# Bilan prévisionnel
## Édition 2025

Période 2025-2035

PRINCIPAUX RÉSULTATS

# Bilan prévisionnel
## Édition 2025

Période 2025-2035

PRINCIPAUX RÉSULTATS

1

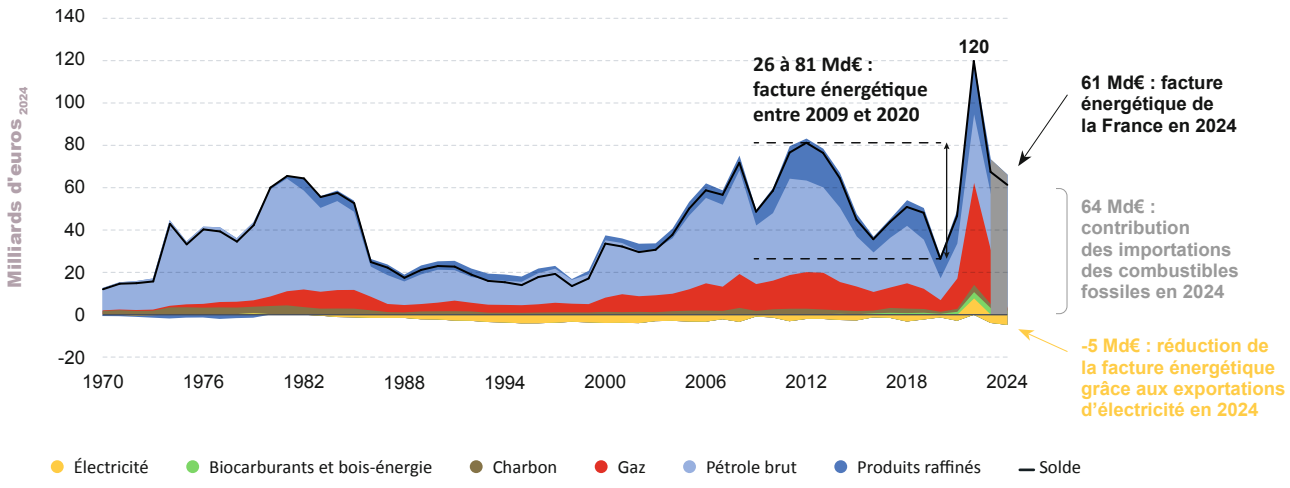
# LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE : UNE RÉDUCTION RAPIDE DES IMPORTS DE COMBUSTIBLES FOSSILES DE LA FRANCE EST ACCESSIBLE, SES BÉNÉFICES ET CONDITIONS DE RÉUSSITE SONT CONFIRMÉS

## 1.1 Le Bilan prévisionnel 2025 confirme la pertinence d'une électrification rapide du pays pour atteindre des objectifs de décarbonation, de réindustrialisation et de renforcement de sa souveraineté énergétique

La stratégie de décarbonation visant à la neutralité carbone en 2050 a été étudiée de manière approfondie dans les dernières publications de RTE (trajectoires des *Futurs énergétiques 2050,* scénarios A du Bilan prévisionnel 2023). Elle sert d'orientation générale à la planification énergie-climat de l'État. Cette stratégie engendrerait des bénéfices stratégiques et climatiques considérables.

En effet, la France importe toujours aujourd'hui presque 60 % de l'énergie finale qu'elle consomme. Elle est de ce fait exposée à des coûts massifs : les imports d'énergies fossiles constituent la première source du déficit commercial national, avec une facture énergétique s'élevant à environ 50 à 70 Md€ chaque année et ayant pu culminer jusqu'à près de 120 Md€ lors de la crise énergétique. Il en

**Figure 1** Évolution de la facture énergétique de la France (1970-2024)



résulte une dépendance géostratégique majeure (imports de produits pétroliers et de gaz émanant pour une large partie de Russie, des pays du Golfe et désormais des États-Unis).

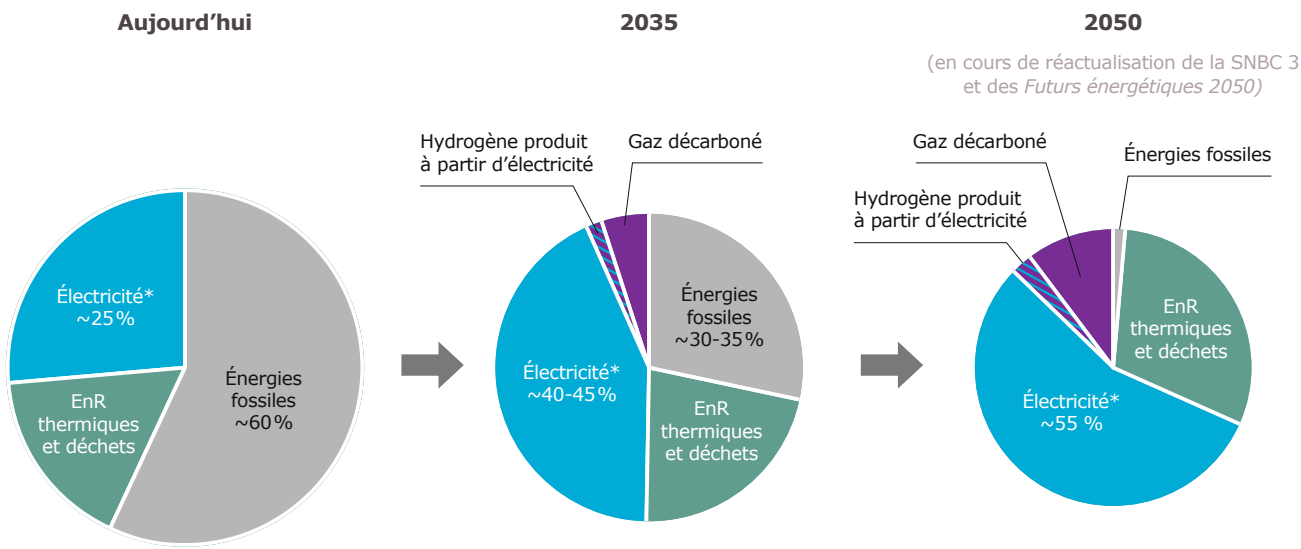
La stratégie élaborée par l'État conduirait à réduire la part des énergies fossiles importées dans la consommation finale d'environ 60 % aujourd'hui à 30-35 % à l'horizon 2035. Les émissions de gaz à effet de serre diminueraient de moitié par rapport à 1990, conformément aux objectifs nationaux et européens. Atteindre ces objectifs suppose d'économiser l'énergie et d'électrifier rapidement l'économie française.

## 1.2 Le Bilan prévisionnel 2025 actualise la trajectoire de besoins d'électricité correspondant à l'atteinte des objectifs publics et identifie les projets d'électrification et de réindustrialisation devant être concrétisés pour les atteindre

Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE a réactualisé la trajectoire associée à cette stratégie (trajectoire « Décarbonation rapide », actualisant le scénario « A-référence » du Bilan prévisionnel 2023, dans lesquels les objectifs publics du pays sont atteints).

Dans cette trajectoire, la consommation d'électricité augmenterait de 135 TWh en dix ans. En intégrant les mesures générales de maîtrise de la demande énergétique mais aussi des gains d'efficacité résultant du passage à l'électricité

**Figure 2** Évolution de la part des différentes énergies dans la consommation finale




* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)

(réduction de la consommation d'un facteur 3 entre une voiture thermique et électrique ou entre une chaudière au fioul et une pompe à chaleur, par exemple), les importations de combustibles fossiles diminueraient alors dans le même temps d'environ 500 TWh (dont 40 % du fait de la seule électrification).

La réactualisation de cette trajectoire tient compte du retard pris dans l'électrification depuis 2023, de la dégradation du contexte macro-économique et des conséquences durables de la crise énergétique de 2022-2023 (baisses pérennes de consommation) : le besoin d'électricité à l'horizon 2035 y est ainsi ajusté à la baisse d'environ 35 TWh par rapport à l'analyse de 2023.

**Une telle croissance de la consommation marquerait une claire rupture avec la tendance des quinze dernières années, mais ne serait pas inédite : la France a déjà connu des rythmes de croissance similaires dans les années 1990. Elle ne relève plus uniquement du domaine de la prospective et s'appuie désormais également sur un gisement réel de projets d'électrification et de réindustrialisation. Elle dépend donc de la concrétisation effective d'une partie d'entre eux.**

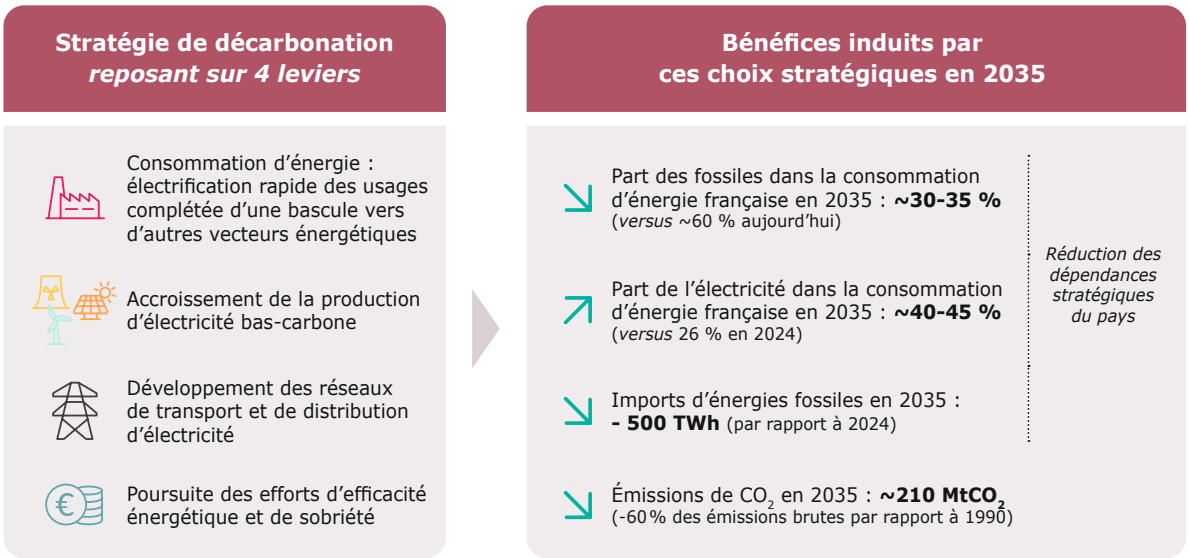
## 1.3 Cette stratégie s'appuie sur un mix nucléaire/renouvelables et suppose un renforcement rapide des réseaux et le développement des outils de flexibilité

Le Bilan prévisionnel 2023 avait conclu que la stratégie de décarbonation profonde impliquait une augmentation de la production bas-carbone mobilisant à la fois le nucléaire et les renouvelables.

Cette conclusion est conservée : fermer de manière anticipée des réacteurs nucléaires, ou arrêter complètement le développement des renouvelables écarterait la possibilité d'une décarbonation rapide à l'horizon de 5-10 ans.

