets EnR) soit de décisions à venir (poursuite des appels d'offres EnR pour atteindre les objectifs fixés par la SNBC et la PPE).

Point méthodologique :

Ces simulations nécessitent une approche un peu différente de la logique poursuivie précédemment. En effet, l'approche consiste toujours à estimer l'effet d'une déformation du parc EnR sur les prix de marché et les coûts complets, mais à des horizons temporels nécessairement plus lointains. Cela nécessite d'une part de prendre plusieurs hypothèses assez dimensionnantes sur le parc en lui-même et donc potentiellement éloignées des tendances actuelles et d'autre part de faire des approximations notables dans les projections de coûts notamment s'agissant des coûts réseaux. En effet, dans ce contexte, considérer que seul le parc de production français aura été modifié, et pas le niveau de consommation nationale ou encore le parc de production de nos voisins étrangers parait hautement improbable. En outre RTE annonce, dans son bilan électrique pour 2025, 14 GW de projets de stockage en file d'attente et 30 GW de puissance de raccordement réservée à des installations électro-intensives (data centers, électrolyseurs ou autres procédés industriels). Dès lors, le niveau de prix sortant du modèle ou encore celui de coûts complets ne semblent pas représentatifs. En revanche, un raisonnement en différentiel reste valable.

S'agissant des enjeux de gestion et d'équilibrage du réseau, la CRE ne les prend pas compte dans les simulations ci-dessous faute de données quantitatives. Ces derniers sont toutefois appréhendés de manière qualitative dans la partie 6.3.).

Enfin dans le cadre de ces simulations, la CRE présente une approche nouvelle, qui n'apporte qu'une vision partielle du sujet et masque un certain nombre d'externalités mais permet d'éclairer l'impact sur le consommateur en tant que contribuable : il s'agit de la comparaison entre les gains pour les consommateurs et la dépense publique supplémentaire engagée.

▸ Une pression à la baisse sur les prix qui persiste au-delà de la file d'attente et qui excède les coûts de soutien supplémentaires jusqu'à un certain stade

Certaines capacités de production, bien que pas encore en service, bénéficient déjà d'un droit au soutien public (par exemple, les lauréats de précédents appels d'offres), d'une autorisation environnementale et d'une convention de raccordement.
Ces projets pourront donc, dans les prochaines années, se raccorder au réseau et entrer en service, indépendamment des décisions futures des pouvoirs publics concernant le niveau de soutien aux énergies renouvelables. Ils forment ce que la CRE appelle « file d'attente » dans la présente note.

Cependant, tous ces projets ne verront pas nécessairement le jour. En effet, une partie des capacités lauréates d'un soutien public n'est finalement pas mise en service. Ce phénomène, appelé « taux de chute », varie selon les filières et les dispositifs de soutien public. Les ordres de grandeur observés diffèrent ainsi en fonction des technologies et des mécanismes d'aide concernés.

Tableau 3

Estimation de la file d'attente ENR après application d'un taux de chute[1]

Capacité installée de production (GW)	2025	2025 + file d'attente	File d'attente
Éolien en mer	2,0	3,5	1,5 (*+75 %*)
Solaire	30,7	40,7	10,0 (*+33 %*)
Éolien terrestre	24,1	27,1	3,0 (*+12 %*)

Source : CRE.

1. Le taux de chute des projets en file d'attente est observé trimestriellement pour les installations soutenues via arrêtés tarifaire, il est estimé par la CRE pour les projets lauréats d'un appel d'offre.

La CRE a utilisé son modèle d'équilibre offre – demande pour estimer l'impact du raccordement de cette file d'attente à consommation et moyens de flexibilités inchangés, sur les grands équilibres du système. La CRE a également simulé ce qui se produirait au-delà de la file d'attente EnR, à consommation, flexibilités et parcs de production des pays voisins identiques. Les résultats des simulations sont les suivants :

- le raccordement de la file d'attente EnR (après application d'un taux de chute) conduirait à une baisse des prix de marché de l'ordre de 8,7 €/MWh (–3,9 Mds€ de gain pour les consommateurs) sur l'année simulée, génèrerait une augmentation des charges de soutien public (CSPE) de l'ordre de 2,6 Mds€ sur l'année (effet conjugué de l'augmentation du parc à soutenir et de la baisse du prix capté sur le parc existant) et un surcroît de coûts complets de l'ordre de 3,3 Mds€ par an (une partie du surcroit de coûts complets participe à la hausse des charges de soutien public) ;
- l'augmentation de 50 % de la puissance installée de chacune des filières EnR (solaire, éolien terrestre et en mer) entraînerait, sur l'année simulée et par rapport au parc installé à fin 2025, une baisse des prix de marché de gros de l'ordre de 19,4 €/MWh (soit –8,7 Mds€ de gain pour les consommateurs). Dans le même temps, sous l'hypothèse que l'ensemble de ces installations fasse l'objet d'un soutien public, les charges de soutien augmenteraient de 6,5 Mds€ et le surcroît de coût complet atteindrait 6,8 Mds€ (en partie capté dans la hausse des charges de soutien public).

