

6

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE :

À MOYEN TERME, DES ÉVOLUTIONS DE COÛTS ET DE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ CONTRASTÉES SELON LES SCÉNARIOS, NOTAMMENT SELON L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

6.1 Le Bilan prévisionnel fournit des analyses économiques détaillées du secteur électrique pour éclairer le débat public

6.1.1 Les indicateurs économiques mobilisés dans le débat public répondent à différentes finalités qu'il convient de distinguer

Depuis 2017, le Bilan prévisionnel de RTE inclut une analyse économique des différents scénarios, dont la méthodologie et les hypothèses sont concertées avec l'ensemble des parties prenantes. Cette analyse vise à apporter les éclairages nécessaires à l'élaboration d'une vision complète des enjeux associés à l'évolution du système électrique, et nourrir ainsi la prise de décisions publiques, conformément à la loi et aux missions de RTE.

Le débat public est alimenté par de nombreux chiffres relatifs à l'économie du système électrique

ou de ses acteurs, souvent de natures très différentes (prix de gros, tarifs de détail, coûts complets de certaines filières, par exemple) et portant sur des horizons temporels variés.

Dans ce contexte, l'analyse économique conduite par RTE ne vise pas à multiplier les indicateurs, mais à mobiliser un nombre limité d'indicateurs complémentaires et rigoureusement définis, répondant chacun à des questions spécifiques soulevées par l'évolution du système électrique aux horizons temporels considérés.

6.1.2 L'indicateur de coût complet donne une vision des fondamentaux de l'économie du secteur électrique et rend compte de ses dynamiques de long terme : il constitue un indicateur pertinent pour éclairer les choix publics sur le système électrique

RTE a développé et consolidé depuis plusieurs éditions du Bilan prévisionnel une estimation du coût complet du système électrique à l'échelle de la collectivité française. Cet indicateur agrège l'ensemble des coûts de fonctionnement du système électrique, sans distinction quant à leur répartition effective entre les différents acteurs (que ce soit par les prix de marché, les mécanismes tarifaires ou de soutien), afin de fournir une vision robuste de l'économie du système électrique français.

Le coût complet de long terme de l'électricité pour la collectivité constitue ainsi l'indicateur pertinent pour la prise de décision publique, tel que recommandé, par exemple, par la Cour des comptes¹.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025, RTE a actualisé l'évaluation de cet indicateur et caractérisé sa dépendance aux trajectoires de consommation et aux différents mix de production étudiés.

1. L'analyse des coûts du système électrique en France. Cour des comptes (2021).

Encadré 6.1

MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DU COÛT COMPLET ANNUALISÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

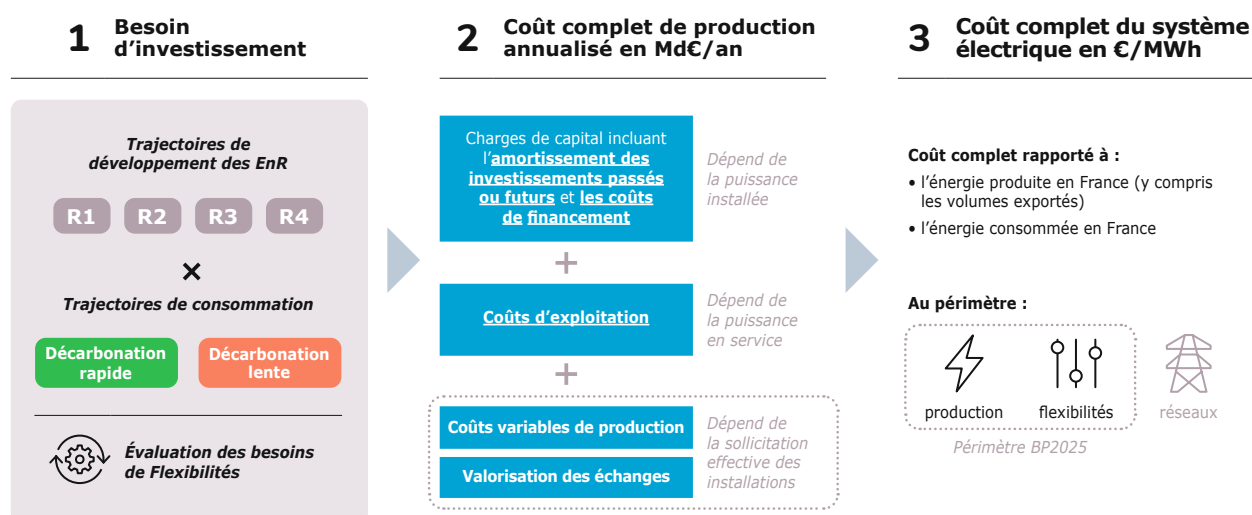
Depuis le Bilan prévisionnel 2017, RTE a développé, en concertation avec les acteurs, la méthodologie de calcul du coût complet du système électrique.

Cette méthodologie s'articule en plusieurs étapes. En premier lieu, les besoins d'investissements au cours de la période d'étude sont recensés pour chaque configuration de mix de production. Dans un second temps, ces investissements sont annualisés sur la durée de vie économique des actifs à partir des dates de mise en service et sont ajoutés aux charges de capital associées aux investissements passés. Enfin, les coûts annualisés associés aux investissements dans le système électrique sont complétés, le cas échéant, par les coûts

d'exploitation fixes et coûts d'exploitation variables issus des simulations de l'équilibre offre-demande. Le coût complet annualisé du fonctionnement du système est ensuite restitué en milliards d'euros par an, ou rapporté à un volume d'énergie produite ou consommée², c'est-à-dire en €/MWh.

Pour cette édition du Bilan prévisionnel, l'étude reconduit les ajustements réalisés dans le Bilan prévisionnel 2023, notamment en ce qui concerne le périmètre des coûts (incluant les taxes et le coût du CO₂) et le coût moyen pondéré du capital (CMPC) utilisé (CMPC de 6% réel avant impôts). L'année monétaire de référence a été mise à jour : les résultats sont présentés, sauf mention contraire, en €₂₀₂₄.

Figure 6.1 Vue d'ensemble de la méthodologie de calcul des coûts complets du système électrique (hors réseaux)



². Dans le cas d'un indicateur rapporté à l'énergie consommée domestiquement, la convention retenue consiste à retrancher les recettes issues de la balance commerciale des coûts totaux de production, qui incluent également les coûts liés aux volumes exportés.

Ces analyses confirment qu'une trajectoire de décarbonation rapide est compatible avec une maîtrise du coût complet du système électrique rapporté à la consommation, tout en mettant en évidence l'existence de leviers d'optimisation liés aux niveaux respectifs

de compétitivité des différentes filières de production. Elles soulignent également le surcoût engendré par la persistance d'une situation de découplage entre le rythme de développement de la production bas-carbone et celui de la consommation.

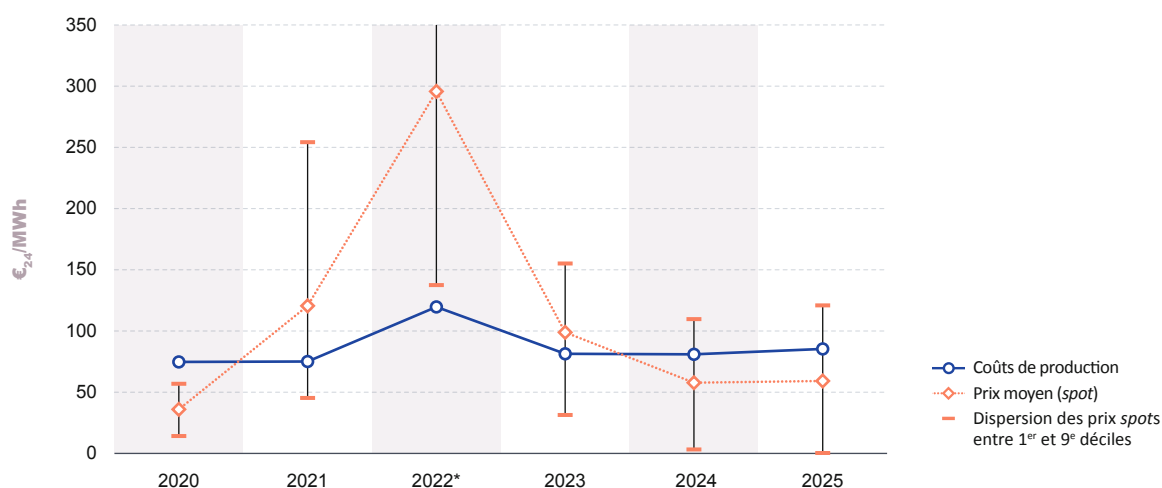
6.1.3 Les prix de marché ne sont pas nécessairement alignés sur les coûts complets de long terme mais jouent néanmoins un rôle déterminant pour les équilibres économiques des différents acteurs

Les prix de gros de l'électricité, tels qu'ils se forment sur les marchés de l'énergie (notamment marché spot journalier et marché intrajournalier), répondent essentiellement à une logique de court terme et varient en fonction des prix des commodities ainsi que des niveaux relatifs de production et de consommation. Ils n'ont, en pratique, pas vocation à converger vers les coûts de long terme du parc de production et peuvent ainsi évoluer à des niveaux tour à tour inférieurs ou supérieurs à ces coûts.

Si les prix ne reflètent pas spécifiquement les coûts portés par les acteurs du système électrique, ils jouent néanmoins un rôle central dans la structuration des transferts financiers entre les acteurs du marché de l'électricité.

La crise énergétique a mis en évidence une forte dépendance des prix de l'électricité à des évolutions de court terme sur la disponibilité des moyens de production ainsi qu'à l'évolution des prix des combustibles et en particulier des prix du gaz. L'année 2022

Figure 6.2 Comparaison de la variation du coût complet du système électrique et de la moyenne annuelle des prix de gros sur le marché *spot* en France entre 2020 et 2025



* Pour l'année 2022, le 9^e décile se situe à 506 €/MWh

Note : le prix spot est présenté à titre indicatif pour illustrer l'évolution des prix de marché. Il convient toutefois de rappeler que le tarif payé par les consommateurs dépend des stratégies d'approvisionnement via les marchés à terme, l'ARENH ou d'autres contrats de long terme.

a ainsi été marquée par des niveaux de prix observés sur les marchés exceptionnellement élevés qui ont conduit à la mise en place de dispositifs spécifiques (bouclier tarifaire, amortisseur...) pour protéger les consommateurs d'électricité. Cette période a conduit à des débats intenses sur les évolutions nécessaires de l'architecture des marchés de l'électricité ou encore sur l'évolution de l'offre d'électricité en France en vue de maîtriser la facture des consommateurs, particuliers et entreprises, et d'assurer la compétitivité de l'électrification et de la réindustrialisation.

À l'inverse, la période actuelle marquée par des prix de l'électricité faibles et globalement inférieurs

aux coûts complets de long terme de production apparaît théoriquement favorable pour l'électrification et la compétitivité des entreprises (notamment électro-intensifs) mais s'accompagne de débats importants sur le modèle économique de nombreux moyens de production.

Le Bilan prévisionnel 2025 apporte à cet égard des éléments complémentaires, notamment sur les incitations économiques perçues (par exemple pour les projets d'électrification), la soutenabilité financière des différents acteurs, ainsi que l'impact des politiques publiques sur les finances de l'État.

6.2 À moyen terme, les hypothèses d'évolution des coûts unitaires de certaines technologies sont marquées par des incertitudes liées à la persistance d'un environnement international instable

Les analyses économiques mobilisent un ensemble d'hypothèses relatives au fonctionnement du système électrique, à la fois sur les mécanismes de marché conduisant à réaliser l'équilibre entre production et consommation et sur les composantes de coûts

des différentes filières de production d'électricité. Les hypothèses relatives aux niveaux de consommation et de production ont été présentées dans les chapitres 2 à 4. La présente section détaille les hypothèses de coûts spécifiques à l'analyse économique.

6.2.1 Prix des commodités : les marchés du gaz et du carbone se sont stabilisés en 2025 à des niveaux supérieurs à ceux observés avant les crises sanitaire et énergétique et présentent des perspectives d'évolutions contrastées

Les prix du gaz restent durablement au-dessus de leurs niveaux d'avant-crise, malgré une détente attendue à partir de 2026

Les prix du gaz naturel sont restés élevés en moyenne en Europe depuis la sortie des crises sanitaire et énergétique. Ils ne sont par exemple jamais redescendus au-dessous de 30 €/MWh depuis le début de l'année 2025, un niveau encore nettement supérieur à celui de la période d'avant-crise (le prix du gaz était alors autour de 20 €/MWh). Surtout, les marchés gaziers restent marqués par une volatilité importante, reflet de tensions géopolitiques persistantes et signe de fébrilité des marchés à court terme³. Les pics de prix se sont succédés depuis le milieu de l'année 2023 : par exemple avec la fin du contrat de transit du gaz russe en Ukraine en février 2025 (induisant une hausse au-delà de 50 €/MWh), ou en juin 2025 avec le conflit éclair entre Israël et l'Iran (prix dépassant 40 €/MWh), puis de manière plus marquée depuis le déclenchement de la guerre israélo-américano-iranienne en février 2026 (prix dépassant 50 €/MWh en mars 2026 et se maintenant autour de 45-50 €/MWh depuis).

Les projections de la plupart des analystes courant 2025 envisageaient à court terme une offre abondante sur les marchés internationaux du gaz, du fait de la mise en service de nombreux terminaux de liquéfaction à partir de 2026, principalement au Moyen-Orient (environ un tiers des nouvelles

capacités projetées) et aux États-Unis. Le Bilan prévisionnel intègre ainsi une hypothèse de référence en tendance baissière du prix à terme du gaz naturel en Europe. À cette référence s'ajoute une hypothèse haute à 45 €/MWh, en ligne notamment avec les niveaux observés au deuxième trimestre 2026, et des stress tests avec des prix encore supérieurs.