La réussite de cette stratégie passe impérativement par un renforcement des réseaux. Ceux-ci peuvent devenir bloquants plus rapidement que la production et doivent être considérés comme une priorité pour permettre la concrétisation effective des projets d'électrification, au regard de l'expérience des autres pays européens.

Les incidences économiques d'une stratégie de décarbonation rapide ont été chiffrées par des



rapports d'experts (rapport Pisani-Ferry – Mahfouz de 2023), et les investissements requis identifiés par l'État dans son projet de PPE mis en consultation au printemps 2025. Pour sa part, RTE analyse systématiquement l'économie du système électrique français dans toutes ses publications, dont le Bilan prévisionnel 2025. **Ces investissements visent à se substituer à des dépenses opérationnelles récurrentes d'imports de combustibles fossiles, et ne constituent donc pas des dépenses nettes.**

## 1.4 Des leviers existent pour optimiser le coût du système électrique et développer une stratégie industrielle cohérente

L'actualisation des trajectoires dans la stratégie de décarbonation rapide confirme que l'enjeu principal ne consiste pas aujourd'hui à accroître « quoi qu'il en coûte » la production d'électricité (il n'y a pas de « mur énergétique »), mais à enclencher la dynamique de substitution des énergies fossiles par l'électricité bas-carbone et à développer les réseaux électriques. La situation, *a minima* transitoire, d'abondance de la production d'électricité par rapport à la consommation (*cf. infra*) offre des opportunités pour optimiser la trajectoire de développement du mix de production sur les plans économique et industriel, pour réduire les coûts système et/ou consolider les filières industrielles en France et en Europe (voir éléments détaillés à la partie 8.5).

2

# ÉTAT DES LIEUX :

# LA FRANCE CONNAIT UNE PÉRIODE D'ABONDANCE DE PRODUCTION DEPUIS FIN 2023 QUI APPARAIT FAVORABLE POUR ACCUEILLIR DE NOUVEAUX USAGES

## 2.1 Le système électrique français a vu ses équilibres évoluer fortement au cours des dernières années, basculant d'une situation marquée par des inquiétudes sur l'approvisionnement (crise de 2022) à une situation d'abondance de production

Après une forte baisse à l'occasion de la crise énergétique de 2022-2023, la consommation s'est stabilisée à partir du printemps 2023. En 2024, la consommation intérieure d'électricité corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires s'est établie à près de 450 TWh, soit un niveau globalement stable par rapport à 2023.

Cette situation reflète une persistance des actions d'économie d'énergie et des effets de la crise énergétique sur l'activité industrielle, mais également un retard dans l'électrification de l'économie française : alors que les objectifs de sortie des énergies fossiles et de souveraineté industrielle et numérique doivent conduire à basculer de nombreux usages énergétiques vers l'électricité, la consommation ne s'est pas encore infléchie à la hausse. Elle ne suit donc pas à ce stade les trajectoires prospectives décrites par RTE dans ses analyses successives pour permettre l'atteinte de ces objectifs : en particulier, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale n'a pas du tout augmenté au cours des dix dernières années, signe que la bascule des énergies fossiles vers

**Figure 3** Consommation intérieure d'électricité en France métropolitaine continentale (données corrigées des aléas météorologiques et des effets calendaires entre 1990 et 2024, hors enrichissement d'uranium)

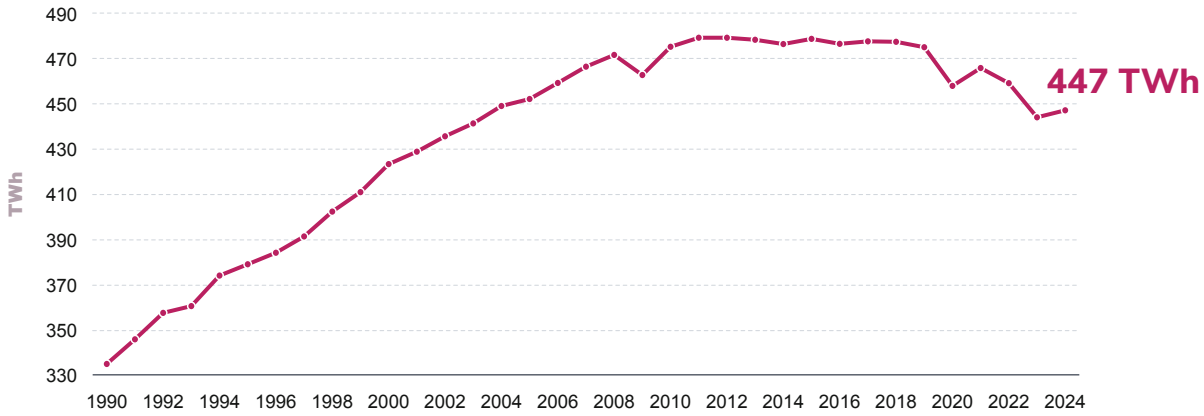
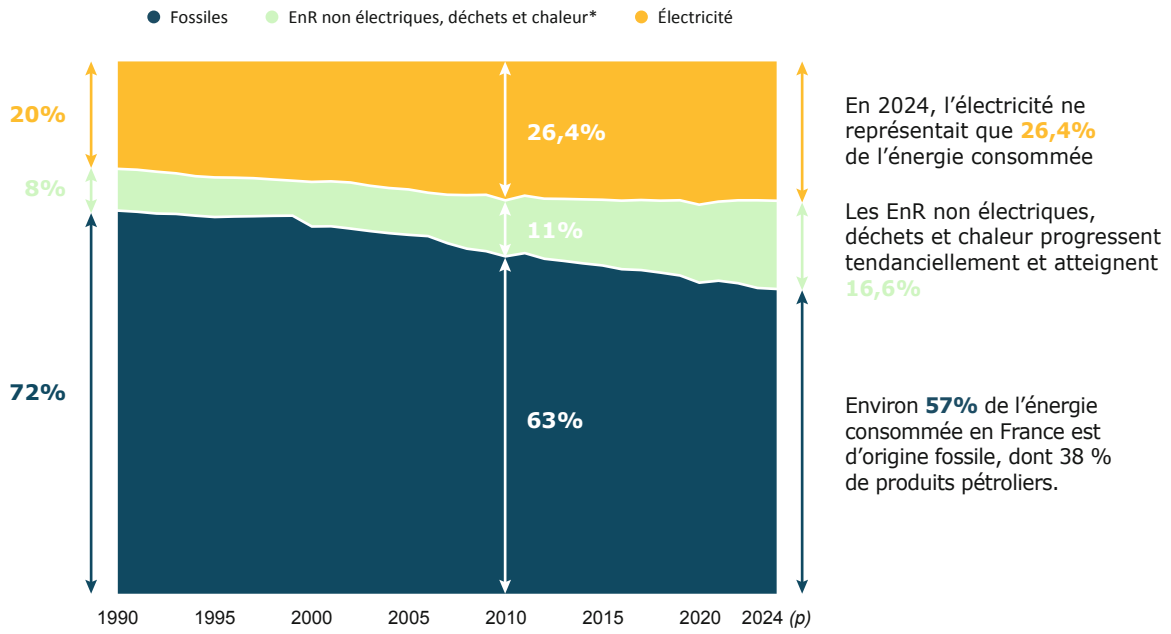


**Figure 4** Évolution de la part des différentes énergies dans la consommation finale




* Chaleur incluse à partir de 2000 *(p)* données provisoires, publication du SDES du 09/10/2025

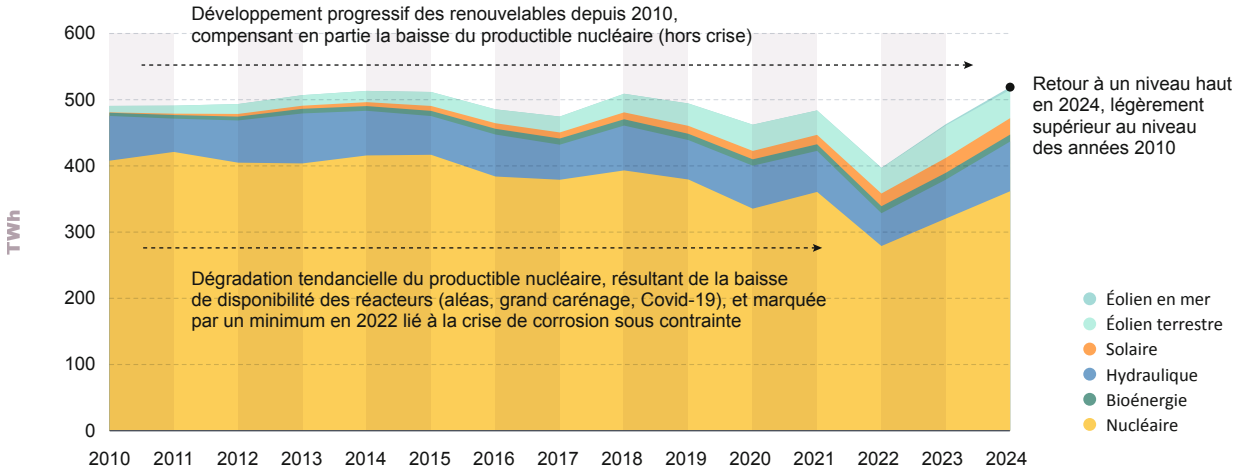
l'électricité ne s'est pas encore réellement enclenchée. Les quelques postes de développement de l'électricité ont été compensés par les effets de l'efficacité énergétique. RTE a rappelé de manière systématique les enjeux associés à une croissance de la consommation et le caractère contre-tendanciel de cette croissance. La situation actuelle le confirme.

Pour autant, de nombreux projets d'électrification et de nouvelles installations industrielles et numériques (usines, centres de données, électrolyseurs…) ont déposé des demandes de raccordement au réseau de transport d'électricité et ont contractualisé leur accès au réseau (de l'ordre de 30 GW de capacités d'accès au réseau réservées au 1er novembre 2025). Ces projets sont pour la grande majorité en attente d'engagement formel des porteurs de projet. Certains ont été suspendus au cours des dernières années tandis que d'autres tendent à prendre du retard, sans que cela ne rétroagisse sur les capacités réservées sur les réseaux.

Dans le même temps, la production d'électricité bas-carbone a retrouvé un niveau haut en 2024, et poursuit son développement.

Le parc nucléaire, particulièrement affecté par la crise de corrosion sous contrainte en 2022-2023, a retrouvé dès 2024 un niveau de production de l'ordre de 360 TWh, conforme aux projections retenues pour les prochaines années. Les renouvelables se développent à un rythme de l'ordre de 4 à 5 GW par an pour la filière solaire et environ 1 GW par an pour l'éolien terrestre tandis que l'éolien en mer continue son développement avec la mise en service en mai 2024 de deux parcs de près de 500 MW chacun (Saint-Brieuc et Fécamp). La construction du futur parc de Yeu-Noirmoutier est en cours, et le raccordement du futur parc de Courseulles-sur-Mer est finalisé depuis deux ans (les éoliennes en mer ne sont néanmoins pas encore en service). Dans l'ensemble, cela se traduit par un rythme moyen d'augmentation du productible renouvelable de l'ordre de 9 TWh/an ces dernières années, contre de l'ordre de 3 TWh/an au début des années 2010.