Il convient de noter que si de tels scénarios à consommation constante devaient se réaliser, l'ampleur des effets redistributifs entre acteurs serait par ailleurs conséquente : les producteurs non soutenus verraient leurs revenus diminuer significativement sous l'effet de la baisse des prix — un transfert qui appelle à une appréciation de la rentabilité de l'ensemble des actifs.

6.2 La baisse des revenus des producteurs non soutenus, si elle devait être durable et significative, remettrait en cause la rentabilité d'actifs historiques et enverrait un mauvais signal d'investissement

Les différentes simulations présentées ont mis en lumière que la situation surcapacitaire du parc de production permet de créer des conditions favorables à l'électrification des usages, en exerçant une pression à la baisse sur les prix de marché dont profitent directement les consommateurs.

Sans choc sur la demande, la moyenne des prix spots continuera de baisser si l'offre devient de plus en plus abondante. À terme, les prix des produits à terme, basés sur l'anticipation de la réalisation des prix spots, devraient eux aussi diminuer. Ainsi, dans l'éventualité où, sur le long terme l'offre reste excédentaire, et si aucune perturbation majeure ne vient déstabiliser les prix, les revenus captés par les producteurs non soutenus devraient donc diminuer avec la moyenne des prix spots réalisés. Si une telle baisse n'est pas nécessairement problématique sur une courte période, elle pourrait le devenir si les prix devaient durablement se stabiliser en dessous des coûts de production.

Cet effet peut être illustré par le parc nucléaire historique d'EDF (dont Flamanville 3). À travers ses missions portant sur le coût du nucléaire et du VNU, la CRE a une vision précise des coûts complets, qui incluent une rémunération du capital investi, et des revenus du parc associés. Il apparaît bien que sur certaines années le parc dégage davantage de revenus que ses coûts complets. C'est par exemple le cas en 2026 : la CRE a estimé[1] le 1er décembre 2025 que les revenus provisoires (hors mécanisme de capacité et SSY) d'EDF pour l'année de livraison 2026 s'élevaient à 66,08 €/MWh soit 6,3 €/MWh au-delà des coûts complets. Pour les années futures, la situation apparaît plus contrastée pour EDF. Pour 2027, les revenus estimés apparaissent en baisse de 5,1 €/MWh, soit 60,9 €/MWh. Si la pression à la baisse sur les prix se maintenait, en absence de crise et d'électrification par exemple, les revenus pourraient passer, au moins sur quelques années, sous les coûts complets.

Comme évoqué précédemment, il n'est pas nécessairement problématique qu'une installation de production ne couvre pas ses coûts complets sur quelques années, sachant qu'une capacité se rentabilise sur l'ensemble de sa durée de vie (potentiellement plus de 60 ans pour une tranche nucléaire). Par ailleurs, les centrales nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dont le revenu est momentanément en dessous de leur coût complet disposeront du mécanisme de capacité comme filet de sécurité (voir *supra*). Cependant, la sous-rentabilité des actifs non soutenus sur de trop longues périodes est de nature à freiner l'investissement et à remettre en cause la stratégie et la soutenabilité des modèles financiers des entreprises qui les supportent, qu'elles soient publiques ou privées.

1. Bien que ces estimations comportent une partie projetée à partir des prix de marché, une partie significative de cette estimation s'appuie sur les transactions réalisées dont les données sont transmises par EDF.

6.3 L'ajout de nouvelles capacités EnR présente des défis nouveaux pour le pilotage du système électrique (rééquilibrage)

La transition énergétique, et notamment l'augmentation de la part des EnR dans le mix électrique, implique de faire évoluer les modalités de pilotage du système électrique français. En effet, ce système était historiquement centralisé et son pilotage reposait uniquement sur la contribution des principales centrales de production sur le réseau de transport. Le pilotage du système doit désormais tenir compte du fait que les EnR se développent principalement de manière décentralisée sur le réseau de distribution et que leur comportement n'est pas identique à celui des centrales synchrones.

RTE a identifié les évolutions nécessaires à cette transformation au sein de son Schéma de transformation de l'exploitation du système électrique (STES). Une partie de ces évolutions ont été mises en œuvre récemment : arrêt des EnR en cas de prix négatifs, échelonnement des arrêts, participation des EnR à l'équilibrage, évolutions des modalités de gestion de la tension. Ces évolutions devraient se poursuivre dans les prochaines années. Elles nécessiteront une coordination accrue entre RTE et les gestionnaires de réseau de distribution, notamment Enedis.

La CRE considère que ces évolutions sont nécessaires et doivent permettre d'adapter les exigences imposées aux acteurs en fonction des besoins de pilotage du système électrique.

Par ailleurs, les impacts sur la gestion du système électrique – et notamment la gestion des flux - seront de nature différente en fonction de la localisation des énergies renouvelables qui n'est pas modélisée dans cette étude. Ce point a été mis en évidence par RTE dans son Schéma décennal de développement du réseau avec, notamment, un enjeu associé à une meilleure coordination entre la localisation des parcs renouvelables et les besoins de renforcement du réseau.