La trajectoire de prix des quotas d'émissions de CO₂ dépendra du rythme de la décarbonation

Le prix du quota d'émissions sur le marché du CO₂ a varié entre 60 et 80 €/tCO₂eq au cours de l'année 2025, lui aussi nettement au-dessus de son niveau d'avant-crise. À plus long terme, le prix du carbone est le reflet des efforts de décarbonation. Il sera plus élevé dans une trajectoire de consommation cohérente avec une atteinte des objectifs publics de réduction des émissions de gaz à effet de serre que dans une trajectoire correspondant à une décarbonation plus lente.

En conséquence, les hypothèses de prix du carbone diffèrent entre les trajectoires envisagées dans ce Bilan prévisionnel, et se situent à 2030 entre 120 €/tCO₂⁴ dans une configuration d'atteinte des objectifs publics et 80 €/tCO₂⁵ dans les configurations étudiées qui n'atteignent pas les objectifs publics.

3. Retards de projets de liquéfaction aux États-Unis, fin du flux gazier Russe par gazoduc vers l'Europe, forte demande pour le remplissage des stockages en Europe, trafic pratiquement à l'arrêt en Mer Rouge (impactant notamment les déplacements des méthaniers), ou bien encore le conflit Israël-Iran.

4. En cohérence avec le niveau de prix en 2030 dans le scénario WEO-APS de l'Agence internationale de l'énergie (publication *World Energy Outlook* de 2024).

5. Niveau proche des anticipations plus conservatrices des acteurs du marché (i.e. frontière basse issue des différentes sources utilisées lors de la concertation du Bilan prévisionnel 2025).

6.2.2 Coûts par filière : des perspectives d'évolution de coûts contrastées selon les filières de production et de flexibilités

Les évaluations du coût complet reposent sur une large gamme d'hypothèses relatives aux différentes composantes de coûts des filières du système électrique français. Ces hypothèses ont été actualisées à partir de revues de littérature et des données transmises par les acteurs lors de la phase de concertation. Pour les filières non mentionnées ci-dessous, les hypothèses du Bilan prévisionnel 2023 sont reconduites, après conversion en €₂₀₂₄.

Une nouvelle actualisation de ces hypothèses de coûts aura lieu dans le cadre de la mise à jour de l'étude «*Futurs énergétiques*», prévue courant 2026, sur un périmètre technologique élargi et un horizon temporel plus lointain.

La récente réévaluation du coût complet du parc nucléaire historique a été prise en compte dans l'analyse économique et conduit RTE à ajuster le périmètre des coûts inclus dans l'analyse

Du fait de sa place prépondérante dans le mix électrique français, le parc nucléaire représente une part importante des coûts complets du système. À l'horizon 2035, ce sont les coûts du parc historique qui demeurent structurants, pour l'indicateur de coût complet.

Le Bilan prévisionnel 2023 avait détaillé les composantes de coûts du parc nucléaire historique sur la base des données disponibles lors de son élaboration, établissant une hypothèse de référence de 69 €₂₀₂₄/MWh, encadrée par un faisceau d'hypothèses basses et hautes de respectivement 61 €₂₀₂₄/MWh et 78 €₂₀₂₄/MWh⁶.

Depuis cette publication, le cadre de régulation du nucléaire historique succédant à l'ARENH s'est précisé. Il prévoit notamment des seuils de taxation fondés sur les coûts complets de production, réévalués au moins tous les trois ans par la CRE. Le premier rapport de la CRE dans ce cadre⁷, publié

en septembre 2025, estime le coût complet du nucléaire existant à 61 €₂₀₂₄/MWh⁸. Ce coût, dont le périmètre est fixé par le décret n° 2025-910, repose sur une approche comptable et ne peut être strictement rapproché de l'approche économique développée dans le Bilan prévisionnel (les différences méthodologiques sont détaillées en annexe du rapport de la CRE).

Les écarts entre les deux approches découlent de leurs cadres d'application et de leurs finalités respectives. Ils portent notamment sur le choix d'un amortissement constant sur la durée de vie du projet (contrairement à des chroniques comptables variant dans le temps) ainsi que sur l'exclusion de composantes extracomptables. En particulier, le périmètre retenu par la CRE se rapproche davantage de celui de l'hypothèse basse du Bilan prévisionnel 2023⁹.

Au-delà d'ajustements méthodologiques, l'estimation de la CRE ne met pas en évidence d'évolution significative des fondamentaux économiques du parc nucléaire historique. En conséquence, RTE retient désormais comme hypothèse de référence le niveau de 61 €₂₀₂₄/MWh, correspondant à l'hypothèse basse du Bilan prévisionnel 2023 et aligné sur le périmètre d'analyse retenu par la CRE.

Énergies renouvelables : la hausse des coûts connue lors de la crise énergétique en France semble perdurer, sous l'effet d'un contexte économique défavorable et de conditions spécifiques à la France

La dynamique d'évolution des coûts des énergies renouvelables en France ne semble plus suivre la baisse observée historiquement, pourtant encore à l'œuvre dans plusieurs pays voisins et généralement anticipée dans la littérature. RTE propose des éléments d'explication susceptibles d'éclairer ces écarts et d'ajuster, le cas échéant, les hypothèses

6. Soit libellé en €₂₀₂₂, une hypothèse de référence de 64 €₂₀₂₂/MWh, encadrée par un faisceau d'hypothèses basses et hautes de respectivement 57 €₂₀₂₂/MWh et 75 €₂₀₂₂/MWh.

7. Commission de Régulation de l'Énergie, 2025, *Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028*.

8. La CRE l'exprime en €₂₀₂₆ soit 63,4 €₂₀₂₆/MWh.

9. Bilan Prévisionnel 2023, Chapitre 9 - Économie du système électrique, section 9.2.3

d'évolution des coûts. Un travail plus approfondi sera mené dans le cadre de la mise à jour des «Futurs énergétiques» en 2026.

Solaire : après une décennie de forte baisse suivie d'une remontée puis d'une stabilisation entre 2021 et 2023, les coûts ne repartent pas à la baisse en France, malgré une littérature très optimiste

Les coûts du photovoltaïque présentent une forte hétérogénéité selon les segments, en raison de différences structurelles liées notamment aux conditions d'implantation, à la taille des installations ou aux contraintes propres à chaque type de projet. L'analyse économique doit donc prendre en compte à la fois l'évolution des coûts unitaires propres à chaque segment et la répartition des nouvelles installations entre ces segments.

S'agissant des coûts unitaires, la dynamique historique de baisse au cours de la décennie 2010 s'est interrompue durant les crises de 2021-2023 et reste hésitante et faible depuis. Si le coût des

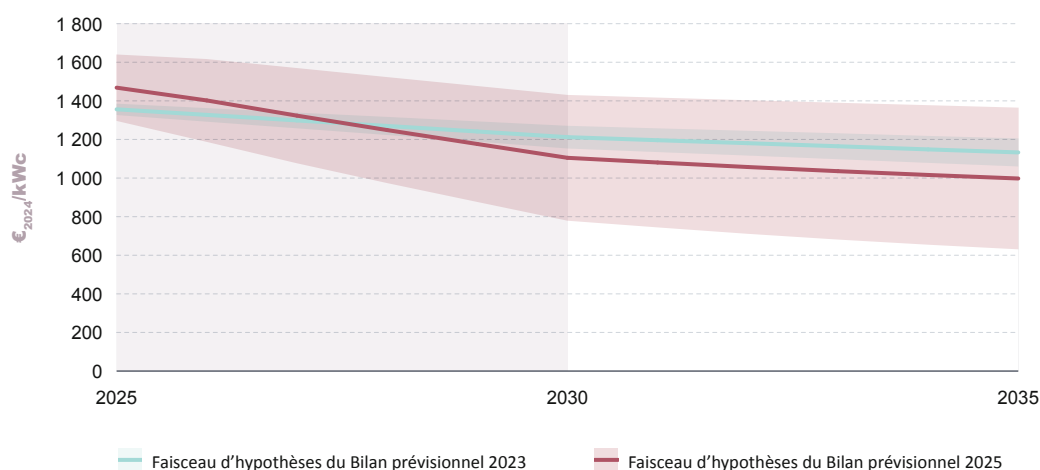
modules – historiquement bas¹⁰ et relativement objectivable du fait de la prédominance des importations en provenance de Chine¹¹ – constitue un élément favorable, il ne représente qu'une part limitée du coût total d'une installation photovoltaïque (7 à 14 %).

Les autres postes de coûts, principalement non matériels (installation, développement, etc.), n'affichent plus de tendance à la baisse.

La littérature demeure généralement très optimiste quant aux perspectives de diminution des CAPEX, mais cette dynamique ne se matérialise pas à ce stade en France : les analyses de la CRE portant sur les appels d'offres photovoltaïques témoignent d'une stabilité des coûts d'investissement (hors coût de financement). Plusieurs facteurs peuvent expliquer cet écart, notamment un cadre national plus contraint en matière de foncier accessible ou de contraintes d'urbanisme, et des effets d'échelle plus limités, même si le rythme soutenu de développement observé ces dernières

Figure 6.3

Coût unitaire (hors raccordement) d'un mix d'installations photovoltaïques cohérent avec la répartition indiquée dans la PPE3, soit environ 30 % d'installations au sol, 10 % de projets agrivoltaïques, 20 % d'installations sur grandes toitures et 40 % sur petites et moyennes toitures



10. Le prix des modules a été divisé par 15 en 10 ans, avec un prix moyen estimé autour de 110 €/kWc en 2025.

11. La France est très fortement dépendante de la Chine pour son approvisionnement en module. Parmi les projets lauréats de la 8^e période de l'AO PV Sol, les modules chinois représentent 99,8 % de la puissance installée prévue.

années a pu favoriser une structuration progressive de la filière.

Dans ce contexte, RTE met à jour ses hypothèses relatives au photovoltaïque pour tenir compte de trois éléments : (i) l'absence de forte baisse observée des coûts, (ii) un réalignement à l'horizon 2030 avec les ordres de grandeur présents dans la littérature, et (iii) l'élargissement significatif du cône d'incertitude associé aux trajectoires de coûts.

Les coûts de la filière photovoltaïque dépendront par ailleurs de la répartition effective des futures installations entre les différents segments (petites, moyennes et grandes toitures, photovoltaïque au sol, agrivoltaïsme). La répartition affichée dans la PPE3 comprend de l'ordre de 60 % de capacités sur toiture, dont 40 % sur petites et moyennes toitures, complétées par 30 % d'installations au sol et 10 % de capacités agrivoltaïques. Des analyses de sensibilité du coût complet annualisé du système électrique avec cette répartition des objectifs de développement de la filière photovoltaïque entre ses différents segments sont par ailleurs présentées en section 6.5.2.

Éolien terrestre : des baisses attendues des coûts qui tardent à se concrétiser, dans un marché français particulièrement contraint en termes de taille de turbines

Les coûts des matériels demeurent le poste de dépense principal pour les installations éoliennes terrestres. Les coûts des turbines représentent environ 60 % des coûts d'investissement des parcs mis en service en 2024, et constituent l'inducteur principal du coût des installations éoliennes terrestres.

Depuis plusieurs années, le cadre réglementaire et les enjeux d'acceptabilité des parcs éoliens terrestres limitent le déploiement des modèles de turbines les plus récents, de plus grande puissance. Depuis 2020, l'éolienne moyenne mise en service en France a une capacité installée de 3 MW, un moyeu situé à 100 m et un rotor de 120 m de

diamètre, ce qui reste en-deçà des caractéristiques des machines disponibles et installées chez certains de nos voisins européens¹². La filière française ne bénéficie donc pas pleinement des effets d'échelle et d'apprentissage associés à ces technologies, ce qui se traduit par des coûts de turbines qui restent stables, voire en hausse.

Tout comme pour la filière photovoltaïque au sol, les résultats des récents appels d'offres vont dans le sens d'une stabilisation des coûts liés aux projets éoliens terrestres, avec des coûts d'investissement se situant actuellement autour de 1 700 €/kW₂₀₂₄.

Éolien en mer : des résultats d'appels d'offres au-dessus des trajectoires envisagées, du fait de la hausse durable des coûts d'investissement

L'éolien en mer se décompose en deux filières, éolien en mer « flottant » ou « posé », dont les coûts sont assez éloignés du fait de degrés de maturité industrielle différents. Le Bilan prévisionnel 2023 avait déjà pointé une hausse de 20 % des coûts entre 2021 et 2022, affectant les deux types d'installations. Cette hausse des coûts s'est prolongée au-delà de la crise et semble expliquer en partie l'échec de l'attribution du projet Oléron 1 (AO7) et la participation limitée à l'appel d'offres pour le projet de Centre Manche 2 (AO8)¹³. L'augmentation des coûts, liée en premier lieu à la hausse des taux d'intérêt et aux tensions sur les capacités industrielles (fabrication, transport et installation), est également largement documentée par la littérature.