**Figure 5** Évolution de la production bas-carbone sur la période 2010-2024




## 2.2 Cette situation donne lieu à un solde exportateur important et à des périodes de « creux » de consommation résiduelle qui créent de nouvelles contraintes pour l'exploitation du système

La situation d'abondance de production établie depuis près de deux ans engendre de nouveaux régimes de fonctionnement du système électrique.

En 2024, cette situation a donné lieu à un solde d'exports important (près de 90 TWh en 2024) qui contribue à améliorer la balance commerciale de la France (5 Md€ de recettes sur la facture énergétique française).

*Sur le plan technique,* les volumes de modulation de la production renouvelable ont rapidement augmenté en 2024 : ils atteignent de l'ordre de 3 TWh en 2025. Le parc nucléaire a également davantage modulé pour absence de débouchés économiques (environ 12 TWh) en 2024, alors que ce motif de modulation avait été marginal jusqu'ici, à l'exception de l'année 2020 au moment des confinements successifs.

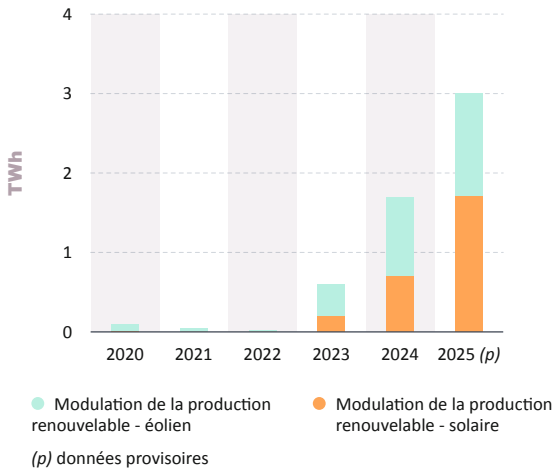
Plus spécifiquement, lors de certains épisodes durant lesquels la production est largement excédentaire par rapport à la consommation, RTE fait face à des situations d'exploitation très particulières. Ces situations sont par exemple liées à la dynamique d'arrêt des énergies renouvelables (synchronisation des arrêts pour des volumes comptant parfois une dizaine de GW lors du passage à des prix très légèrement négatifs) ou encore au manque de moyens disponibles à la baisse sur le mécanisme d'ajustement (sur certaines heures, RTE a ordonné la baisse de production éolienne et solaire afin de garantir l'équilibre du système électrique en temps réel, comme le lui permet désormais le code de l'énergie) ou à l'augmentation des niveaux de tension sur le réseau (RTE a demandé le maintien de capacité de réglage pendant certaines périodes de consommation faibles au printemps 2023 et 2024).

Ainsi, au-delà du bon dimensionnement du parc de production et de flexibilités permettant

d'assurer la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de pointe de consommation, il est également crucial de s'assurer de disposer des moyens suffisants pour garantir l'équilibre offre-demande et l'équilibre du réseau lors des périodes de forte production et de faible consommation.

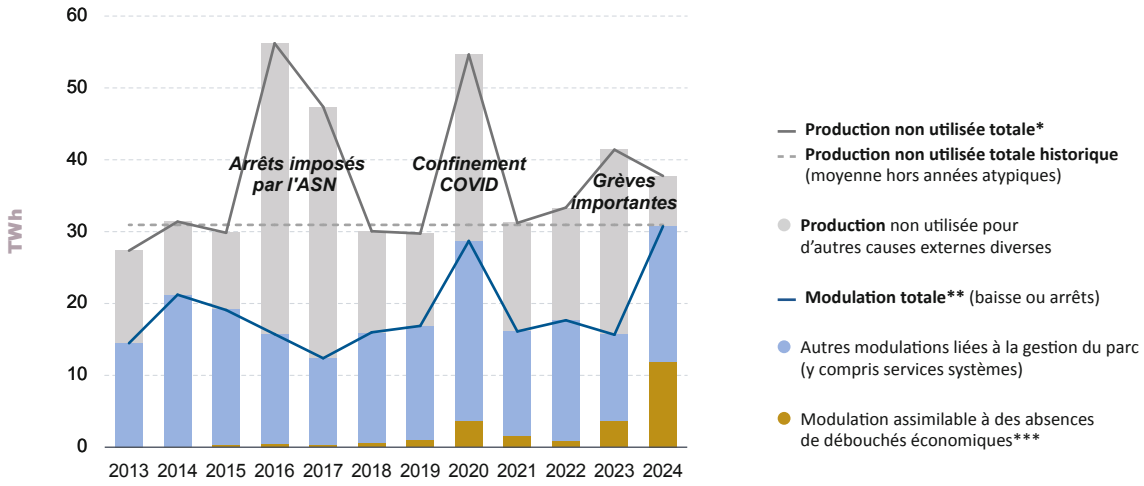
De nouvelles dispositions législatives et réglementaires ont été mises en place récemment[1] et permettent d'accroître progressivement la participation des énergies renouvelables à la modulation à la baisse et au mécanisme d'ajustement. Il est désormais nécessaire de faire aboutir la déclinaison opérationnelle de ces nouvelles dispositions au plus vite et, de manière plus générale, de poursuivre l'évolution des règles de programmation et d'exploitation afin de garantir l'équilibre du système électrique au cours des prochaines années (voir partie 3 ci-après).

**Figure 6** Évolution des volumes de modulation renouvelable sur prix *spot* négatifs




*(p)* données provisoires

**Figure 7** Évolution des volumes de production non utilisée et de modulation du parc nucléaire sur la période 2013-2024




*(*) La production non utilisée totale est calculée à partir du coeficient d'utilisation ou Ku (cf. rapport EDF faits-et-chiffres-2021). Elle englobe aussi bien les volumes de modulation que les autres volumes de production non utilisée. Ce terme est plus précis que celui utilisé dans le Bilan prévisionnel 2023.*

*(**) La modulation totale est obtenue à partir des données publiées par la CRE dans son rapport sur «L'évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028» publié en septembre 2025, en additionnant la modulation dite «économique» et celle correspondant aux services système. Ces volumes sont cohérents avec ceux communiqués par EDF pour 2023 et 2024 (auditions de L. Rémont du 21/04/25 et de B. Fontana du 30/04/25).*

*(***) La modulation assimilable à des absences de débouchés économiques est estimée par RTE à partir de la production réalisée sur chaque heure (publiée sur ÉCO2Mix), des disponibilités déclarées dans Transparence et de l'analyse des périodes de prix spot faibles (prix < 6 €/MWh)*

1. Obligation de participer au mécanisme d'ajustement pour les installations renouvelables de plus de 10 MW bénéficiant d'un complément de rémunération (loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne) et possibilité de réduire les programmes des installations de plus de 10 MW sous obligation d'achat (loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025).

Au-delà des questions relatives à l'équilibre offre-demande, le *black-out* en Espagne et au Portugal survenu le 28 avril 2025 a mis en évidence les problématiques associées à la gestion d'un système électrique en évolution. Ces questions de nature technique sont documentées sur le plan scientifique, y compris par RTE dans le rapport conjoint avec l'Agence internationale de l'énergie sur les enjeux associés au fonctionnement des systèmes avec une haute pénétration d'énergies renouvelables.

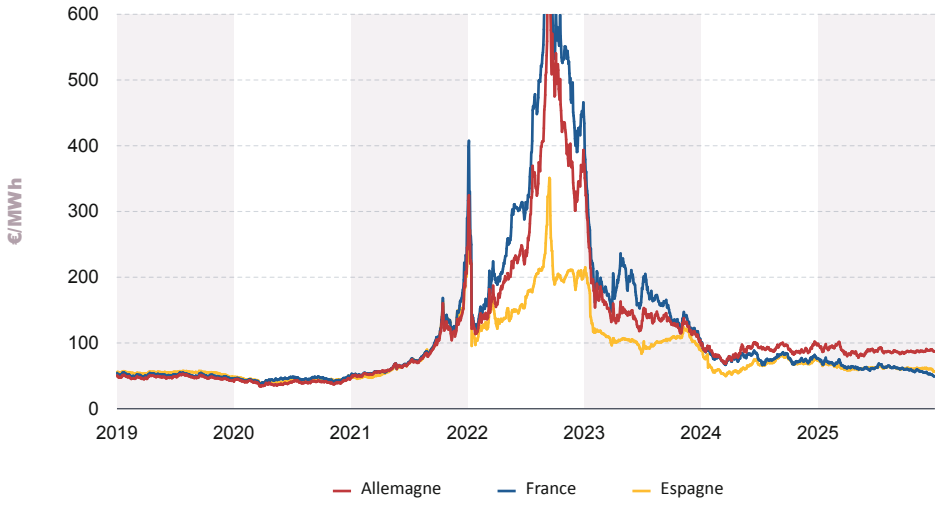
Les premiers éléments d'analyse font notamment ressortir l'importance de la gestion de la tension dans le *black-out* ibérique. Ils montrent que la perte de l'alimentation en électricité ne provient pas d'un manque d'inertie mais d'un phénomène de surtension qui apparaît lorsque le nombre de moyens aptes à régler la tension (moyens conventionnels, certaines installations renouvelables paramétrées à cet effet et certains équipements du réseau électrique) est insuffisant par rapport aux besoins en capacité de réglage. Les analyses de cet incident ne sont pas achevées et le retour d'expérience ainsi que les recommandations seront publiés par ENTSO-E, conformément au cadre européen en vigueur.

En France, les besoins de maîtrise du plan de tension sont bien identifiés par RTE qui a présenté en février 2025 une stratégie permettant d'assurer le maintien dans la durée d'un plan de tension performant.

*Sur le plan économique,* les fondamentaux du système électrique conduisent à une nette augmentation des épisodes de prix négatifs (493 heures entre janvier et octobre 2025 et 361 heures en 2024 contre 147 en 2023). En revanche, les prix moyens sur le marché *spot* ont nettement augmenté entre le premier semestre 2024 et 2025 (près de 67 €/MWh soit +44 %), retrouvant des valeurs proches de celles de 2023, mais restant parmi les plus faibles d'Europe avec le prix espagnol.

Contrairement à la tendance constatée sur le marché *spot*, le prix français a fortement reculé sur les marchés à terme (autour de 50 €/MWh pour les produits pour l'année suivante), indiquant une anticipation des acteurs du marché français d'une poursuite de la dynamique de surcapacité de la production nationale décarbonée. Les prix à terme français sont désormais très nettement inférieurs à ceux des pays européens voisins (à l'exception de l'Espagne), qui suivent à l'inverse des tendances légèrement haussières.