6 Quel est l'intérêt de développer des capacités supplémentaires ?

Le système électrique français a vocation à se transformer encore assez largement dans les années à venir, aussi bien côté consommation avec le développement de nouveaux usages dont le volume dépendra de la réussite de l'électrification de l'économie, que côté production avec le développement de nouveaux moyens de production décarbonée (nouveau nucléaire et EnR) et de nouveaux moyens de flexibilités, notamment des batteries. Ces évolutions présentent de nouveaux défis pour le pilotage du système électrique qui était historiquement centralisé et dont le pilotage reposait sur la contribution des principales centrales de production sur le réseau de transport. Le pilotage du système doit désormais tenir compte du fait que les EnR se développent principalement de manière décentralisée sur le réseau de distribution, et que leur comportement n'est pas identique à celui des centrales synchrones.

Les simulations effectuées par la CRE montrent que la poursuite du développement des énergies renouvelables sans attendre les effets concrets de l'électrification est à court terme encore pertinente du point de vue du consommateur.

En effet, le développement de capacités supplémentaires, même au-delà des projets déjà en file d'attente, permet encore des gains sur les prix de marché favorables aux consommateurs, sans que le surcoût en termes de soutien public n'excède ces gains. Un tel scénario permet d'être rassurant sur l'impact de davantage d'EnR sur le consommateur à court et moyen terme.

Si cet impact est favorable à l'électrification en termes de prix, il crée néanmoins des impacts négatifs importants pour les producteurs historiques non soutenus, pouvant peser sur leur stratégie ou capacité d'investissement et notamment dans le parc nucléaire existant et futur, et augmente le niveau de soutien par le budget de l'État.

Les simulations montrent qu'à l'échelle du système électrique, hors crise, l'ajout de nouvelles capacités à consommation constante accroît les coûts du système et les enjeux du pilotage et implique des effets redistributifs significatifs entre acteurs. À long terme, une augmentation du parc EnR au-delà de 50 % de la puissance installée, accompagnée d'une stagnation de la consommation sur plusieurs années, ne serait probablement pas soutenable.

La présente étude vise à éclairer le débat public sur les évolutions à venir du système électrique français. Elle n'entend pas être exhaustive et n'apporte par exemple pas un bilan complet de l'ensemble des externalités, liées à l'électrification et à la décarbonation de l'économie française.

Les simulations effectuées mettent notamment en avant que le niveau de surcapacité actuel présente une valeur assurantielle pour le consommateur et permet de disposer de prix de marché bas favorisant l'électrification. Cette surcapacité ne doit donc pas conduire à stopper tout développement de nouvelles capacités. En effet, il est nécessaire de tenir compte de plusieurs enjeux : un temps de développement différent entre capacités de production et capacités de consommation, une anticipation de besoins futurs de consommation par nature incertains, un maintien des compétences pour ne pas entraver le développement des filières en visant notamment à éviter les « stop and go ». Pour autant, il ne revient pas à la CRE d'établir cette stratégie.

Les simulations mettent également en évidence les risques associés au déploiement de capacités renouvelables supplémentaires au-delà d'une hausse de 50 % de la puissance installée, si elle devait s'accompagner d'une stagnation de la consommation et d'un développement insuffisant des flexibilités. Une telle configuration entraînerait des défis de pilotage et d'importants effets redistributifs, au détriment de l'équilibre économique des producteurs non soutenus ainsi que des finances publiques, du fait de l'alourdissement des charges de soutien. À long terme, cette trajectoire ne paraîtrait pas soutenable. Dès lors, l'émergence de nouvelles capacités doit s'accompagner de certaines mesures, pour que les évolutions du parc de production puissent se faire de manière optimisée pour le système électrique et toutes ses parties prenantes.

Afin de maitriser les coûts pour la collectivité et de contenir l'ampleur des transferts entre acteurs, il est ainsi essentiel à terme de synchroniser davantage les courbes de production et de consommation. Deux leviers de synchronisation sont possibles : (i) électrifier davantage d'usages pour absorber la production disponible ne trouvant aujourd'hui pas de débouché et (ii) agir sur la temporalité de la demande et de l'offre en développant tous les types de flexibilité.

La CRE a déjà eu l'occasion de formuler un certain nombre de recommandations en ce sens notamment dans le cadre de sa contribution à la mission Levy-Tuot sur l'optimisation du soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité[1]. Elle a également lancé un certain nombre de travaux, s'agissant des signaux tarifaires envoyés aux consommateurs, comme le placement des heures creuses.

1. Contribution de la CRE dans le cadre de la mission menée par MM. Lévy et Tuot sur le soutien public aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité, mars 2026.

Commission de régulation de l'énergie

15 rue Pasquier - 75008 Paris

www.cre.fr

Commission de régulation de l'énergie @cre_energie @cre.fr