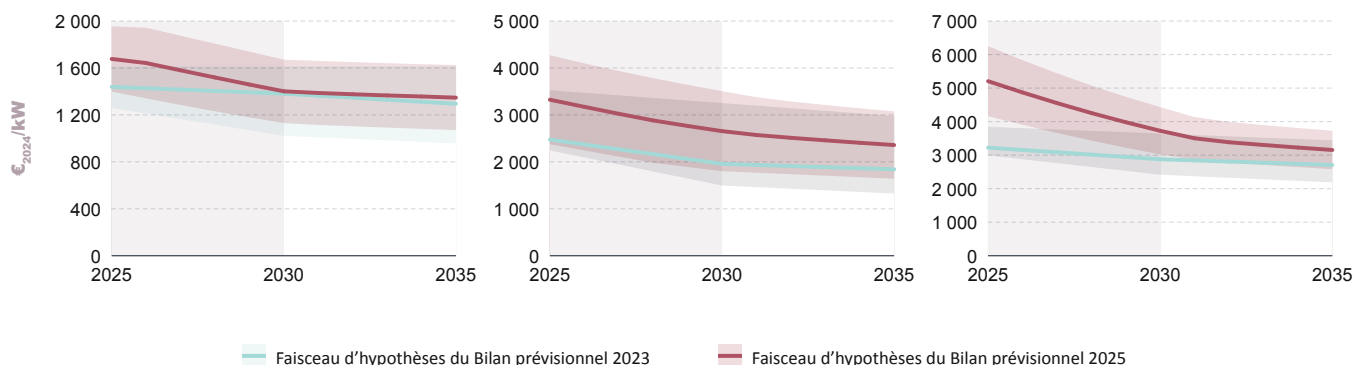
La trajectoire de référence proposée pour les coûts d'investissement de la technologie « posée » traduit cette augmentation. Du fait de temps de développement de projets de l'ordre de plusieurs années, les perspectives de coûts à l'horizon 2035 demeurent élevées.

Concernant l'éolien en mer flottant, la désignation, en 2024, des premiers lauréats d'appel d'offres

¹². D'après *WindEurope*, la puissance moyenne des turbines installées en France en 2025 s'est établie à 3,5 MW, contre 5,5 MW pour l'Allemagne, 5,7 MW pour l'Espagne ou encore 4,5 MW pour le Royaume-Uni. [Wind energy in Europe: 2025 Statistics and the outlook for 2026-2030 – WindEurope](#)

¹³. [Délibération de la CRE du 24 juin 2025 relative à l'instruction des offres déposées dans le cadre des dialogues concurrentiels n° 2/2022 portant sur une installation d'éoliennes en mer posées au large de l'île d'Oléron \(« AO7 »\) et n° 3/2022 portant sur une installation d'éoliennes en mer posées au sein de la zone « Centre Manche » \(« AO8 »\)](#)

Figure 6.4 Coût unitaire (hors raccordement) des technologies éolienne terrestre (à gauche), ainsi que de l'éolien en mer posé (au centre) et flottant (à droite), pour des mises en services jusqu'à 2035



«flottant» pour des parcs commerciaux (AO5 et AO6) fournit des éléments sur les coûts de développement attendus pour cette technologie. La trajectoire actuelle de coût unitaire s'appuie sur ces résultats d'appel d'offres, complétés par une revue de littérature.

Le raccordement des futurs parcs éolien en mer, posés comme flottant, représente une part importante du coût complet de ces projets. Tout comme pour l'édition 2023, les coûts de raccordement n'entrent pas dans le périmètre d'études retenu pour le Bilan prévisionnel 2025. En revanche, une analyse détaillée de ces coûts est présentée dans le SDDR (Schéma Décennal de Développement du Réseau), actualisé en 2025. RTE y souligne la hausse significative du coût des raccordement en mer mais met en avant des propositions pour (i) maximiser les retombées industrielles en France, (ii) lisser le rythme de développement des projets et (iii) maîtriser les coûts de raccordement.

Les hypothèses sur les coûts d'exploitation du parc fossile existant ont été actualisées

Le parc fossile français regroupe des moyens de production aux coûts et modes de fonctionnement très hétérogènes, que l'on peut regrouper, au minimum, en quatre grandes catégories : les centrales à cycles combinés gaz (CCG), les moyens de pointe, principalement constitués de turbines à combustion (TAC), les unités de cogénération et les centrales à charbon.

Au-delà des analyses en coût complet du système, les coûts du parc de production fossile constituent aussi des hypothèses structurantes pour la justification¹⁴ et le paramétrage du mécanisme de capacité¹⁵. Celui-ci doit en effet garantir une rémunération adéquate des moyens contribuant à la sécurité d'approvisionnement. À cette fin, les coûts particulièrement déterminants sont ceux qui n'ont pas encore fait l'objet d'une décision d'engagement, également désignés comme coûts évitables en termes économiques, par opposition aux coûts

¹⁴. Dans le cadre de la soumission du dossier d'aides d'État pour la refonte du mécanisme de capacité, ce dernier doit être justifié par un rapport dit de *National Resource Adequacy Assessment*, soumis à l'ACER. Ce rapport vise à montrer les problèmes de sécurité d'approvisionnement qui se manifesteraient si les capacités de production, en particulier des moyens de pointe et de flexibilité, n'étaient rémunérés que sur les marchés de l'énergie : <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/NRAA2025.pdf>.

¹⁵. Rapport de paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2026/2027 : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2026-02/2026-02-12-rapport-parametrage-mecanisme-capacite.pdf>.

Tableau 6.1 Coûts fixes d’exploitation et de maintenance des moyens thermiques existants

€/kW/an	Coûts fixes annuels d’exploitation et de maintenance
CCG	45 à 50
TAC	20 à 25
Cogénérations	30 à 70

échoués tels que les investissements initiaux. En pratique, il s’agit principalement des coûts fixes d’exploitation pour les moyens existants.

Les échanges avec les acteurs ont permis de reconduire ou d’actualiser les valeurs de coûts fixes d’exploitation et de maintenance associées à ces différents segments. Si ces valeurs apparaissent convergentes au regard des retours recueillis en concertation, RTE souligne qu’elles se situent toutefois dans une fourchette haute par rapport à la littérature disponible. À titre de comparaison, l’étude ERAA 2025 de l’ENTSOE retient, comme valeurs de référence en Europe (hors risque), des coûts compris entre 20 et 35 €/kW/an pour les CCG et entre 12 et 21 €/kW/an pour les TAC.

La tension sur le marché des turbines entraîne une augmentation des coûts de nouvelles installations thermiques

Dans la continuité des précédentes éditions, RTE considère deux filières pour les nouvelles installations thermiques décarbonées : les turbines à combustion alimentées en bioliquide et celles fonctionnant à l’hydrogène. Si ces deux options restent techniquement envisageables, le retard pris dans le développement de la filière hydrogène conduit, à ce stade, à privilégier les perspectives de déploiement du bioliquide, au moins jusqu’à l’horizon 2035.

S’agissant de filières pour lesquelles il n’existe pas encore de retour d’expérience à grande échelle,

l’hypothèse retenue par RTE – et confortée dans le cadre de la consultation publique – consiste à aligner le coût de l’option bioliquide sur celui d’une installation conventionnelle au méthane, et à intégrer un surcoût forfaitaire de 200 €/kW pour les installations alimentées à l’hydrogène.

Dans ce cadre, le coût des installations au méthane constitue un sous-jacent déterminant. Or, de nombreux acteurs et analyses signalent des tensions sur le marché mondial des turbines à combustion, résultant d’une forte croissance de la demande. L’exemple de l’Allemagne, qui projette le développement d’au moins 10 GW de nouvelles capacités, en est une illustration, mais la dynamique mondiale (pays du Golfe, Asie) contribue également à exercer une pression haussière sur le coût de ces installations.

Les hypothèses finalement retenues sont un coût de 800 €₂₀₂₄/kW pour les TAC fonctionnant au bioliquide, et de 1000 €₂₀₂₄/kW pour celles fonctionnant à l’hydrogène.

Les coûts des modules de stockage ont connu une très forte baisse, supérieure aux attentes, et qui devrait se poursuivre

Les systèmes de stockage d’électricité par batterie ont connu une baisse de coûts bien plus rapide qu’anticipé il y a encore quelques années par les acteurs du secteur, comme par la littérature disponible. Cette évolution s’explique principalement

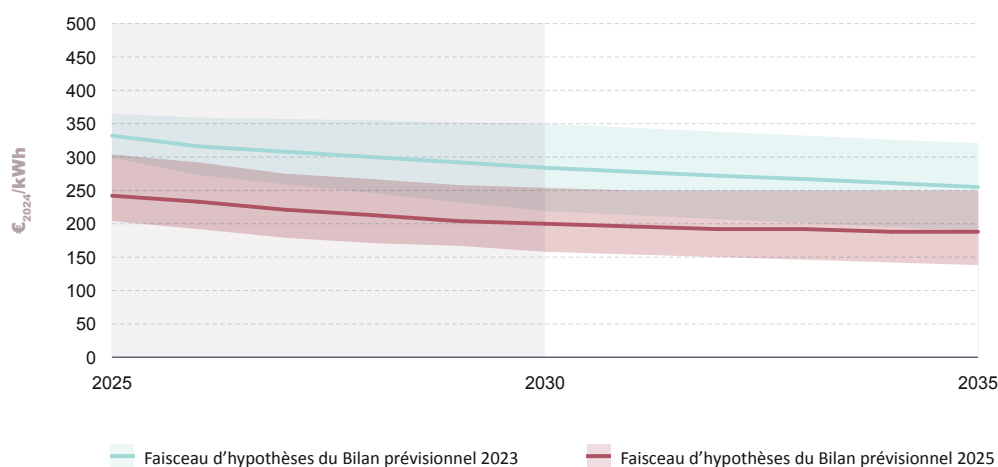
par la chute très importante du coût des modules – pour la fabrication desquels la Chine détient aujourd’hui une situation de quasi-monopole – dans un contexte de surcapacité massive de production (la capacité de production couvre aujourd’hui trois fois la demande mondiale¹⁶), de progrès technologiques, d’économies d’échelle et de baisse du prix du lithium.

Si l’optimisme demeure largement partagé parmi les acteurs et les sources consultées par RTE, il convient néanmoins de souligner que cette forte dépendance à la Chine constitue un important facteur d’incertitude. Elle expose en particulier à des risques liés à l’évolution future de la surcapacité de production (maintien ou résorption) ainsi qu’à la possibilité de mesures commerciales restrictives

sur les exportations d’équipements, dans un contexte géopolitique mondial très incertain.

À l’horizon 2035, la technologie lithium-fer-phosphate (LFP) demeure la chimie de batterie de référence, et les ratios «énergie/puissance» (durée maximale de décharge à pleine puissance) des projets typiques s’échelonnent entre 2 et 4 heures. Afin de tenir compte de ces évolutions, les hypothèses prospectives de coûts des modules de stockage ont été revues significativement à la baisse, en cohérence avec un consensus large parmi les contributions à la consultation publique : celles-ci correspondent, au périmètre du coût complet du système hors raccordement, à un point de passage à 200 €/kWh (resp. 160 €/kWh) pour une batterie 2-heures (resp. 4-heures) en 2030.

Figure 6.5 Coût unitaire (hors raccordement) des batteries – illustration pour une batterie avec deux heures de stock



16. Source : IEA (2025), *The battery industry has entered a new phase*, IEA, Paris

6.3 L'analyse des coûts complets du système : les coûts du système électrique français étant majoritairement fixes, le coût moyen dépend principalement du volume de consommation

Plusieurs indicateurs permettent de rendre compte de l'évolution des coûts du système électrique. Les montants bruts d'investissements engagés sur une période donnée sont par exemple fréquemment mobilisés dans le débat public. Ils doivent néanmoins être interprétés avec une grande prudence. D'une part, ils ne couvrent généralement qu'une partie des coûts réels du système électrique, en excluant les coûts de financement ou les coûts fixes d'exploitation (ces derniers représentent, par exemple, la moitié des coûts du parc nucléaire historique). D'autre part, ces investissements sont généralement amortis sur le temps long. Cela

conduit à lisser sur un grand nombre d'années leurs conséquences effectives pour l'économie du système électrique, ce dont ne rend pas compte la présentation monolithique d'un montant brut total d'investissements.

Pour évaluer le coût de fonctionnement du système électrique français, RTE privilégie ainsi l'indicateur de coût complet. Cet indicateur englobe un périmètre de coûts plus exhaustif et clairement défini, et intègre les différences de durée de vie des actifs en annualisant les coûts d'investissements.

DES BESOINS D'INVESTISSEMENTS SIGNIFICATIFS ET DOCUMENTÉS, QUI DOIVENT ÊTRE MIS EN REGARD DES BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES QU'ILS GÉNÈRENT SUR LE TEMPS LONG

Dans le débat public, différents montants d'investissements associés à la transition énergétique sont évoqués par les parties prenantes : ceux-ci portent souvent sur des périmètres différents. S'il est aujourd'hui clair que les investissements à consentir dans le système électrique pour sortir des énergies fossiles et pour maintenir un haut niveau de sécurité d'alimentation en France sont importants, il convient d'intégrer l'ensemble des investissements dans les calculs et surtout de prendre en compte la durée sur laquelle ceux-ci s'amortissent pour assurer une communication méthodologiquement robuste de ces dépenses.

Ce point méthodologique apparaît tout particulièrement essentiel s'agissant du système électrique français, qui est constitué en grande partie d'infrastructures très capitalistiques : les renouvelables, le nouveau nucléaire ou encore les réseaux nécessitent tous des dépenses d'investissements importantes au cours des prochaines années (à hauteur de plusieurs dizaines de milliards d'euros chacun). **Néanmoins, ces dépenses sont étalées sur le temps long : elles s'amortissent ainsi sur plusieurs décennies et ont par conséquent un impact atténué sur le coût à payer par les consommateurs dans les prochaines années.** Elles permettront par ailleurs de faire fonctionner un système électrique avec des dépenses de fonctionnement relativement faibles, et de réduire les coûts consentis chaque année par la France pour l'import de combustibles fossiles.