**Figure 8** Évolution des prix à terme pour livraison en base l'année suivante, en France, Allemagne et Espagne



3

# À COURT TERME (HORIZON 2027) : UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE SURCAPACITAIRE DOTÉ DE MARGES IMPORTANTES, DONT LES MODES D'EXPLOITATION DOIVENT ÊTRE ADAPTÉS

## 3.1 Au cours des trois prochaines années, le système électrique français va rester dans une situation très favorable en matière de sécurité d'approvisionnement, avec une capacité technique (disponibilité de l'électricité, capacité de pointe, capacité du réseau) importante, à même d'accueillir les nouveaux usages électriques

### Projections sur la consommation

À très court terme (2026-2027), il est probable que la consommation d'électricité restera globalement stable ou ne s'infléchira que lentement à la hausse du fait de la dynamique actuelle en matière d'électrification des usages fossiles, de la tendance aux économies d'énergie, toujours effective, et des délais de mise en service et de montée en charge importants pour les nouvelles installations industrielles se connectant effectivement au réseau après avoir pris leur décision d'investissement.

Au cours des deux prochaines années, les principaux effets haussiers sur la consommation devraient résulter de la poursuite du développement du véhicule électrique, de la mise en service du premier électrolyseur de grande puissance (projet Normand'hy d'Air Liquide à Port-Jérôme) et de la montée en charge des premiers centres de données et des *gigafactories* de batteries déjà raccordées ou en cours de raccordement au réseau, telles que celles d'ACC à Douvrin (Hauts-de-France), de Verkor à Dunkerque, ou encore d'Envision AESC à Douai.

Toutefois, les effets de cette dynamique tendent toujours à être compensés par la poursuite des actions d'efficacité énergétique (effet mécanique du remplacement des équipements anciens par des équipements neufs plus performants énergétiquement). Dès lors, ils ne devraient pas suffire à entamer une inflexion significative de la consommation.

### Projections sur la production

En parallèle, la production d'électricité bas-carbone va poursuivre mécaniquement son développement avec la mise en service des derniers parcs éoliens en mer des AO1 et AO2, et de nouvelles installations éoliennes terrestres et photovoltaïques. En particulier, concernant le solaire et l'éolien terrestre, plusieurs projets disposent à la fois d'un soutien public, d'un foncier autorisé et d'un droit d'accès au réseau et devraient donc être mis en service d'ici 2030. Ce volume de projets a été évalué, à l'issue d'un travail conjoint avec la DGEC, la CRE et Enedis à une dizaine de gigawatts de solaire, et environ 3 GW d'éolien terrestre.

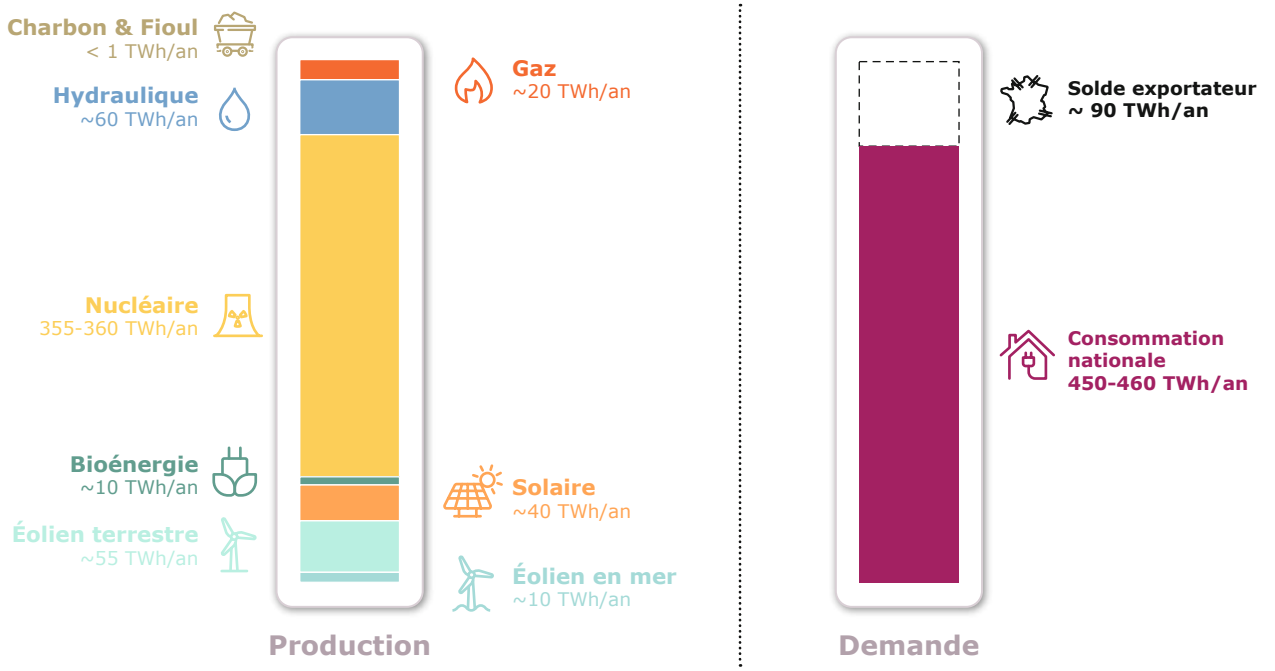
Dans tous les cas, la dynamique de développement de la production renouvelable devrait demeurer soutenue en 2026 et 2027, et l'épisode de surcapacité s'accentuer à très court terme, sauf aléa d'ampleur sur le parc nucléaire. La part de production bas-carbone dans le mix électrique français restera donc très élevée, autour de 95 %.

## Conséquences sur le solde des échanges avec les pays voisins

**Du fait du volume et de la compétitivité de la production bas-carbone française sur le marché européen, le solde d'exports de la France devrait continuer de s'établir à des niveaux élevés, proches de ceux observés en 2024 et 2025 (entre 80 et 100 TWh/an en fonction des conditions météorologiques et de l'évolution de la demande en France et en Europe).** Ces volumes exportés constitueront autant de volumes disponibles pour permettre l'accueil de nouveaux usages sur le territoire national. Par conséquent, la France se trouve dans une situation favorable pour mener à bien un programme d'électrification des usages fossiles : il n'existe pas de risque de conflits d'usage entre les différents secteurs à décarboner.

Dès les prochaines années, la poursuite du développement des renouvelables en Europe aura toutefois pour effet de limiter la possibilité d'export de la production bas-carbone française. Durant certaines heures de l'année (notamment en milieu de journée du printemps jusqu'au début de l'automne), la production bas-carbone française devrait ainsi voir ses débouchés économiques se réduire considérablement : dans ces conditions, le solde d'export français ne devrait pas croître significativement au-delà de 100 TWh, malgré l'augmentation continue des capacités d'interconnexions. **La réponse à la situation de surcapacité du système électrique français ne pourra donc pas reposer entièrement sur l'augmentation des exports français.**

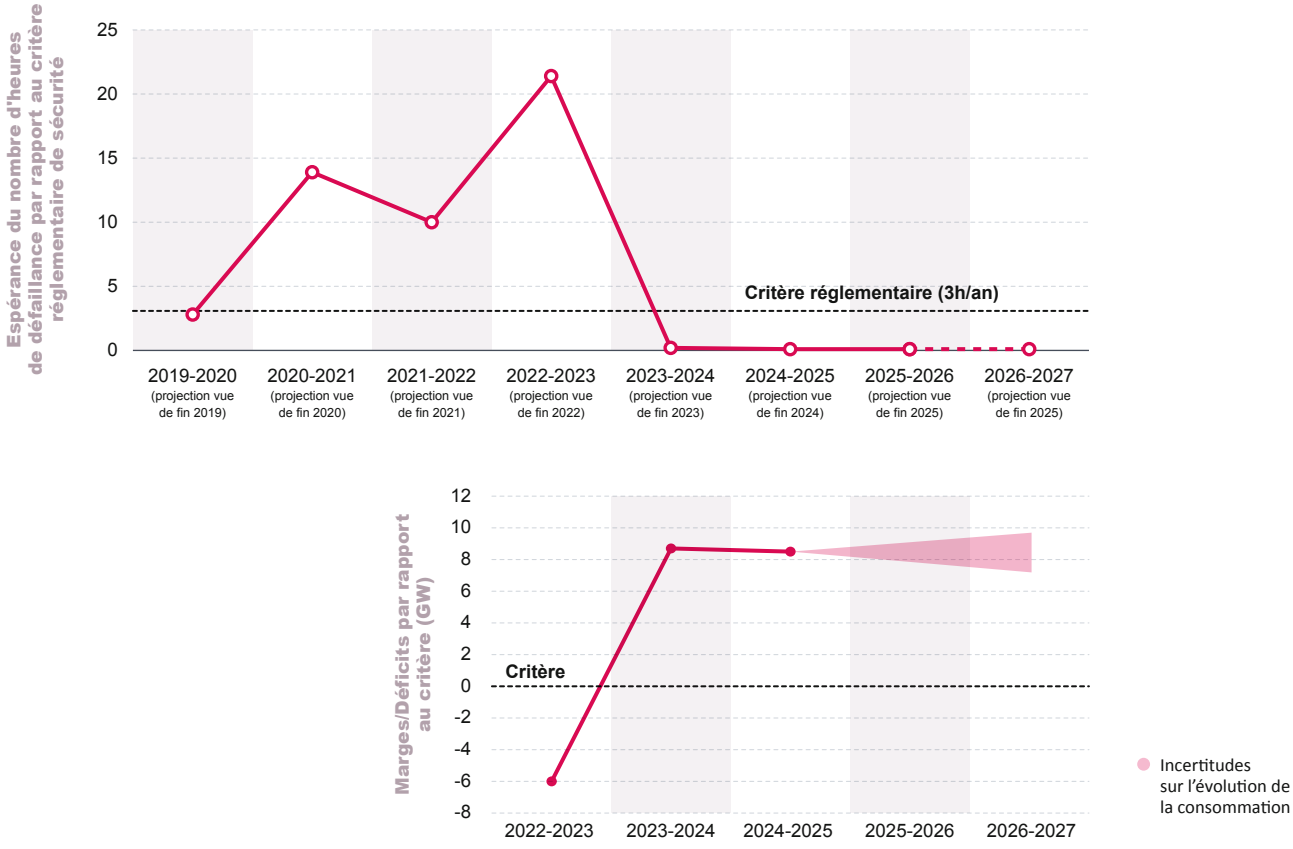
**Figure 9** Bilan énergétique du système électrique français anticipé sur l'horizon 2026-2027



## 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

L'abondance de production française se traduira également, du point de vue du passage des pointes hivernales, par le maintien de marges importantes : celles-ci se maintiendront autour de 8 à 10 GW par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement[2]. Ce diagnostic suppose cependant la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité permettant d'éviter la fermeture ou la mise sous cocon de centrales thermiques aujourd'hui mobilisées uniquement lors des pointes de consommation.

**Figure 10** Évolution du niveau de risque sur l'alimentation électrique (au sens du critère « des 3 h/an ») entre 2019 et 2027 (en haut) et du niveau de marges estimées (en bas) dans les précédents exercices de RTE et dans le Bilan prévisionnel 2025




2. Ce résultat est fortement sensible à certaines hypothèses, telles que la disponibilité du nucléaire, l'évolution de la consommation et l'évolution du parc de centrales thermiques à l'étranger.