Les incidences économiques d'une stratégie de décarbonation profonde ont été chiffrées par des rapports d'experts (rapport Pisani-Ferry – Mahfouz de 2023), et les investissements requis identifiés par l'État dans la PPE 3 publiée en février 2026.

Dans le débat, un chiffre de 300 Md€ de coût associé au projet de PPE3 initialement mis en consultation a régulièrement été cité par certaines parties prenantes.

D'une part, ce chiffre inclut des investissements qui ne sont pas propres aux renouvelables : il intègre par exemple les dépenses d'adaptation au changement climatique et de renouvellement des infrastructures de réseau qui sont, par nature, indépendantes des choix publics sur l'évolution du mix ou même de l'évolution de la consommation d'électricité ainsi que les besoins de raccordement et le renforcement du réseau liés aux consommateurs et aux futurs groupes nucléaires.

D'autre part, il intègre *a priori* des dépenses qui ne relèvent pas de l'investissement, notamment certaines dépenses de fonctionnement du système électrique, des charges budgétaires liées au soutien aux énergies renouvelables (CSPE), ou encore des externalités, qui viennent s'ajouter aux dépenses d'investissement.

Enfin, ce chiffre n'intègre pas d'autres dépenses qui sont pourtant prévues pour permettre le développement d'un système électrique permettant l'atteinte des objectifs publics de décarbonation : par exemple, ceux associés à la filière nucléaire qui s'élèvent selon la Cour des comptes¹⁷ à près de 90 Md€ courants entre 2025 et 2040 pour la prolongation des réacteurs nucléaires existants, près de 30 Md€ courants de dépenses entre 2027 et 2040 pour les infrastructures de l'aval du cycle du combustible nucléaire ou encore plus de 115 Md€ courants d'investissements cumulés en 2040 sous l'hypothèse de la construction de 14 réacteurs EPR2 à terme pour le nouveau nucléaire.

En tout état de cause, il apparaît essentiel de communiquer sur des périmètres clairement définis et de distinguer les dépenses amorties sur le temps long qui se substituent à des dépenses opérationnelles et à d'autres dépenses du système électrique. L'indicateur de coût complet du système électrique permet de tenir compte de ces différents effets.

¹⁷. Source : Cour des comptes, *Le modèle économique d'Électricité de France (EDF), communication à la commission des finances de l'Assemblée nationale*, septembre 2025, page 92.

6.3.1 Dans une configuration de décarbonation rapide associée à une poursuite du développement de la production bas-carbone, les coûts du système rapportés à la consommation sont relativement stables entre 2025 et 2035

RTE a établi dans ses précédents rapports que, dans un scénario caractérisé par une forte électrification et une trajectoire ambitieuse de développement des énergies renouvelables, l'évolution du coût complet du système apparaît maîtrisée, une fois rapporté à la consommation. En effet, bien que les coûts totaux augmentent en valeur absolue du fait du déploiement de nouvelles capacités, ils sont alors répartis sur un périmètre plus large en raison de la progression de la quantité totale d'électricité consommée.

Les coûts du système électrique français sont, pour l'essentiel, fixes et associés à des

investissements passés, en particulier sur l'horizon temporel couvert par le Bilan prévisionnel 2025.

Dès lors, les évolutions des perspectives de coûts d'investissement évoquées précédemment ne modifient pas de manière significative le diagnostic établi dans une configuration d'atteinte des objectifs publics, pour l'horizon à dix ans.

Dans le détail, deux éléments contribuent à orienter légèrement les coûts bruts de production à la baisse de manière structurelle :

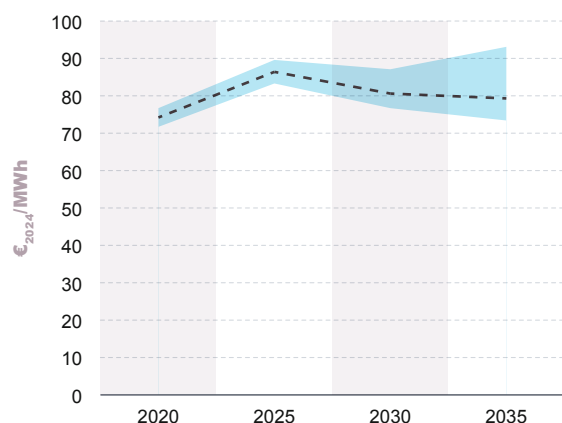
- Une réduction des coûts liée à la diminution des capacités installées, résultant du report dans le temps des trajectoires de déploiement, notamment pour l'éolien en mer, et, le cas échéant, pour certaines filières d'énergies renouvelables selon les trajectoires envisagées. Il convient toutefois de noter que cet effet est partiellement compensé par l'augmentation des coûts unitaires mentionnée précédemment.
- Une baisse significative du coût des batteries, dont l'incidence varie selon le volume intégré dans les différents bouquets de flexibilités.

Au-delà de ces deux effets structurels, l'alignement méthodologique avec la CRE sur le périmètre des coûts du nucléaire conduit à exclure du périmètre de l'analyse certaines composantes extra-comptables, estimées à environ 2,4 Md€₂₀₂₄/an¹⁸. L'exclusion de ce coût fixe du périmètre de l'analyse s'applique de manière uniforme sur tous les scénarios étudiés et sur tout l'horizon de temps couvert par le Bilan prévisionnel, et n'influe pas sur les dynamiques observées ni sur les comparaisons entre scénarios.

Ces ajustements, selon les hypothèses retenues pour le développement des futures installations ou des prix des commodités, conduisent à un coût brut total de production d'électricité en France (hors recettes de la balance commerciale) compris

Figure 6.6

Indice de compétitivité de la production d'électricité en France dans un scénario de décarbonation rapide (coût complet annualisé de long terme rapporté à l'électricité consommée)



Note : L'indice de compétitivité de la production d'électricité correspond au coût brut de long terme de l'ensemble de la production électrique et des flexibilités en France. La plage d'incertitude correspond aux variantes sur les prix des commodités, sur les coûts unitaires des capacités dont les hypothèses ont été revues (batterie, éolien, PV) ou sur les trajectoires de développement des EnR appliquées au scénario de décarbonation rapide.

¹⁸. Environ 5 €/MWh lorsque le coût complet est rapporté à l'énergie consommée.

entre 43,4 et 50,0 Md€₂₀₂₄/an à l'horizon 2030, et entre 43,3 et 58,6 Md€₂₀₂₄/an à l'horizon 2035.

Toutefois, ces dynamiques de coûts s'accompagnent d'une révision à la baisse des trajectoires de consommation. Même dans les scénarios permettant l'atteinte des objectifs publics, l'hypothèse de

consommation annuelle est revue de 535 à 510 TWh en 2030 (voir chapitre 2). Dans ce contexte, le coût moyen rapporté à la consommation¹⁹ s'établit autour de 80 €₂₀₂₄/MWh à l'horizon 2030-2035 dans un scénario d'électrification associé à la trajectoire R3 de développement des énergies renouvelables, en très légère baisse par rapport à son niveau actuel.

6.3.2 En situation de surcapacité, le coût complet du système électrique rapporté à la consommation (en €/MWh) augmente, dans des proportions toutefois plus faibles qu'en situation de « sous-capacité »

Une faible croissance de la consommation conduit à amortir des coûts du système électrique, essentiellement fixes, sur un volume d'électricité moindre, ce qui augmente mécaniquement le coût moyen de l'électricité

Dans un contexte de décarbonation lente ou de stagnation de la consommation, le système électrique français est marqué par une sollicitation très réduite des centrales thermiques fossiles (les plus coûteuses dans l'ordre de préséance économique). Cela se traduit par une diminution des coûts variables de fonctionnement, renforcée par la perspective d'un prix du CO₂ supposé plus faible dans un contexte de non atteinte des objectifs de décarbonation. En outre, comme détaillé dans le chapitre 5, cette configuration n'entraîne pas de besoin capacitaire additionnel, permettant ainsi de réaliser des économies sur les coûts liés au développement du bouquet de flexibilités associé. L'ensemble de ces effets se traduit par une diminution des coûts bruts du système électrique de l'ordre de 1 Md€₂₀₂₄/an à l'horizon 2030.

Dans un tel scénario, les prix de marché moyens diminuent par ailleurs très significativement, comme détaillé ci-après dans la section 6.4. Cela entraîne une forte diminution de la valeur de la balance commerciale, bien que celle-ci augmente en volume. Ceci conduit donc à augmenter les coûts « nets » du système électrique (*i.e.* coûts diminués de la valeur du solde exportateur).

La diminution de la valeur de la balance commerciale apparaît d'un ordre de grandeur similaire

à l'économie constatée sur les coûts variables de production. Ces deux effets, qui sont par ailleurs faibles en comparaison des coûts totaux du système électrique français, tendent donc à se compenser. Ceci conduit à une certaine stabilité du coût brut de fonctionnement du système électrique (en milliards d'euros annuel) entre les scénarios caractérisés par une forte hausse ou une faible évolution de la consommation, toutes choses égales par ailleurs.

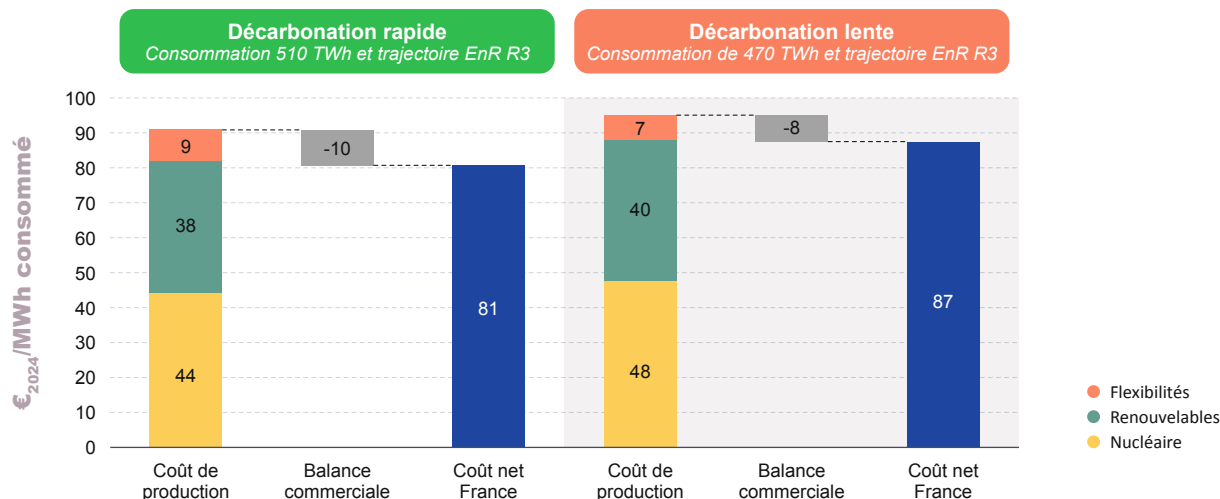
En revanche, du fait de cette relative stabilité des coûts totaux, une consommation plus faible se traduit mécaniquement par une augmentation du coût moyen de l'électricité rapporté à la consommation. Les coûts, essentiellement fixes, du système électrique français sont en effet à amortir sur un volume d'électricité moindre que dans les scénarios de décarbonation rapide. En d'autres termes, dans ce type de configuration, certains actifs de production bas-carbone ne sont pas utilisés à leur plein potentiel.

En 2030, la différence de volume d'électricité consommée entre la trajectoire de décarbonation rapide (510 TWh) et la trajectoire de décarbonation lente (470 TWh) entraîne une augmentation du coût complet par unité d'électricité consommée, passant d'environ 78-82 €₂₀₂₄/MWh à 84-91 €₂₀₂₄/MWh selon les trajectoires de développement des énergies renouvelables. En cas de stagnation de la consommation à 450 TWh, les coûts augmentent davantage, et s'établissent dans une plage entre 87 et 95 €/MWh.

¹⁹. Indicateur obtenu en soustrayant des coûts de production les recettes liées aux exportations, puis en les rapportant à la consommation domestique.

Figure 6.7

Comparaison du coût complet annualisé du système électrique (hors réseaux) entre les scénarios de décarbonation rapide et de décarbonation lente



L'effet sur le coût moyen de l'électricité associé à la surcapacité est nettement inférieur au surcoût induit par la crise énergétique de 2022-2023 mais il est susceptible de se prolonger sur plusieurs années à la différence de la crise

En cas de retard de l'électrification d'ici 2030, la hausse des coûts moyens de l'électricité, estimée à environ 10%, resterait largement inférieure à celle constatée pendant la crise énergétique de 2022, quand ces coûts avaient augmenté en moyenne de 40%.

Cette crise a résulté de la combinaison d'une forte augmentation des prix du gaz à l'échelle européenne, répercutée sur le prix de l'électricité²⁰, et d'un fort aléa sur les volumes de production bas-carbone en France. La gestion des phénomènes de corrosion sous contrainte dans le parc nucléaire et la faible hydraulité ont en effet provoqué un épisode de sous-capacité de la production bas-carbone, entraînant un recours accru à la filière gaz ainsi qu'une inversion historique de la balance commerciale, une première depuis 1980.

Dans l'hypothèse où la production nucléaire et hydraulique aurait été à son niveau habituel, le coût moyen de l'électricité en France serait resté relativement stable par rapport à son niveau historique, entre 75 et 80 €/MWh₂₀₂₄, et ce quel que soit le prix du gaz. En effet, le surcoût lié à la production des centrales à gaz – dont certains volumes restent incompressibles en raison d'usages industriels, de production de chaleur ou parce que les CCG françaises sont relativement compétitives dans le mix européen – aurait été compensé par les recettes importantes que la France aurait pu enregistrer si le solde exportateur s'était maintenu pendant la crise.

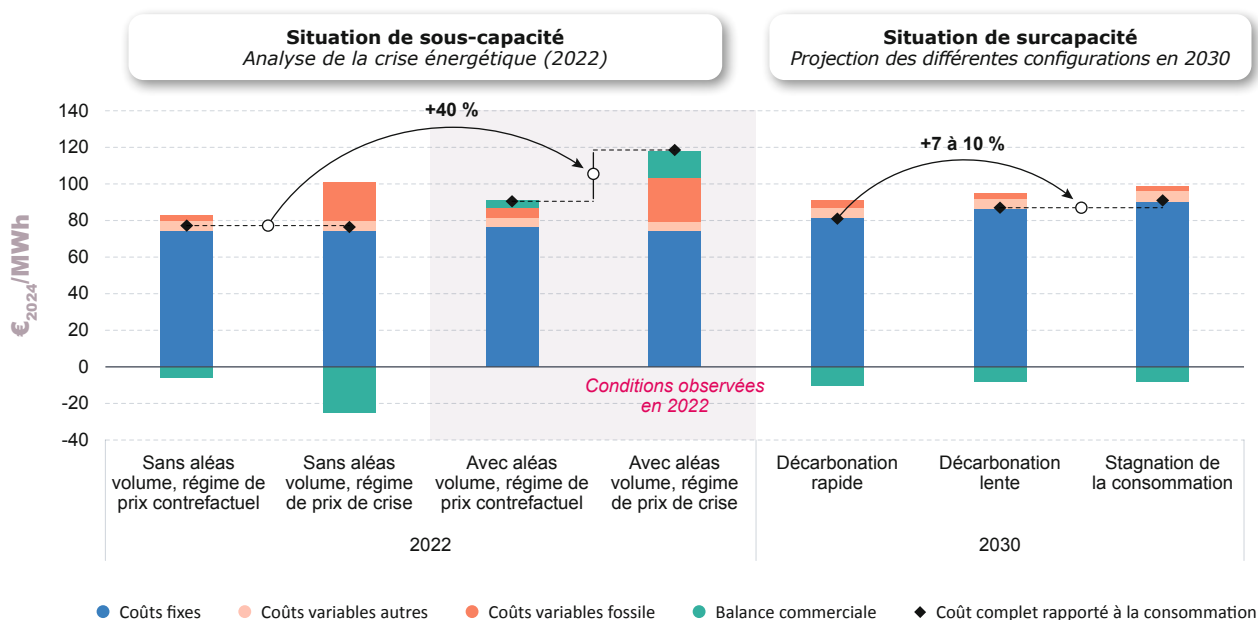
Le coût de l'électricité en 2022 avait été estimé en forte hausse, à environ 120 €/MWh₂₀₂₄ dans le Bilan prévisionnel 2023²¹. En théorie, une part est imputable à la situation de la sous-capacité et l'autre à la hausse des prix du gaz. Dans les faits, il n'est pas possible d'isoler strictement l'incidence de la seule sous-capacité pour l'approvisionnement de l'électricité car elle a largement contribué à la crise du marché gazier.

20. Voir Bilan Prévisionnel 2023

21. Bilan Prévisionnel 2023, Chapitre 9 - Économie du système électrique, figure 9.29

Figure 6.8

Comparaison de l'effet sur le coût complet (rapporté à la consommation) entre la situation de sous-capacité en 2022 et les scénarios prospectifs de stagnation de la consommation



Même dans une situation très hypothétique dans laquelle le prix du gaz serait resté à son niveau historique (autour de 20 €/MWh), la moindre production nucléaire et hydraulique aurait conduit à une augmentation du coût moyen de l'électricité de 15 à 20 %.

Au-delà de la hausse des coûts de production, il convient de rappeler que la forte tension sur les marchés de l'électricité s'est traduite par une envolée des prix et, in fine, des augmentations très fortes des factures pour les consommateurs, qui ont largement dépassé l'évolution des coûts de production. Cette situation a nécessité une intervention publique d'ampleur via différents dispositifs de soutien qui ont pesé sur les finances publiques.

Par ailleurs, la sous-capacité du système électrique français s'est certes résorbée dès 2023 mais ses effets économiques ont perduré et ont augmenté les factures des consommateurs au-delà de 2022. Les prix à terme pour livraison en 2023 et 2024, qui se retrouvent sur les factures d'électricité des consommateurs, de manière progressive, ont ainsi été cotés en moyenne à respectivement 370 €/MWh et 220 €/MWh durant l'année 2022.

La situation de sous-capacité a durablement marqué les esprits et a créé des conditions défavorables au développement d'une dynamique d'électrification. La consommation électrique reste encore aujourd'hui de l'ordre de 20 TWh plus faible qu'en 2021, et même de l'ordre de 30 TWh plus faible qu'avant la crise sanitaire.

6.4 Au-delà des effets sur le coût moyen du système électrique, une faible progression de la consommation a des effets très marqués sur les prix et les équilibres économiques entre producteurs et consommateurs

6.4.1 Après deux années de maintien autour de 60 €/MWh, les prix de l'électricité sont en nette baisse sur les marchés à terme pour les prochaines années

Le niveau moyen des prix de l'électricité est resté relativement stable ces deux dernières années, s'établissant en moyenne à 61 €/MWh²² sur l'année 2025, un niveau similaire à celui de l'année 2024.

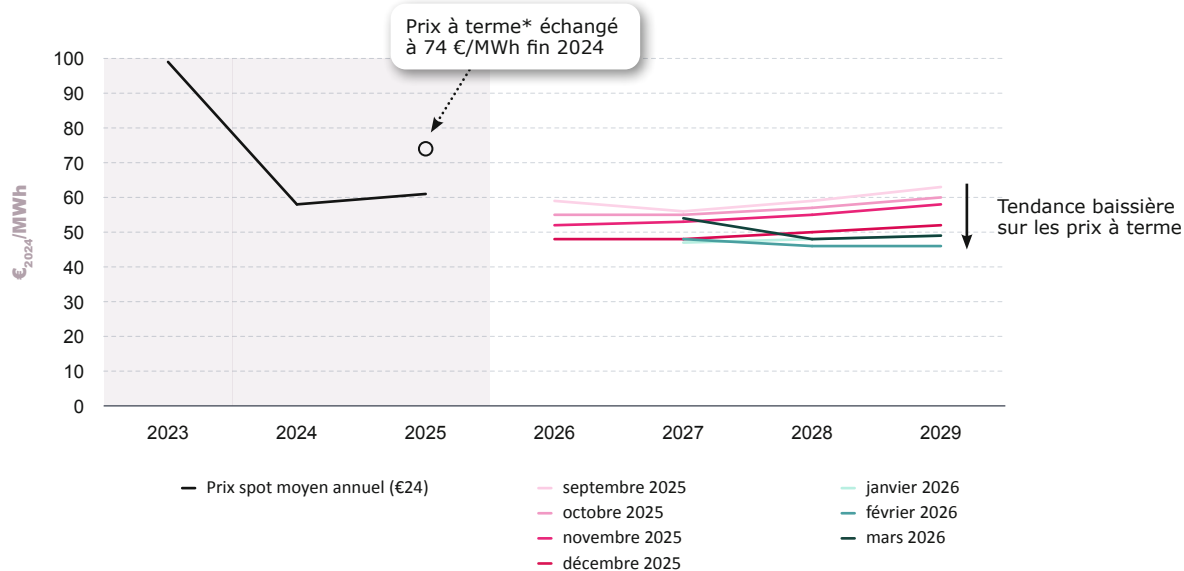
Ce prix moyen masque une forte variabilité des prix de l'électricité entre des prix particulièrement hauts en début d'année 2025, en lien avec des prix élevés des commodités, et des prix significativement plus faibles dans

le reste de l'année, traduisant le phénomène naissant de surcapacité.

Un record d'occurrences de prix nuls ou négatifs a été observé en 2025, avec 513 heures de prix spot négatif. Ces épisodes ne représentent toutefois qu'environ 6 % des heures de l'année, et plus de la moitié de ces épisodes correspondent à des prix spots très faiblement négatifs, entre 0 €/MWh et 0,1 €/MWh. La production

Figure 6.9

Représentation de l'évolution des prix de marché de l'électricité en France pour une livraison jusqu'en 2029 (€/MWh)



* Prix pour livraison en base annuelle

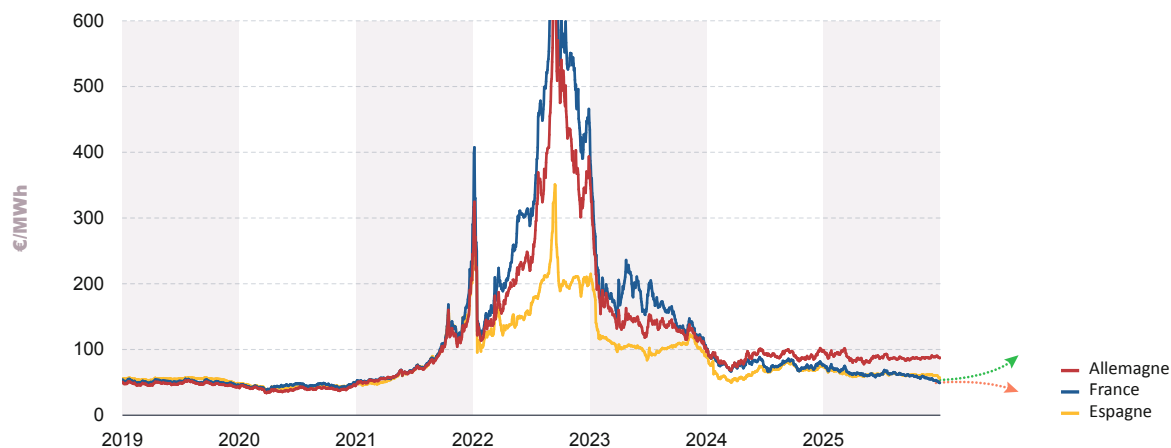
** Année 2029 présentée de façon indicative compte tenu de la faible liquidité de ce produit sur le marché

Source : EEX Group, EPEX Spot SE

22. Moyenne annuelle des prix spot.

Figure 6.10

Évolution des prix à terme pour livraison en base l'année suivante, en France, Allemagne et Espagne



renouvelable n'est donc pas majoritairement vendue à prix négatifs.

Un indicateur de prix plus pertinent consiste à examiner le prix capté par chaque filière, c'est-à-dire la moyenne des prix pondérée par les profils de production²³. Les prix captés ont fortement baissé depuis la crise énergétique, mais demeurent largement positifs en 2025 : 40 €/MWh pour le solaire (-5 % par rapport à 2024) et 57 €/MWh pour l'éolien terrestre (+6 % par rapport à 2024), calculés suivant la méthodologie M0 des contrats de soutien. Cet indicateur présente toutefois des limites : il ne reflète pas nécessairement la stratégie de valorisation des acteurs sur les marchés, et reste un indicateur de marché de court terme, sensible à de nombreux paramètres exogènes.

L'observation des marchés à terme au cours du second semestre 2025 montre par ailleurs une baisse continue des prix pour les années de livraison, en base annuelle, entre 2026 et 2029 (avec néanmoins une faible liquidité pour l'année 2029 à ce stade²⁴). Cette évolution suggère que les acteurs de marché demeurent prudents, voire pessimistes, quant à une reprise rapide de la consommation.

À moyen terme, la courbe des prix à terme présentait, jusqu'à la fin de l'année 2025, une structure croissante avec les échéances : vu de 2025, les prix pour une livraison en 2028 étaient ainsi supérieurs à ceux anticipés pour une livraison en 2026. La forte baisse en niveau de la courbe des prix à terme enregistrée à la fin de l'année 2025 s'est accompagnée, au début de l'année 2026, d'une inversion de cette dynamique. Les prix à terme pour les échéances postérieures à 2028 se maintiennent désormais à des niveaux plus bas et relativement stable.

Les prix en France figurent parmi les plus bas d'Europe. Cela est particulièrement visible sur les prix à terme, avec des écarts de prix (*spreads*) de l'ordre de 30 à 40 €/MWh par rapport aux principaux pays voisins pour livraison l'année suivante, à l'exception notable de l'Espagne dont les niveaux sont proches de ceux de la France. Ces écarts se réduisent sur les maturités plus longues, tout en restant de l'ordre de 20 €/MWh (davantage de précisions dans le Bilan électrique²⁵).

23. À noter que la définition du prix capté ou du prix de capture diffère légèrement de celle prise en compte pour le calcul du complément de rémunération des moyens de production renouvelables, qui n'intègre pas les heures à prix négatifs.

24. Source : CRE, La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2024, rapport, juillet 2025 ; CRE, Activité des marchés de gros de l'électricité, Bulletin trimestriel, Troisième trimestre 2025).

25. <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2025/prix#Lesproduitsaterme>

6.4.2 Le décalage entre une production abondante et une consommation d'électricité stable positionne le système électrique dans un régime de prix bas

Les années de crise énergétique (2021 à 2023) ont été marquées par des prix spot exceptionnellement élevés, dépassant en moyenne 95 €/MWh. À l'inverse, les années suivantes (2024 et 2025) ont vu les prix revenir à des niveaux plus modérés, autour de 60 €/MWh.