**De tels niveaux de marges ne signifient pas que le risque de défaillance du système électrique est nul mais qu'il est désormais extrêmement réduit et a atteint son plus bas niveau depuis 10 ans. Le risque de manque d'offre d'électricité en cas de vague de froid ne se matérialiserait que dans le cas où plusieurs aléas extrêmes se combineraient** (par exemple, une indisponibilité générique sur le parc nucléaire combinée à une vague de froid très sévère et/ou à une absence de vent prolongée sur une grande partie de l'Europe).

Ce diagnostic s'inscrit dans la continuité des résultats des dernières études menées par RTE : dans le Bilan prévisionnel 2023, RTE avait indiqué que des configurations marquées par une consommation atone conduiraient à des niveaux de marges entre 7 et 9 GW.

## 3.3 La gestion des « creux » de consommation devient progressivement le principal enjeu d'exploitation du système électrique et nécessite d'adapter les outils et les règles de gestion en temps réel, notamment pour maîtriser les variations brusques de production

### Diagnostic

**La situation projetée à court terme (horizon 2027) laisse entrevoir une intensification des problématiques d'exploitation du système électrique survenues au cours des deux dernières années, notamment lors des périodes « creuses ».**

D'une part, le volume de modulation du nucléaire liée à une absence de débouchés économiques devrait continuer à augmenter pour atteindre de l'ordre de 20 à 30 TWh à l'horizon 2027 (contre moins de 4 TWh jusqu'en 2023 et une douzaine de TWh en 2024). Ce niveau se rapproche de la modulation totale observée en 2020 ou 2024 (c'est-à-dire de la modulation liée à une absence de débouchés économiques mais aussi celle liée aux services système ou à l'optimisation du combustible). Il s'agit également d'un niveau de modulation proche du volume moyen de production non utilisée totale[3] du parc nucléaire hors années atypiques (grèves importantes, arrêts ASN, confinement COVID…).

Pour que la modulation pour absence de débouchés économiques ne conduise pas à diminuer la production annuelle du parc, il faudrait qu'EDF parvienne à en mutualiser l'essentiel avec celle qui aurait été effectuée dans tous les cas dans le cadre de l'optimisation à long terme du fonctionnement du parc telle que la pratique EDF depuis les années 1980. Les conditions de faisabilité sur les plans technique et organisationnel de cette mutualisation sont à approfondir.

D'autre part, le niveau de modulation du parc de production renouvelable évoluera lui aussi à la hausse de manière tendancielle (de 3 à 8 TWh en moyenne, en fonction de la capacité du parc nucléaire à moduler, contre 1,7 TWh en 2024). La modulation des renouvelables continuera à devoir être effectuée principalement lors des mois de faible consommation résiduelle (en particulier au printemps et en été). Le volume de modulation renouvelable demeurera inférieur aux volumes de modulation du nucléaire, en théorie, dans la mesure où le coût marginal de ce dernier est supérieur à celui des renouvelables et le conduit donc, selon les principes de fonctionnement des marchés de l'électricité, à moduler avant elles.

3. La production non utilisée correspond à toutes les périodes de modulation et toutes les autres périodes où le parc ne produit pas (ex : causes environnementales), alors qu'il était disponible.

## Leviers sur la production

**Le Bilan prévisionnel 2025 fournit une analyse approfondie de la gestion des périodes de « creux » de consommation résiduelle en fonction du niveau de participation des énergies renouvelables aux marchés de l'électricité et à l'équilibrage du système à différents horizons de temps.** RTE a ainsi étudié différents niveaux de flexibilité des renouvelables allant d'une approche prudente (participation à l'équilibre offre-demande de l'essentiel des installations supérieures à 10 MW seulement), à une approche favorable où la totalité des installations de production renouvelable supérieures à 1 MW participerait à l'équilibrage du système.

**Cette analyse prévisionnelle est complétée d'une analyse technique sur les leviers d'exploitation dont doit se doter le système électrique en pratique pour répondre à ces situations. En effet, les situations de « creux » sont déjà de plus en plus fréquentes et représentent donc un point d'attention. Elles concentrent en pratique plusieurs problématiques techniques qu'il convient de distinguer :**

- **un premier défi consiste à s'assurer que le système électrique dispose de suffisamment de « leviers » pour être équilibré en temps réel :** autrement dit, il s'agit d'assurer qu'un volume suffisant de production pourra être modulé pour garantir l'équilibre entre production et consommation à chaque instant et ainsi éviter de se retrouver dans une situation de surproduction[4] (parfois appelée « butée de baisse »). Répondre à ce défi nécessite de s'assurer qu'un nombre suffisant d'installations soient en capacité de baisser leur production en cas de besoin, que les marchés de l'électricité renvoient les bons signaux aux acteurs et que le gestionnaire de réseau dispose de leviers proportionnés pour équilibrer le système en temps réel ;

- **un second défi consiste à garantir des variations soutenables de la production et à améliorer leur prévisibilité :** or, l'expérience des derniers mois met en évidence une forte synchronisation des arrêts de production renouvelable lorsque les prix sur le marché *spot* deviennent négatifs. Cette problématique suscite d'autant plus de vigilance pour l'exploitation du système que l'information sur la programmation des arrêts et redémarrages n'est souvent pas transmise à RTE. Répondre à ce défi nécessite de renforcer le dispositif de programmation (fiabilisation et mise à jour fréquente des programmes) pour anticiper ce type d'arrêts et l'exploitation qui en découle et d'encadrer les variations de production pour assurer une cohérence entre le comportement des acteurs et les besoins physiques du système ;

- **enfin, ces situations d'abondance de production conduisent à une vigilance particulière pour la maîtrise du plan de tension.** Répondre à ce défi nécessite d'augmenter rapidement les capacités physiques de réglage du système électrique dans les zones identifiées par le SDDR et de revoir les règles encadrant la participation et la rémunération associée à la gestion du plan de tension.

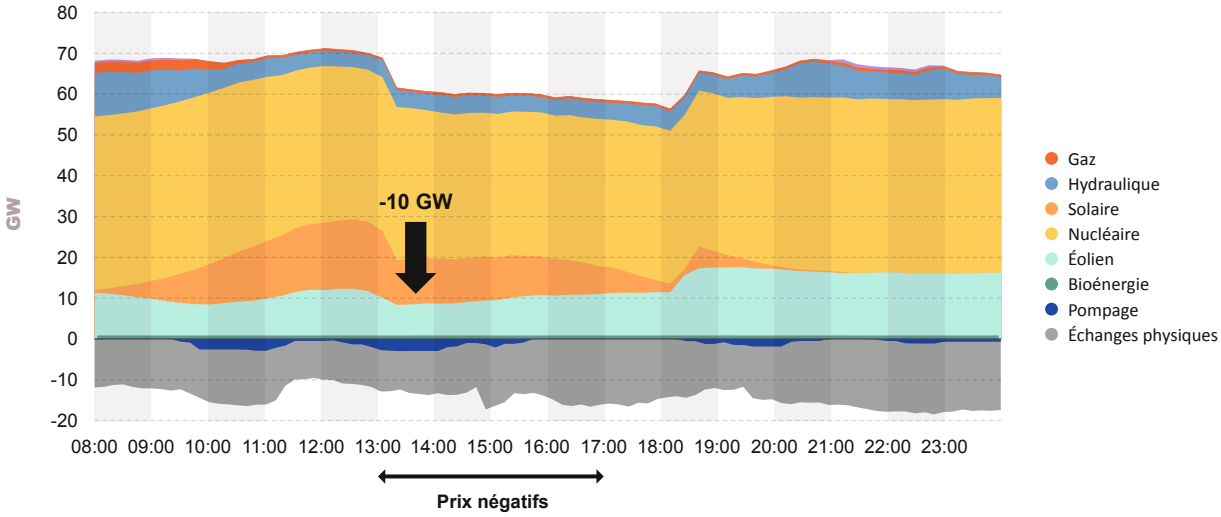
Les leviers permettant d'assurer l'exploitation du système électrique pendant ces périodes de creux sont identifiés et regroupés au sein du Schéma de transformation de l'exploitation du système électrique mis en œuvre par RTE. Ils font déjà l'objet d'un programme de concertation détaillé que RTE a présenté aux acteurs.

**Parmi les différents défis présentés ci-dessus, l'enjeu le plus urgent à court terme est l'amélioration de la gestion des arrêts de production (défi n° 2) en limitant leur impact sur les grandeurs électriques du système, et en particulier la fréquence[5].**

Le fonctionnement des marchés doit en théorie conduire les acteurs à équilibrer leurs périmètres en amont du temps réel et sur des pas de temps courts (15 minutes). Dans les situations d'abondance de production, le prix *spot* est alors négatif et doit, en théorie, conduire à arrêter le « bon » volume de production par rapport aux besoins

4. Dans le cas où la production excède la consommation, la fréquence du système électrique européen tend à augmenter. Si ce dépassement est ponctuel et proportionné, il peut être absorbé par les réserves du système électrique le temps de rétablir l'équilibre.
5. Les leviers permettant de répondre aux autres défis à moyen-terme sont décrits dans la suite du document.

**Figure 11** Illustration de l'effet seuil de l'arrêt de production renouvelable lors d'un épisode de prix négatifs le 1er avril 2025




du système électrique. Au cours des dernières années, un travail important a été réalisé pour inciter les producteurs renouvelables à réagir au prix de marché et à arrêter leur production (ce qui n'était pas le cas auparavant). Néanmoins, certains dispositifs ne permettent pas de « bien » caler le volume d'arrêts de production.

Par exemple, au cours de la journée du 1er avril 2025, en réaction à un signal de prix négatif sur le marché *spot* (-0,01 à -0,07 €/MWh), 10 GW de production renouvelable ont été arrêtés en quelques minutes à partir de 12 h 45 (pour un début de prix *spot* négatif à 13 h). Ce volume excède largement les variations de puissance absorbables par les réserves primaires européennes pour l'équilibrage du système (3 GW contractualisés en Europe).

L'analyse de cet évènement met en évidence que *(i)* il était normal qu'une partie de la production renouvelable s'arrête, *(ii)* le volume global d'arrêt simultané était trop important par rapport aux résultats du marché *spot*, *(iii)* les arrêts n'avaient pas été déclarés auprès de RTE dans les programmes fournis la veille pour le lendemain par les acteurs (moins de 1 GW d'arrêts était programmés auprès de RTE) et *(iv)* la « pente » des arrêts était trop brutale, ce qui conduit à la nécessité d'encadrer les modalités des arrêts.

Sur le plan de l'exploitation du système, cette situation a conduit à un fort besoin d'ajustements à la hausse pour compenser la baisse trop importante de production par rapport aux besoins du système (environ 2 GW) et un écart de fréquence transitoire significatif (-70 mHz).

Ce phénomène n'est pas isolé. Plus récemment, le 23 octobre 2025, 8 GW d'arrêt ont été observés sur un prix *spot* très faiblement négatif (-0,01 €/MWh). Or, depuis le 1er octobre, les acteurs disposent d'une bande de tolérance sur les arrêts de production en cas de prix *spot* très faiblement négatifs. Cette mesure a vocation à éviter les volumes d'arrêt trop importants. L'analyse des carnets d'ordre de la bourse de l'électricité EPEX met en évidence qu'elle n'est pas encore utilisée par les acteurs concernés.