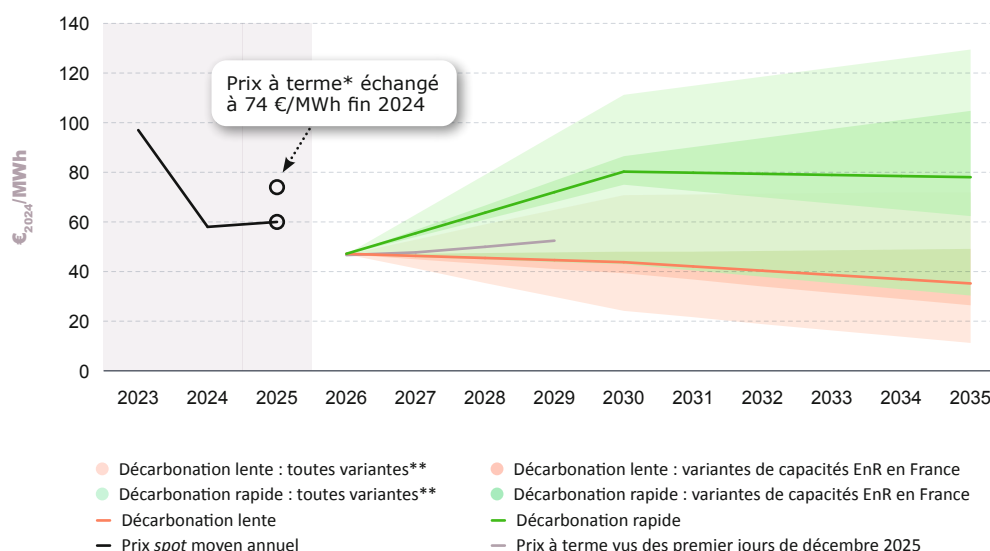
Comme dans le Bilan prévisionnel 2023, RTE réalise des estimations des tendances de long terme des prix à l'horizon 2035 correspondant aux hypothèses considérées pour la consommation, la production et les prix des combustibles.

Ces estimations ne correspondent pas à des prévisions de prix.

Dans le prolongement de la tendance observée, tant sur les marchés spot que sur les marchés à terme, les prix de l'électricité devraient rester durablement bas si le contexte de production abondante et de consommation stable se maintenait. Ils pourraient alors s'établir entre 35 et 50 €/MWh en 2030, contre environ 80 €/MWh dans une trajectoire de forte électrification conforme aux objectifs publics.

Ces niveaux de prix relativement bas s'expliquent par le fait que, sans rebond significatif de la consommation, les technologies bas-carbone – en particulier le nucléaire et les renouvelables variables – devraient contribuer à la formation du prix de l'électricité pendant plus de 60% de l'année, et jusqu'à plus de 70% dans le *stress-test*

Figure 6.11 Prix projeté dans les simulations (€/MWh)



* Prix pour livraison en base annuelle

** Variantes intégrant les incertitudes sur les prix des commodités (en 2030, gaz entre 15 et 45 €/MWh, charbon entre 50 et 150 €/t, CO₂ entre 50 et 150 €/t), le retard sur la consommation, les hypothèses de parc européen et le comportement du nucléaire

Avertissement : les régimes de prix ici présentés sont déduits des modélisations d'équilibre offre-demande utilisées par RTE, à partir des coûts marginaux horaires issus des simulations du système européen. Les valeurs présentées correspondent à des moyennes obtenues dans un cadre d'hypothèses donné mais les niveaux de prix sont en pratique très sensibles aux conditions météorologiques et aux hypothèses sur les coûts de combustible. Elles ne correspondent pas à des prévisions de prix mais reflètent des tendances de long terme selon des hypothèses sur la consommation, la production et les prix des combustibles.

Sources pour les prix jusqu'en 2025 : EEX Group, EPEX SPOT SE. Entre 2026 et 2035 : analyses RTE

fondé sur une stagnation de la consommation. La dépendance du prix de marché aux prix des commodités (notamment au prix du gaz) serait donc fortement réduite dans un scénario sans reprise marquée de la demande. Des taux de marginalité bas-carbone aussi élevés complexifient toutefois considérablement l'estimation du prix : la formation du prix lorsque les technologies bas-carbone sont marginales et que le prix descend à des niveaux faibles dépend alors de comportements qui sont parfois difficiles à modéliser (gestion du nucléaire en valeur d'usage en fonction des caractéristiques des différents réacteurs, dépendance aux incitations inscrites dans les contrats de soutien public pour les énergies renouvelables, etc.).

À l'inverse, l'atteinte des objectifs publics en matière de consommation électrique réduirait cette part à environ 30 %, des niveaux similaires à ceux déjà obtenus dans les projections du Bilan prévisionnel 2023.

Cependant, même dans ce contexte de forte marginalité bas-carbone, les prix de marché ne deviennent pas pour autant prévisibles.

Ils restent sensibles à de nombreux paramètres, y compris extérieurs au système électrique français – tels que les prix des commodités, la structure du parc de production ou encore les volumes de consommation européens. Ces incertitudes ont conduit RTE à élaborer plusieurs variantes prospectives, aboutissant à un large éventail de prix de marché, quel que soit le niveau de consommation considéré.

En particulier, en l'absence d'augmentation significative de la demande en Europe, le prix de marché moyen pourrait se situer entre 20 et 70 €₂₀₂₄/MWh. Cette large fourchette – qui illustre que, même dans un scénario où la dépendance au gaz est réduite, la sensibilité aux conditions de marché internationales demeure forte - reflète des hypothèses contrastées sur les prix des commodités, la consommation et le rythme de développement des renouvelables. La fourchette basse correspond à la combinaison de prix du gaz faibles, d'une consommation atone et d'un déploiement rapide des renouvelables.

Encadré 6.3

DES DYNAMIQUES DE MARCHÉ QUI RAPPELLENT LES ANNÉES 2010

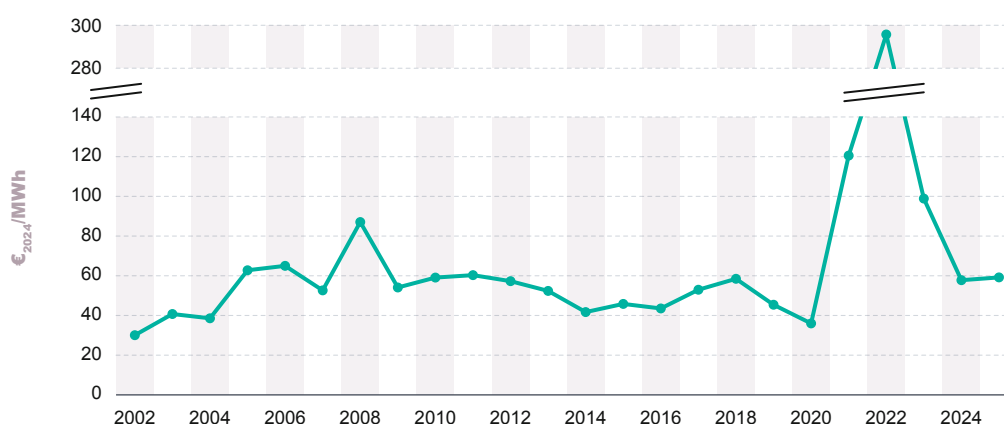
Le régime de prix constaté autour de 60 €/MWh₂₀₂₄ marque un retour aux niveaux moyens observés dans les années 2010. Les préoccupations de l'époque résonnent d'ailleurs avec celles d'aujourd'hui : à la sortie de la crise économique de 2008-2009, la consommation d'électricité stagnait tandis que la production renouvelable poursuivait sa montée en puissance, soutenue par des dispositifs d'aide publique. Cette situation avait conduit à une forte baisse des prix de gros et à l'apparition des premiers prix négatifs dès 2012.

La situation avait alors mis sous tension la rentabilité des moyens de production : la décorrélation entre les prix de marché et les coûts de production avait conduit à la dépréciation d'actifs et à la fermeture anticipée de certaines capacités chez plusieurs

énergéticiens européens – soulevant de premières inquiétudes quant à la soutenabilité économique du système et au maintien des capacités pilotables nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Dans ce contexte, les pouvoirs publics et les acteurs du système électrique avaient déjà identifié la nécessité de renforcer la flexibilité des énergies renouvelables, notamment en limitant la rémunération garantie en période de prix négatifs et en favorisant leur intégration progressive au mécanisme d'ajustement²⁶. Ces pistes visaient à mieux aligner la production renouvelable avec les signaux de marché et à limiter les épisodes d'écrasement des prix de gros, lesquels avaient contribué indirectement à une hausse des prix de détail, principalement via le financement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.

Figure 6.12 Historique du prix spot moyen annuel (€/MWh₂₀₂₄)



Source: EPEX SPOT SE

²⁶. [La crise du système électrique européen, Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective, Janvier 2014.](#)

6.4.3 Un niveau de prix bas bénéficie aux consommateurs, mais se traduit par des moindres revenus pour les producteurs et une charge accrue pour les finances publiques

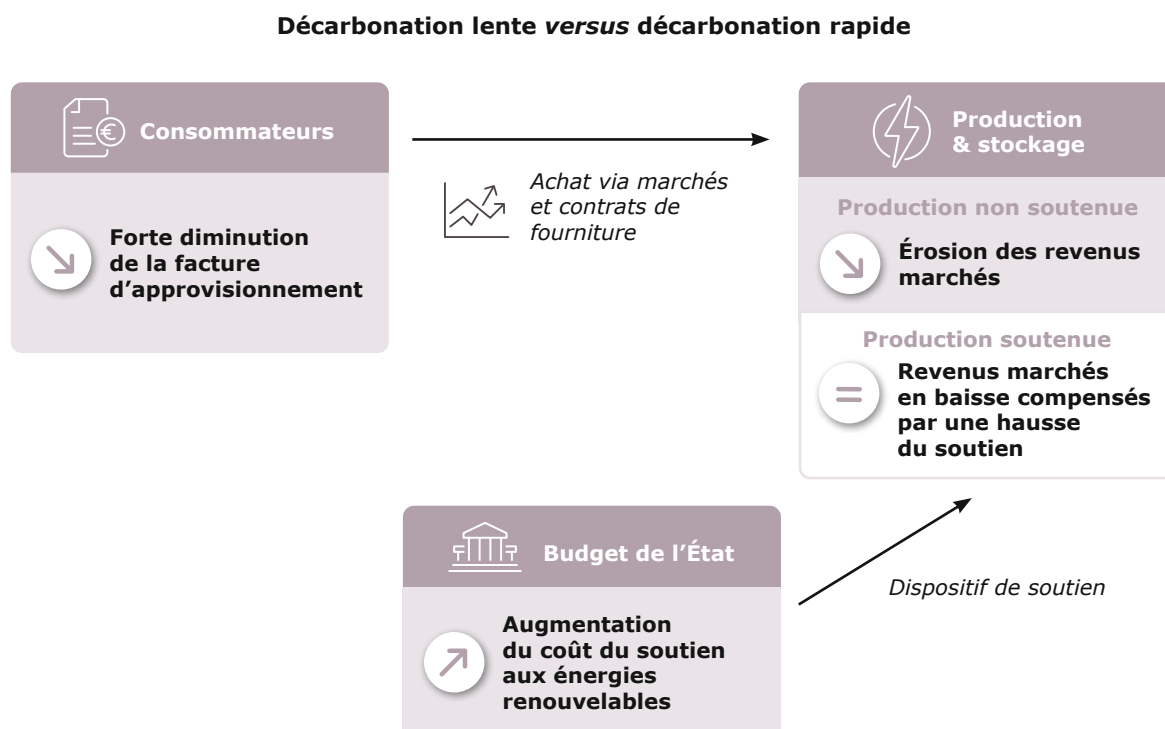
Le régime de prix bas identifié dans une configuration de stagnation ou d'une faible croissance de la consommation entraînerait, toutes choses égales par ailleurs, une diminution significative du coût de l'approvisionnement en électricité via les marchés pour les consommateurs. Cette situation constituerait un signal économique favorable à l'électrification et au développement de nouveaux usages de l'électricité, pouvant ainsi contribuer à une réduction progressive de l'écart entre production et consommation.

Toutefois, un tel contexte s'accompagnerait en contrepartie d'une faible valorisation de l'électricité pour les producteurs et conduirait à une érosion importante de leurs revenus.

Si la période 2021-2023 a été marquée par des prix de marché supérieurs aux coûts – ayant notamment conduit à l'instauration de dispositifs tels que la contribution sur les rentes inframarginales – la persistance d'une consommation atone ou faiblement croissante présenterait un défi en matière de soutenabilité économique pour certains producteurs d'électricité.

En cas de faible croissance de la consommation, le manque à gagner total pour les producteurs sur les marchés (marché de gros, marché de capacité..) et avant prise en compte des mécanismes de soutien spécifiques aux énergies renouvelables s'établirait à environ 14 Mrd€₂₀₂₄/an. Il pourrait

Figure 6.13 Illustration des effets de la surcapacité sur la facture des consommateurs, soutien de l'État et coût complet des installations de production et stockage



atteindre jusqu'à près de 19 Md€₂₀₂₄/an en situation de stagnation de la consommation. Il convient de préciser que cette estimation repose sur des hypothèses normatives de coûts des filières, et que des écarts peuvent exister par rapport à la réalité comptable des différents acteurs.

Cet effet agrégé recouvre des situations contrastées selon les installations. Certaines bénéficient en effet de mécanismes de soutien, qu'il s'agisse de contrats d'obligation d'achat (OA) ou de complément de rémunération (CR). Depuis 2016, le coût de ces dispositifs n'influe plus directement sur une composante de la facture d'électricité des consommateurs. Depuis 2021, il est directement imputé au budget général de l'État (programme 345). Ce coût du soutien dépend très majoritairement de l'écart entre la valorisation de l'électricité sur le marché et le tarif garanti de l'installation.

En conséquence, dans un régime de prix bas, le coût du soutien public à la production d'électricité augmenterait d'environ 5 Md€₂₀₂₄/an par rapport à un scénario de prix élevés lié à une consommation soutenue. En 2030, le coût du soutien public aux filières renouvelables reposera majoritairement sur des installations déjà existantes aujourd'hui. Le soutien aux installations existantes représenterait par exemple de l'ordre de 85% du coût total du soutien à 2030 dans la trajectoire décarbonation lente. Le rythme d'installations de nouvelles capacités photovoltaïques ou éoliennes ne joue donc qu'au second ordre sur ce coût.

Les trajectoires de faible électrification génèrent ainsi une évolution forte des

équilibres de marché qui affectent les factures des consommateurs mais également la répartition de la valeur et la soutenabilité des modèles économiques des filières de production et de stockage, ou encore les montants engagés via les finances publiques pour le soutien à la production.

À l'inverse, les installations ne bénéficiant pas de dispositifs de soutien enregistreraient un manque à gagner significatif par rapport à leurs coûts. Celui-ci serait de l'ordre de 5,4 Md€₂₀₂₄/an dans un scénario de faible consommation et pourrait atteindre jusqu'à 9,4 Md€₂₀₂₄/an en cas de stagnation de la consommation, dans des conditions de marché de référence (prix du gaz, disponibilité du nucléaire). Ceci signifie que des installations de production pourraient, au moins transitoirement, ne pas couvrir leurs coûts complets annualisés (notamment ne pas couvrir l'amortissement de leurs investissements initiaux voire dans certains cas ne pas couvrir leurs coûts fixes d'exploitation), en l'attente d'un retour à un équilibre de marché caractérisé par des prix plus élevés. Des dispositifs de redistribution complémentaires pourraient alors être envisagés par l'État en cas de prolongement de la situation (soutien supplémentaire à la production prélevé sur le budget de l'État ou sur les factures, etc.).

À l'inverse, l'activation de leviers en faveur de l'électrification, et donc de la croissance de la consommation, contribuerait à l'atteinte des objectifs de transition énergétique, tout en rééquilibrant structurellement le secteur électrique et en réduisant mécaniquement le poids du soutien apporté aux filières de production.

6.5 Parmi les leviers sur la production et la consommation, l'accélération de l'électrification est le plus efficace pour améliorer l'équilibre économique du système

Afin d'éclairer les décisions publiques, conformément aux principes inscrits dans le contrat de service public de RTE et dans la PPE3, RTE produit des analyses économiques détaillées sur la comparaison du coût de différentes trajectoires de consommation et stratégies de développement de la production. Ces évaluations économiques constituent l'un des inducteurs de la décision publique, sans évidemment en être le seul, d'autres considérations orientant également les décisions (stratégies industrielles, effets de *stop and go*, impacts sur l'emploi ou la souveraineté, etc.).

RTE évalue ainsi les effets de différents mix de production, croisés avec plusieurs trajectoires de consommation, sur le coût complet du système électrique français et sur son degré de résilience face aux aléas susceptibles d'affecter le système

électrique. Les incertitudes sont nombreuses et touchent plusieurs paramètres structurants de l'analyse économique, en particulier le prix des commodités énergétiques, notamment du gaz naturel et des quotas ETS, largement déterminés par des facteurs exogènes au système électrique français, ainsi que la disponibilité du parc nucléaire et le risque d'avaries génériques.

RTE a examiné un large éventail de combinaisons possibles entre mix de production et trajectoires de consommation, en France comme en Europe, pour différentes hypothèses de prix des commodités²⁷. L'indicateur de coûts complets du système électrique permet d'apprécier la compétitivité-coût de chacune des configurations, en prenant en compte l'ensemble des implications, sur les coûts d'investissements, de fonctionnement ainsi que sur la balance commerciale (section 6.5.1).

6.5.1 L'ajustement du rythme de développement de la production en fonction de l'évolution de la consommation peut permettre de maîtriser les coûts mais pourrait à terme fragiliser la sécurité d'approvisionnement et la décarbonation en cas de coup de frein important

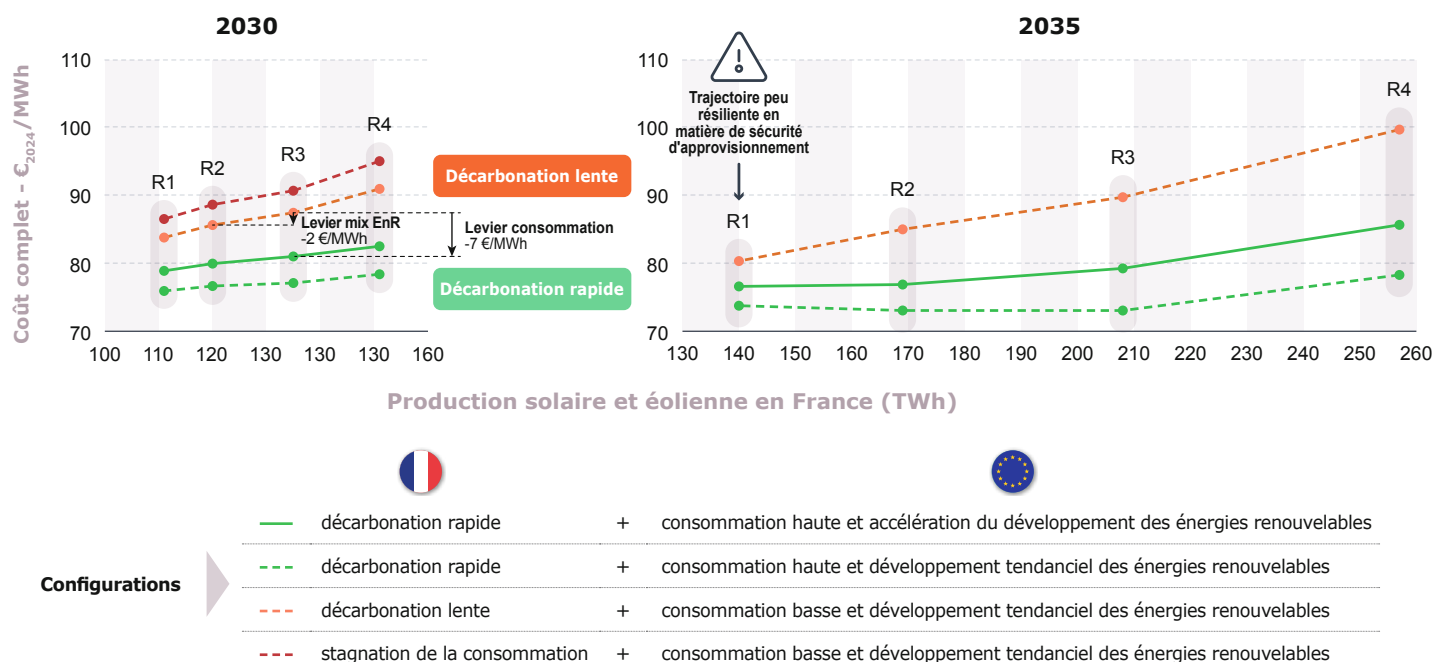
Une trajectoire de croissance faible voire nulle de la consommation électrique combinée à une poursuite du développement de la production bas-carbone conduirait à une hausse du coût complet de l'électricité en €/MWh, toutes choses étant égales par ailleurs. En effet le développement des énergies renouvelables constitue une solution qui vise aujourd'hui en premier lieu à accompagner l'électrification des usages : s'il était certain que la consommation d'électricité allait stagner au cours des dix prochaines années (ou augmenter seulement très faiblement) et que les décisions sur la prolongation du parc nucléaire conduisaient à repousser au-delà de 2040 l'enjeu de son renouvellement,

alors une stricte optimisation économique du mix de production français inciterait à ralentir le développement de tout nouveau moyen de production bas-carbone. Cela reviendrait toutefois à considérer comme certain l'échec de toute dynamique de décarbonation, d'électrification et de réindustrialisation au cours des prochaines années.

Pour un niveau de consommation donné, une évolution de la capacité de production conduit à des variations dans des sens opposés des différentes composantes de coûts. Un ajustement des trajectoires de développement des énergies renouvelables peut théoriquement conduire à une

²⁷. Chaque configuration a également été simulée dans de très nombreuses conditions météorologiques possibles, influant sur la consommation thermosensible et sur le productible d'origine solaire, éolienne et hydraulique.

Figure 6.14 Coût complet (y compris solde d'imports et d'exports) en 2030 et 2035 pour différentes combinaisons d'hypothèses de rythme de décarbonation et de développement de la production solaire et éolienne en France



hausse ou une baisse des coûts complets du système électrique. Si une hausse de la capacité installée augmente les dépenses d'investissement, elle engendre également une baisse des coûts de fonctionnement du système électrique d'autant plus importante que la filière concernée contribue à optimiser le fonctionnement du système électrique : coûts variables évités dans la production thermique, contribution à la sécurité d'approvisionnement, valorisation via des exports supplémentaires, etc.

En pratique, l'ampleur des différents effets dépend largement du rythme d'évolution de la consommation et de la production bas-carbone au niveau européen ou encore de l'évolution des prix des combustibles fossiles (gaz, charbon) qui détermine les coûts marginaux de l'électricité dans les pays voisins.

Dans la plupart des configurations étudiées, le ralentissement du développement de la production tend à faire légèrement baisser

les coûts du système (rapportés à l'énergie produite), mais dans des proportions plus limitées que ne l'induirait une hausse de la consommation d'électricité à l'horizon 2030 liée à une réussite de la stratégie d'électrification.

Une réduction des cibles de capacités de production solaire et éolienne induit ainsi une diminution de l'ordre de 2 €/MWh du coût complet de fonctionnement du système électrique français à l'horizon 2030. En revanche, un enclenchement de la trajectoire de décarbonation à cet horizon s'accompagnerait d'un effet baissier sur le coût complet du système électrique significativement plus important, à hauteur de 7 €/MWh, relativement indépendant de la trajectoire de développement des renouvelables considérée. Les rythmes de développement des renouvelables les plus élevés (trajectoire R4) engendreraient des surcoûts conséquents pour le système électrique à l'horizon 2030, tout particulièrement dans une trajectoire de décarbonation lente.

L'analyse met en évidence des limites sur l'optimisation économique apportée par un ralentissement du rythme de développement des énergies renouvelables.

En particulier, à l'horizon 2035, un ralentissement très important du rythme de développement des énergies renouvelables (rythme R1) tendrait à terme à limiter le potentiel de production bas-carbone, ce qui conduirait à un approvisionnement électrique nettement moins résilient en cas de croissance rapide de la consommation.

Ainsi, dans une configuration «décarbonation rapide – R1», la consommation projetée en 2035 ne pourrait pas être totalement alimentée avec de l'électricité bas-carbone (sauf à garantir par ailleurs une hausse de la production nucléaire ou hydraulique). Cette configuration nécessiterait la construction de nombreux moyens de pointe, afin de couvrir les besoins de sécurité d'approvisionnement en hiver (près de 6 GW), et conduirait à une sollicitation accrue des centrales thermiques fossiles. Les années d'équilibre offre-demande simulées dans lesquelles la France deviendrait importatrice nette

augmenteraient de 20%, se traduisant *in fine* par un solde exportateur moyen français sur toutes les configurations simulées qui diminuerait considérablement, de 70 TWh dans R3 à 15 TWh dans R1.

De manière générale, cette situation n'offrirait pas de marges suffisantes pour faire face à d'éventuels aléas sur la disponibilité de la production : en cas d'aléas sur la production nucléaire (prolongement de maintenance, aléa générique...) et/ou sur la production hydraulique (sécheresse importante), l'équilibre du système électrique français passerait par un recours aux imports et par des prix de l'électricité élevés. Dans une situation de faible disponibilité du parc nucléaire, similaire à l'épisode de corrosion sous contrainte, le développement des renouvelables contribuerait à contenir la hausse des coûts du système électrique, jusqu'à 3 Md€₂₀₂₄/an en 2035 dans un scénario de décarbonation rapide, sans pour autant limiter celle des prix de gros.

Ainsi, si le ralentissement du développement de la production bas-carbone peut contribuer à réduire les coûts complets du système notamment dans des trajectoires de stagnation ou de faible augmentation de la

Figure 6.15

Dispersion du solde exportateur et des prix en 2035 dans le cas d'une trajectoire de production R1 couplée à une croissance rapide de la consommation

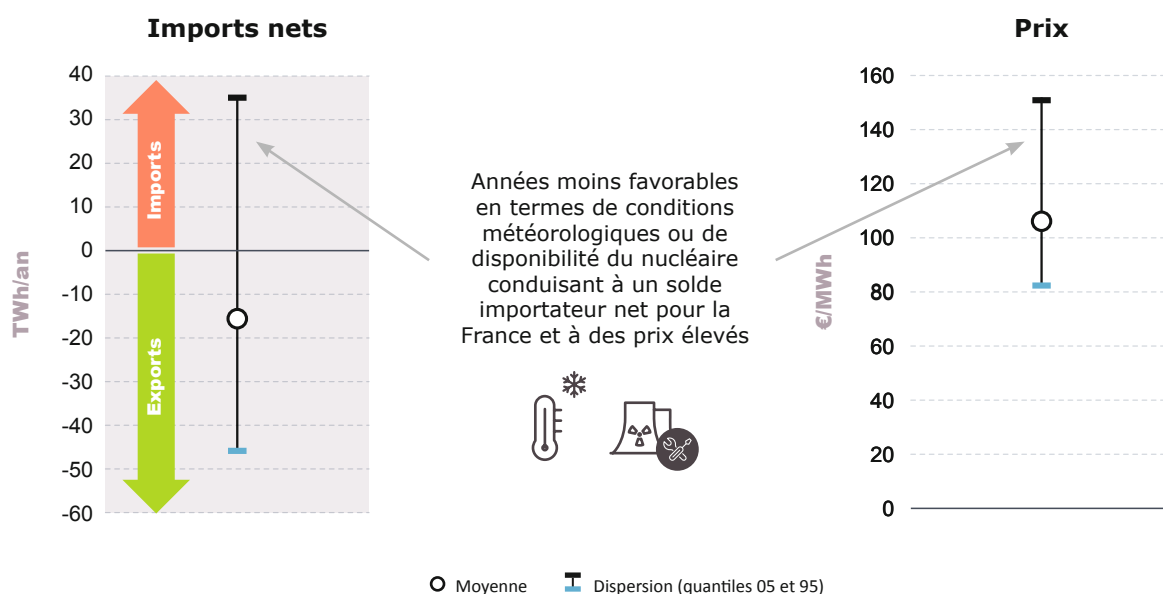


Figure 6.16

Effet d'un ajustement du développement des renouvelables sur les coûts complets du système dans différents stress-tests en 2035



consommation, l'analyse de certaines configurations particulières illustre les risques, en matière d'approvisionnement et de coût, associés à un coup de frein très important.