La réaction des renouvelables aux signaux de marché et leur participation aux mécanismes d'équilibrage doit donc être approfondie par

rapport au cadre en vigueur, notamment sur trois paramètres :

- *La prévisibilité des arrêts :* de manière générale, seuls 6 % des producteurs raccordés aux réseaux de distribution respectent l'obligation de fournir un programme à RTE. Environ 40 GW de puissance installée ne respecte donc pas l'obligation de programmation. Les situations d'exploitation sont donc plus difficiles à anticiper et ne permettent pas de s'assurer qu'il existe suffisamment de leviers à la hausse comme à la baisse sur le mécanisme d'ajustement.

  Il est désormais nécessaire de garantir la participation effective des producteurs au dispositif de programmation prévu par le code de l'énergie.

- *Les modalités d'arrêts et reprise de production (ou « rampes ») :* les phases d'arrêt et de reprise de production renouvelable lors des prix *spot* négatifs ne sont pas suffisamment encadrées aujourd'hui. Les « pentes » peuvent s'avérer trop brutales, ce qui conduit à un impact sur la fréquence en Europe continentale et mobilise les réserves du système électrique (qui ne sont donc plus disponibles pour répondre à un aléa). Un encadrement plus strict des modalités des arrêts est donc nécessaire.

- *La profondeur des arrêts :* ces épisodes témoignent d'un surplus de production dans le système lors de la fixation du prix *spot*. Il est donc normal que les producteurs cherchent à baisser le volume de production mais les incitations doivent être mieux définies pour que le volume des arrêts corresponde au surplus effectif de production. Cette question de la bonne définition du volume d'arrêt est particulièrement sensible lorsque le prix *spot* est très faiblement négatif (compris entre 0 et -0,1 €/MWh).

Les leviers pour corriger ces situations sont identifiés. En particulier, il s'agit *(i)* de rendre plus contraignant le dispositif de programmation, *(ii)* d'assurer une participation plus importante des renouvelables au mécanisme d'ajustement (y compris pour les installations inférieures à 10 MW), *(iii)* d'encadrer plus fortement la profondeur et les modalités des arrêts et *(iv)* d'assurer que le dimensionnement des réserves soit adapté au fonctionnement des marchés et d'en limiter le coût.

**La mise en place rapide de ces mesures est possible sur le plan technique. RTE est en situation de commencer à mettre en œuvre ces dispositions dès 2026, sous réserve de leur approbation par l'État et la CRE.**

## Leviers sur la consommation

Des mesures peuvent également être mises en place pour déplacer les heures de consommation et limiter le volume de production – renouvelable et nucléaire – à faire moduler.

Par exemple, la délibération n° 2025-78 de la CRE relative à l'évolution du TURPE 7 annonce une révision des tarifs réglementés ainsi qu'une refonte du dispositif heures pleines/heures creuses (HP/HC). Cette réforme vise à aligner plus étroitement les heures creuses avec les besoins du réseau et l'évolution du mix électrique, notamment la montée en puissance de la production solaire en milieu de journée. À la suite de cette décision, Enedis a engagé un vaste chantier opérationnel consistant à réaménager les plages horaires HP/HC. Ce chantier a débuté officiellement le 1er novembre 2025 et s'étalera progressivement jusqu'à fin 2027. La réforme prévoit en particulier de maintenir huit heures creuses par jour, dont au moins cinq heures nocturnes, tout en ouvrant la possibilité d'attribuer jusqu'à trois heures creuses supplémentaires en milieu de journée, selon la zone et la saison. Cette évolution doit permettre une meilleure répartition de la consommation électrique, et ainsi de réduire l'apparition de surplus de production en milieu de journée.

4

# LES DÉTERMINANTS À L'HORIZON 2030-2035 :

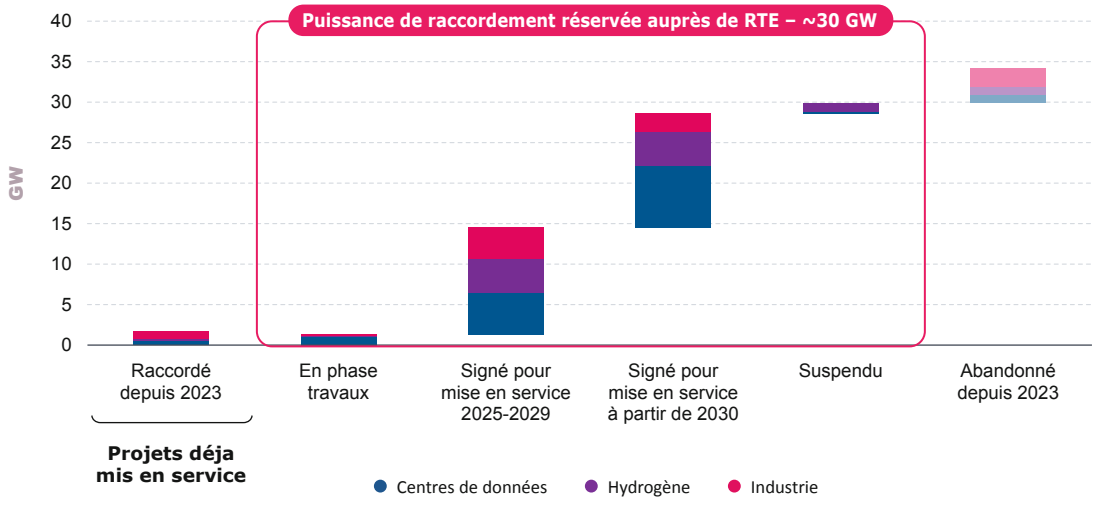
## DES INCERTITUDES FORTES SUR L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ QUI PEUVENT CONDUIRE À DES SITUATIONS CONTRASTÉES

### 4.1 À l'horizon 2030-2035, la consommation d'électricité est susceptible d'évoluer selon des trajectoires très différentes selon le niveau effectif de concrétisation des projets de décarbonation et de réindustrialisation

Aux échéances de 2030 et 2035, les ambitions de décarbonation de l'économie française et européenne, issues en particulier du paquet *Fit for 55*, laissent entrevoir des gisements importants de croissance de la consommation d'électricité, portés notamment par l'électrification des véhicules, la décarbonation de l'industrie et le déploiement d'électrolyseurs et de centres de données.

**Ces perspectives ont été étudiées et décrites en détail dans les scénarios A du Bilan prévisionnel 2023 pour chacun des secteurs**

**Figure 12** Décomposition du statut des propositions techniques et financières signées (situation au 1er novembre 2025)



**concernés. Elles ne relèvent pas uniquement d'une vision prospective théorique : la dynamique d'électrification et de réindustrialisation se traduit aujourd'hui par de nombreux projets concrets et leurs demandes de raccordement au réseau de transport d'électricité.**

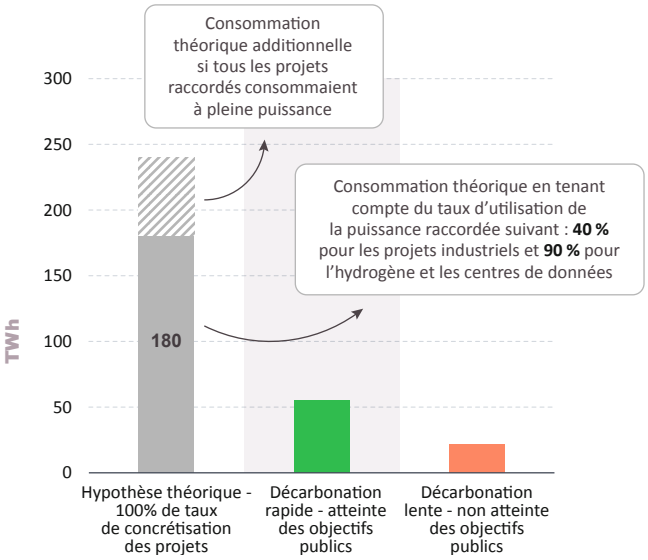
**Ainsi, au 1er novembre 2025, les projets de nouveaux sites de consommation ou d'augmentation de puissance de sites existants ayant contractualisé un accès au réseau de transport d'électricité[6] représentent une puissance cumulée de l'ordre de 30 GW** (environ 14 GW pour des centres de données, y compris ceux s'inscrivant dans une procédure *fast track*, 9,5 GW pour des unités de production d'hydrogène bas-carbone et de ses dérivés, et 6,5 GW pour des projets d'électrification dans l'industrie ou de nouveaux sites industriels).

La concrétisation de tous les projets et l'utilisation de l'intégralité de la puissance de raccordement demandée induiraient une trajectoire de consommation très largement supérieure aux trajectoires compatibles avec les objectifs des pouvoirs publics de réindustrialisation et de décarbonation.

**Cependant, l'horizon et l'ampleur de l'inflexion de la consommation restent incertains, compte tenu de la dynamique récente en matière de concrétisation des projets.**

Le système de demande d'accès au réseau et de raccordement, qui nécessite aujourd'hui peu d'engagements de la part des porteurs de projet, ne permet pas à RTE de disposer d'une information fiable pour distinguer les projets matures des projets « fantômes » ou en situation d'échec. Le dispositif doit désormais être repensé autour d'un recensement sectoriel des projets pour maximiser les chances d'obtenir des concrétisations industrielles conformément au cadre prévu par la délibération de la CRE du 23 juillet 2025.

**Figure 13** Comparaison entre la consommation théorique associée aux projets ayant réservé un accès au réseau de transport et les volumes de consommation des projets en 2030 dans les scénarios du BP2025




Pour refléter ces incertitudes sur la concrétisation des projets, et plus généralement sur le rythme d'électrification, le Bilan prévisionnel 2025 étudie ainsi plusieurs trajectoires contrastées. Celles-ci traduisent toutes des niveaux de consommation nettement inférieurs à des cas théoriques où l'intégralité des projets se concrétiserait : cela représenterait par exemple 240 TWh si tous les projets consommaient immédiatement à hauteur de 100 % de leur capacité raccordée, ou 180 TWh en tenant compte de moindres facteurs de charge (40 % pour les projets industriels, 90 % pour les unités de production d'hydrogène bas-carbone et les centres de données).

6. Au sens de signature de la proposition technique et financière de raccordement ou PTF émise par RTE.

## 4.2 Le Bilan prévisionnel 2025 analyse plusieurs trajectoires de consommation actualisées : une trajectoire décarbonation rapide d'atteinte des objectifs publics, une trajectoire décarbonation lente de non-atteinte des objectifs et un test de sensibilité normatif de stagnation d'ici 2030

### 1) La trajectoire de « décarbonation rapide » est construite comme une actualisation de la trajectoire du scénario « A - référence » du Bilan prévisionnel 2023. Elle montre l'ampleur de la marche à gravir pour se mettre sur le chemin de l'atteinte des objectifs climatiques et stratégiques du pays.

Son point de départ est légèrement ajusté à la baisse pour tenir compte de la situation des dernières années. Elle intègre le retard pris sur la réindustrialisation, la décarbonation et le développement de l'hydrogène bas-carbone mais reste globalement compatible avec l'atteinte des objectifs de décarbonation de la France et de l'Union européenne (55 % de réduction nette des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne par rapport à 1990, 50 % de réduction des émissions brutes en France par rapport à la même année de référence). Dans cette configuration, la France réussirait par ailleurs son redressement économique et industriel (croissance du PIB de +1,1 %/an et légère hausse de la part de la valeur ajoutée de l'industrie dans le PIB).

**La trajectoire de décarbonation rapide atteindrait 510 TWh en 2030, ce qui correspond à une croissance de l'ordre de +12 TWh par an, puis 580 TWh en 2035.** La part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale de la France s'établirait à environ 35 % en 2030 et entre 40 et 45 % en 2035.

Avant de connaître la phase de stagnation de la consommation qu'elle traverse depuis une quinzaine d'années, la France a déjà connu des rythmes de croissance similaires au cours des décennies 1980 et 1990. Il ne s'agirait donc pas d'une croissance inédite, mais cela constituerait une inflexion forte par rapport à la tendance récente.

Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE s'est attaché à traduire ce rythme de croissance en exemples de leviers concrets afin d'illustrer l'ampleur des actions nécessaires – publiques comme privées – et de pouvoir les confronter en pratique aux demandes d'accès au réseau qui lui sont adressées pour mesurer l'état d'avancement de l'électrification du pays.

L'atteinte du rythme d'électrification de la trajectoire « Décarbonation rapide – atteinte des objectifs publics » supposerait ainsi la mobilisation de divers leviers de croissance de la consommation : une accélération du développement du véhicule électrique (triplement des ventes annuelles, d'ici 2030 pour les véhicules électriques légers, en cohérence avec le principe d'interdiction des ventes de véhicules à moteur thermique à l'horizon 2035) et la concrétisation d'une part importante, de l'ordre de 60 %, des projets disposant d'un droit d'accès au réseau de transport d'électricité (en supposant des facteurs de charge normatifs, en 2030, respectivement de 20 %, 40 % et 60 %, pour les centres de données, les sites industriels et les unités de production d'hydrogène bas-carbone).

### 2) La trajectoire « décarbonation lente » reflète une dynamique d'électrification modérée, et insuffisante pour atteindre les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation du pays

Cette trajectoire décrit une augmentation de la consommation d'électricité plus lente et modeste par rapport à la trajectoire identifiée pour atteindre la neutralité carbone. Elle prolonge les réflexions du scénario C (« mondialisation contrariée ») du Bilan prévisionnel 2023 sur des évolutions très ralenties de la consommation électrique et se situe ainsi sur des niveaux de consommation similaires au scénario C. Si ces différentes trajectoires reposent toutes les deux sur une hypothèse de croissance économique plus

faible que dans la trajectoire « décarbonation rapide » (+0,6 %/an *vs* +1,1 %/an) et sur un contexte dégradé pour l'industrie française, la nouvelle trajectoire de décarbonation lente se distingue néanmoins du scénario C par une dynamique d'électrification plus lente qui ne permet pas d'atteindre les objectifs climatiques (dans le scénario C du BP2023, les objectifs climatiques du pays sont atteints en raison de prix élevés des énergies et ainsi d'une consommation d'énergie moindre).

**Dans cette trajectoire de non-atteinte des objectifs, la consommation croîtrait très modérément pour ne retrouver son niveau antérieur à la crise sanitaire (de l'ordre de 470 TWh) qu'en 2030, à hauteur, en moyenne, de +4 TWh par an. Elle atteindrait ensuite 505 TWh en 2035.** La part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale de la France s'établirait à moins de 35% en 2030 et moins de 40% en 2035.

Concrètement, cette trajectoire impliquerait par exemple que les ventes annuelles de véhicules électriques légers poursuivent la légère hausse observée ces dernières années (de l'ordre de 500 à 600000 ventes par an, soit moitié moins que le rythme de la trajectoire « Décarbonation rapide ») pour atteindre environ 6 millions de véhicules en 2030. Elle correspond par ailleurs à la concrétisation d'environ 15% (respectivement 10%) des projets de développement de la production d'hydrogène bas-carbone (respectivement du secteur de l'industrie) disposant d'un droit d'accès au réseau de transport d'électricité (avec les mêmes facteurs de charge normatifs).

## 3) Enfin, un test de sensibilité normatif de stagnation de la consommation à court terme (horizon 2030) a été étudié

Celle-ci permet d'illustrer les conséquences techniques et économiques d'une configuration théorique dans laquelle la production d'électricité continuerait à augmenter dans les mêmes proportions qu'aujourd'hui tandis que la consommation continuerait de stagner. Cette trajectoire refléterait un cas extrême dans lequel la quasi-totalité des projets ayant demandé leur raccordement dans le domaine de l'industrie, de la production d'hydrogène ou du numérique seraient abandonnés, ce qui constituerait donc un échec des objectifs stratégiques du pays dans un contexte de stagnation économique.

**Figure 14** Perspectives pour les principaux secteurs de consommation à 2030

| | |
|---|---|
| Bâtiments | Le chauffage est aujourd'hui majoritairement d'origine fossile. Son électrification ne sera que progressive. Centrée sur les pompes à chaleur, elle ne conduit pas des évolutions notables de la consommation d'électricité. |
| Transport | *Mobilité légère :* le développement du véhicule électrique est une réalité, avec un faible effet à date sur la consommation. Sa massification dépend de la crédibilité perçue des objectifs européens et du coût à l'achat de la voiture électrique.<br>*Mobilité lourde :* les choix des constructeurs se tournent aujourd'hui majoritairement vers les solutions à batteries, ce qui pourra conduire à une inflexion, mais faible à l'horizon 2030. |
| Hydrogène | La faible compétitivité de l'hydrogène bas-carbone par rapport aux alternatives fossiles conduit à retenir une approche prudente. Les perspectives apparaissent plus élevées pour les carburants de synthèse, mais dépendent de la crédibilité des obligations européennes. |
| Industrie | De nombreux projets d'électrification des procédés ou de nouveaux sites industriels existent mais peinent à se concrétiser du fait du contexte macroéconomique dégradé. Les prix bas de l'électricité en France constituent pourtant un facteur très favorable pour les concrétiser. |
| Datacenters | Un très grand nombre de demandes de raccordement ont été acceptées par RTE, y compris avec des montées en charge demandées très rapides avant 2030. La consommation effective du numérique demeure cependant difficile à bien anticiper, les datacenters déjà raccordés n'utilisant par exemple à date que 20% de leur puissance contractuelle de raccordement. |

La concrétisation des trajectoires de décarbonation nécessite de passer d'un régime où le développement de la production était particulièrement suivi et largement piloté par les pouvoirs publics à une configuration où le rythme d'électrification effectif de l'économie est non seulement suivi, mais également spécifiquement piloté. L'État a prévu en ce sens le principe d'un tableau de bord de l'électrification dans le projet de PPE mis en consultation en mars 2025, et a annoncé depuis diverses mesures pour accélérer la bascule des fossiles vers l'électricité.

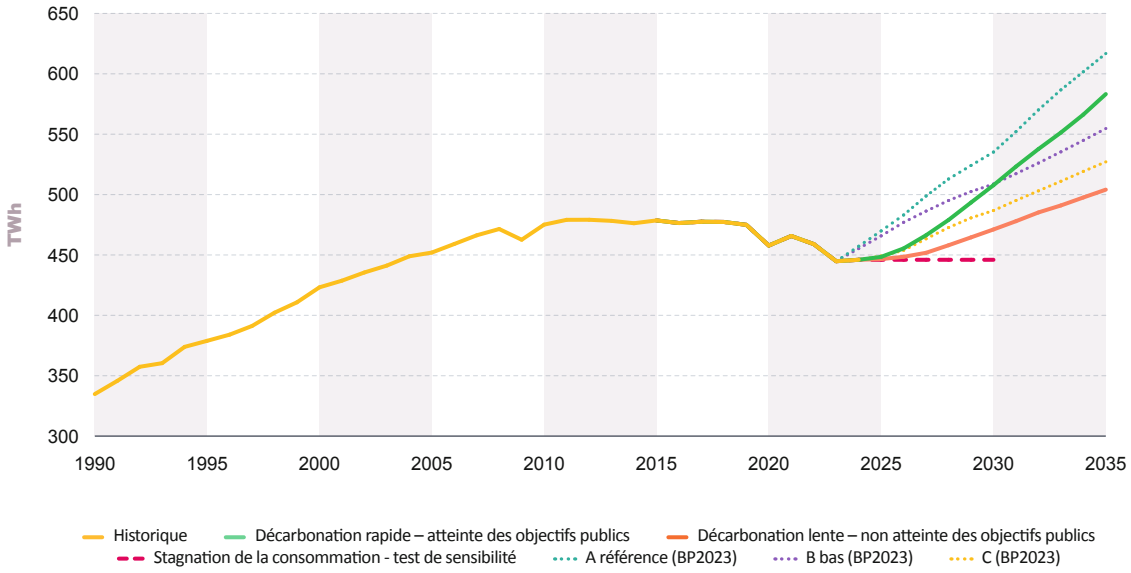
**Figure 15** Trajectoires de consommation intérieure d'électricité étudiées dans le Bilan prévisionnel 2025 et comparaison aux trajectoires du Bilan prévisionnel 2023

**Décarbonation rapide – atteinte des objectifs publics**

La France atteint les objectifs du *Fit for 55* et réussit son redressement économique et industriel (PIB +1,1 %/an et légère hausse de la part de l'industrie)