D'une manière générale, l'enjeu du maintien des compétences et des capacités industrielles sur le temps long est désormais identifié comme central dans tous les débats sur la programmation énergétique. Il en va ainsi pour les énergies renouvelables comme pour le nucléaire, avec des effets sur le tissu industriel français et européen qui varient selon les filières.

Ces filières de production bas-carbone s'inscrivent en effet toutes dans des dynamiques industrielles

de long terme et peuvent être fortement fragilisées par des politiques de « *stop and go* » : la capacité à ré-accélérer le développement de certaines filières après un très gros creux d'activité pourrait ainsi être réduite. Ceci pourrait s'avérer particulièrement préjudiciable au-delà de 2035, notamment en cas d'accélération de la croissance de la consommation électrique pour sortir des énergies fossiles et améliorer la souveraineté industrielle et numérique et/ou de difficultés liées au prolongement du parc nucléaire ou de retards dans le développement de nouveaux moyens (EPR2, parcs éoliens en mer...).

Ces effets de *stop and go* pourraient affecter les emplois (les filières renouvelables représentaient en 2023 environ 50 000 emplois directs²⁸ auxquels

28. ADEME, 2025, *Marchés et emplois concourant à la transition énergétique, édition 2025*, (chiffres correspondants aux emplois associés aux filières photovoltaïques et éoliennes).

s'ajoutent de nombreux emplois indirects et la filière nucléaire représente quant à elle plus de 200 000 emplois directs et indirects²⁹) mais également la mobilisation des compétences sur le temps long. L'expérience passée sur le parc nucléaire tend à montrer qu'un très faible volume de projets de développement (quasiment aucun projet de nouveau réacteur à partir des années 2000 à l'exception du chantier de l'EPR de Flamanville) peut conduire à long terme à une perte de compétences et des perturbations de la chaîne de valeur industrielle qui affectent sa capacité à répondre à une potentielle accélération de la demande à long terme et à permettre une maîtrise des coûts.

Les résultats du Bilan prévisionnel soulèvent donc une problématique d'articulation entre temps court et temps long. Cet enjeu vaut pour toutes les filières de production, même si les enjeux sont plus importants pour le solaire et l'éolien terrestre du fait du caractère très rapproché de l'échéance 2030 au regard de l'absence à date d'inflexion de la dynamique d'électrification. Au-delà, la poursuite d'un scénario de décarbonation lente pourrait donc remettre en cause d'autres investissements que ceux dans les renouvelables terrestres, notamment dans l'éolien en mer et le nouveau nucléaire.

Or ces investissements peuvent avoir une valeur importante à long terme, et des implications stratégiques considérables. À titre d'exemple, l'étude *Futurs énergétiques 2050* publiée en 2021 avait montré que développer de nouveaux réacteurs nucléaires entraînait une baisse du coût complet du système électrique dans un scénario de décarbonation et constituait donc un investissement rentable pour la collectivité. Or, ce type d'investissement très capitalistique trouve sa valeur dans le temps long et dans une perspective de remplacement à terme des réacteurs actuels.

Les résultats du Bilan prévisionnel ne remettent ainsi pas en cause les analyses de long terme menées par RTE sur la performance des mix de production associant nucléaire (existant et nouveau) et renouvelable pour la neutralité carbone. Ils soulèvent l'importance de réussir à lancer désormais concrètement la dynamique d'électrification des usages fossiles, qui cadre le besoin des investissements dans l'outil de production, ces derniers devant être lancés longtemps en amont du fait de leurs constantes de temps importantes et du besoin stratégique de maintien des compétences dans les filières concernées.

²⁹. DG France Travail, 2025, *Le nucléaire, un secteur d'avenir*.

6.5.2 Le coût du système électrique peut théoriquement être optimisé en privilégiant les filières les plus compétitives ou en affinant le séquençement des projets

La valeur des différentes filières pour le système électrique français dépend au premier ordre de leur profil de production

La production éolienne terrestre a un effet sur le coût complet du système plus favorable que la production solaire. Cette dernière étant par nature concentrée dans le temps, au moment du pic solaire, et présentant moins de foisonnement à l'échelle européenne, elle est davantage soumise à des phénomènes de cannibalisation.

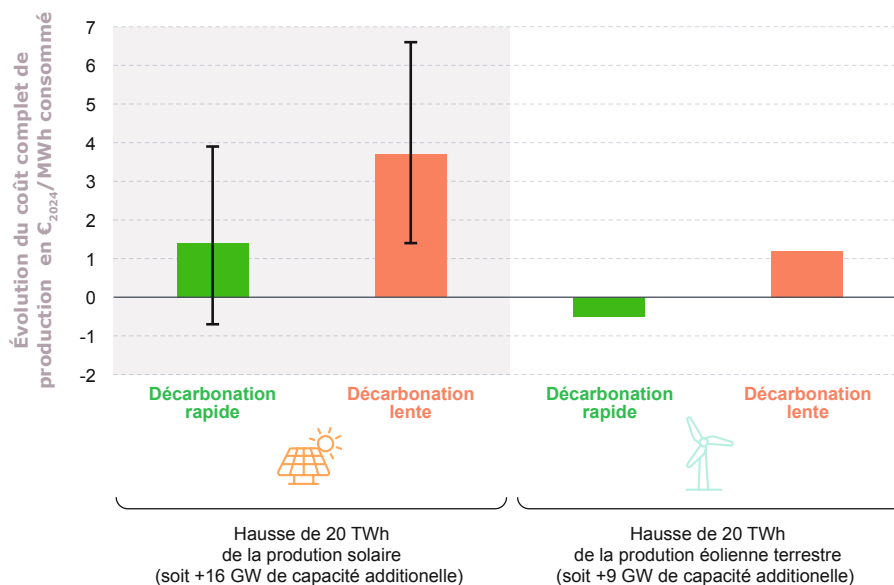
L'éolien terrestre participe même à baisser substantiellement le coût complet de production dans les trajectoires de décarbonation rapide étant donné (i) son profil de production davantage adapté à la croissance de la consommation (pas de variation jour/nuit comme pour le solaire) et (ii) sa contribution plus importante à la sécurité d'approvisionnement hivernale.

Le coût du système électrique pourrait baisser de plusieurs €/MWh dans une stratégie recourant exclusivement aux technologies les moins coûteuses, tout en soulevant des enjeux environnementaux et d'acceptabilité

Les trajectoires de mix de production des énergies renouvelables et nucléaire présentées dans les exercices prospectifs sont définies de manière à refléter des choix politiques, industriels ou sociétaux mais ne reposent pas directement sur une optimisation économique du coût complet du système électrique. Les études économiques menées dans le présent Bilan prévisionnel, et plus largement au cours des dernières années, ont mis en évidence de manière systématique la compétitivité de certaines filières de production : la prolongation des réacteurs nucléaire existants, le développement de l'éolien terrestre et des grands parcs éoliens en mer posés proches des côtes, et

Figure 6.17

Décomposition de l'influence sur le coût complet d'une hausse de 20 TWh de production solaires ou éoliennes (évaluée en 2035 en comparaison à une trajectoire R1)



Note : Les barres d'erreur traduisent l'influence de la répartition des nouvelles installations PV parmi les différentes typologies possibles : au sol, grandes ou petites toitures.

dans une certaine mesure les grands parcs photovoltaïques au sol (qui permettent de bénéficier d'économies d'échelle importantes).

Ainsi, sur un plan purement économique, les évaluations menées au périmètre des filières photovoltaïque et éolienne montrent qu'il serait possible de diminuer le coût du système électrique jusqu'à 3 Md€₂₀₂₄/an en 2035, dans une trajectoire de développement des renouvelables de type R3. Rapporté à la consommation,

cela représente un gain sur les coûts complets d'environ 5 €₂₀₂₄/MWh dans une trajectoire de décarbonation rapide et 6 €₂₀₂₄/MWh dans une trajectoire de décarbonation lente.

La majeure partie de ces gains peut être atteinte en limitant fortement la proportion de petites installations photovoltaïques, dont la part dans le mix photovoltaïque de référence est de 40% en 2035, et dont les coûts d'installations sont en moyenne plus élevés que les grandes installations

Figure 6.18 Leviers d'optimisation économique du coût complet annuel en 2035 pour les différentes filières de production bas-carbone, en comparaison d'une trajectoire de référence R3 (intégrant notamment un mix PV compatible avec les objectifs de la PPE3)

Filière considérée et gisement optimisable	Leviers d'optimisation selon les typologies possibles de chaque filière	Potentiel d'économies sur les coûts complets annualisés en 2035	Autres facteurs techniques et sociétaux pouvant conditionner la prise de décision
 Nucléaire	Prolongation du parc nucléaire plutôt que d'investir dans de nouveaux actifs	Acté à 2035, hypothèse déjà incluse dans les évaluations de coûts complets	-
 Photovoltaïque Gisement optimisable économiquement important, de l'ordre de 50 TWh à horizon 2035	Priorisation des grandes centrales photovoltaïques (hors agrivoltaïsme) par rapport aux petites installations	~ jusqu'à 2,7 Mrd€/an de gain sur les coûts complets du système électrique en 2035	Forte consommation d'espace au sol impliquant une concurrence avec d'autres usages notamment agricoles. Impacts paysagers ou sur la biodiversité plus importants que celui des petites installations photovoltaïques
 Éolien offshore Gisement optimisable économiquement plus limité, de l'ordre de 5 à 10 TWh à horizon 2035, en raison des AO déjà attribués incluant notamment des extensions de parcs existants offrant une production supplémentaire à moindre coûts.	Option 1 : optimisation du programme offshore Option 2 : renoncement et remplacement par de l'éolien terrestre 	~200 à 300 M€/an de gain sur les coûts complets du système électrique en 2035 ~500 à 700 M€/an de gain sur les coûts complets du système électrique en 2035 (incluant le gain sur les coûts de raccordement)	Priorisation des programmes en mer possible pour les AO non attribués. Baisse de facteur de charge impliquant un besoin de capacité installée plus élevé. Parcs terrestres diffus pouvant impliquer un besoin de renforcement réseau Moindre acceptabilité, impact visuel du raccordement et des éoliennes terrestres

au sol (et suscite de plus un grand nombre de défis techniques). Il est toutefois utile de rappeler que si ces segments présentent des coûts d'investissement unitaires plus élevés, le coût du soutien public (tarif «S21») a été fortement réduit depuis le dernier arrêté tarifaire, une partie de l'intérêt économique pour les porteurs de projets provenant d'économies sur les taxes (TVA, accise sur l'électricité) et les coûts d'acheminement (TURPE). Par ailleurs, ces coûts peuvent contribuer à soutenir des emplois locaux, à limiter l'artificialisation des sols et répondent à des préférences sociétales.

Le gisement éolien en mer optimisable économiquement est plus limité puisque la trajectoire de

référence intègre déjà les projets dont les appels d'offres ont été attribués (extensions des parcs flottants) et qui bénéficient de conditions favorables (éolien posé, vent favorable, raccordement moins coûteux, effets d'échelles). Une optimisation économique sur le reste du productible via une priorisation des parcs éoliens en mer en façade Manche Est – mer du Nord, conduirait à un gain sur les coûts complets de 200 à 300 M€₂₀₂₄/an en 2035. Dans une configuration plus hypothétique de priorisation de l'éolien terrestre sur l'éolien en mer, les gains sur les coûts complets seraient légèrement supérieurs, de l'ordre de 500 à 700 M€/an, mais cette configuration reste théorique.

ANNEXES

Hypothèses de coûts unitaires des filières de production

Type	Technologie	Hypothèse	CAPEX (€ ₂₀₂₄ /kW(c))			OPEX fixes (€ ₂₀₂₄ /kW(c)/an)			Durée de vie (an)		
			2025	2030	2035	2025	2030	2035	2020	2030	2035
Éolien	Éolien terrestre	Référence	1 680	1 400	1 350	46	40	38	25	30	30
		Basse	1 400	1 130	1 070						
		Élevée	1 960	1 670	1 630						
	Éolien offshore posé	Référence	3 320	2 650	2 360	86	67	61	20	25	25
		Basse	2 380	1 800	1 640						
		Élevée	4 450	3 510	3 070						
	Éolien offshore flottant	Référence	5 210	3 730	3 150	118	93	81	20	25	25
		Basse	4 160	3 020	2 580						
		Élevée	6 250	4 430	3 730						
PV	Mix considéré	Référence	1 470	1 100	1 000	40	38	37	25	30	30
		Basse	1 300	780	630						
		Élevée	1 640	1 430	1 360						