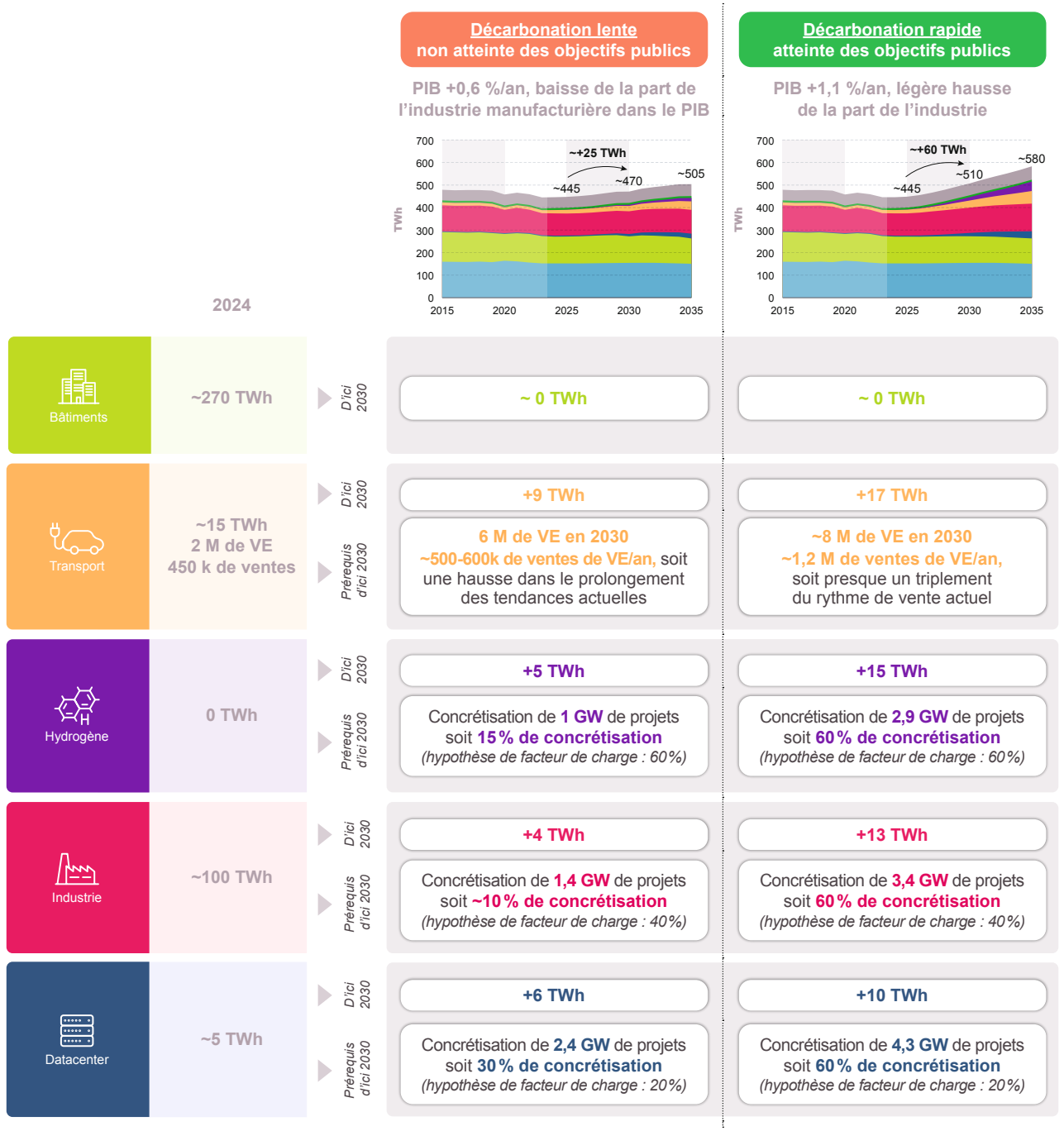
**Décarbonation lente – non atteinte des objectifs publics**

La consommation française suit une trajectoire non compatible avec les objectifs climatiques, dans un contexte économique dégradé (PIB +0,6 %/an et baisse de la part de l'industrie)




**+ Stagnation – test de sensibilité :** la consommation demeure atone : échec des objectifs stratégiques de la France et stagnation économique

**Figure 16** Gisements sectoriels de croissance à 2030 et actions nécessaires dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2025




NB : Les taux de concrétisation sont calculés par rapport aux projets disposant de droits d'accès au réseau de transport» pour un raccordement d'ici fin 2029.

Le secteur des bâtiments recouvre la consommation résidentielle (en bleu) et celle du tertiaire (en vert).

D'autres effets (pertes réseaux, consommations non énergétiques) sont à ajouter aux secteurs détaillés ci-dessus pour aboutir au volume complet de consommation intérieure retenue dans chaque trajectoire.

## 4.3 Le développement de l'appareil de production d'électricité suit désormais un rythme soutenu. L'évolution du niveau de production au cours des prochaines années dépendra en grande partie des choix publics sur le développement des renouvelables et de la disponibilité du parc nucléaire

Il n'existe désormais plus d'incertitude sur la capacité industrielle à développer des nouvelles installations de production bas-carbone, notamment solaires, pour garantir un niveau de production d'électricité bas-carbone suffisant au cours des prochaines années.

Le rythme d'installation des dernières années témoigne ainsi de la réussite de l'accélération des filières renouvelables et des politiques publiques visant à soutenir le développement de la production bas-carbone. Cette dynamique confirme la probabilité d'une poursuite, voire d'une accélération du rythme actuel de développement des énergies renouvelables, comme en atteste le volume de projets renouvelables ayant déjà sécurisé leur accès au réseau. Cette hypothèse a été largement partagée par les participants de la concertation sur le Bilan prévisionnel 2025 et constitue un levier important dans les trajectoires long terme d'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

### Influence du développement du solaire et de l'éolien

Concrètement, la France développe actuellement près de 10 TWh de production renouvelable supplémentaire chaque année (cette croissance pouvant toutefois se matérialiser différemment d'année en année en fonction des conditions météorologiques et de la disponibilité des moyens). **En poursuivant le développement des renouvelables terrestres au rythme actuel et en l'accélérant pour l'éolien en mer conformément aux ambitions publiques, il est ainsi largement possible de couvrir les nouveaux besoins en électricité dans la trajectoire de décarbonation rapide pour les dix prochaines années.**

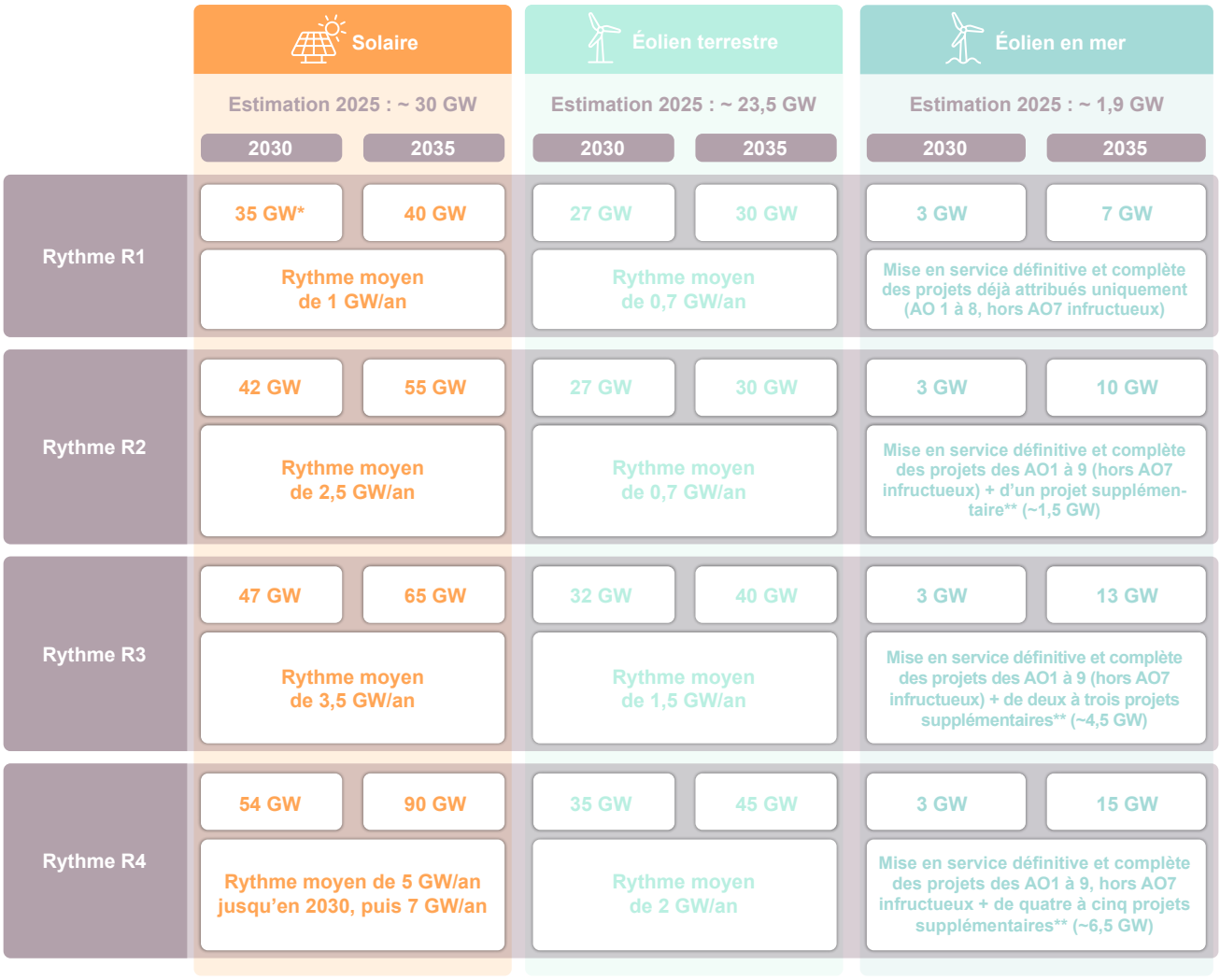
Alors que le Bilan prévisionnel 2023 avait été élaboré dans un contexte de sortie de crise où l'accélération du développement des renouvelables n'avait pas encore fait ses preuves, les incertitudes sur la capacité industrielle de la France à infléchir suffisamment le développement de la production sont en grande partie levées. Ce résultat est également conforté par la situation actuelle d'abondance de production, dans laquelle la consommation d'électricité reste faible et où la disponibilité de la production nucléaire a retrouvé rapidement des niveaux élevés.

**À l'inverse, dans une configuration où la consommation d'électricité n'augmenterait pas ou peu au cours des prochaines années, l'impact d'un développement toujours soutenu de la production bas-carbone sur le fonctionnement et les coûts du système électrique constitue désormais un point d'attention particulier du débat énergétique.**

Les problématiques techniques et économiques associées à des scénarios de découplage durable entre le développement de la consommation et de la production ont ainsi émergé comme un thème récurrent dans la concertation et le débat public au cours des derniers mois. En l'absence d'augmentation sensible de la consommation électrique dans les toutes prochaines années, la question de l'ajustement du rythme de développement de la production d'électricité bas-carbone peut naturellement être ouverte. Ceci a conduit, au cours de la concertation menée au printemps et à l'été 2025, à introduire différentes trajectoires de développement des renouvelables.

**Afin d'éclairer les options possibles et leurs conséquences sur le système électrique, le Bilan prévisionnel 2025 consacre ainsi une partie importante de l'analyse au croisement des différentes trajectoires de consommation avec plusieurs rythmes envisageables de développement des renouvelables à l'horizon 2030-2035 (R1 à R4, voir ci-dessous).**

**Figure 17** Rythmes de développement du solaire et de l'éolien étudiés dans le Bilan prévisionnel 2025




* Supposerait de décaler au-delà de 2030 des projets disposant pourtant de toutes les autorisations et soutiens nécessaires

** Projet(s) à identifier parmi les zones connues (Oléron 1 et 2 + zones identifiées dans la décision ministre d'octobre 2024)

Les trois trajectoires de consommation sont ainsi croisées avec les différents rythmes de développement des renouvelables, ainsi qu'avec différentes variantes sur le fonctionnement du parc nucléaire ou sur l'évolution du mix électrique en Europe.

Concrètement, les hypothèses de rythme de développement des renouvelables les plus hauts (R3 et R4) correspondent aux rythmes initialement envisagés dans la stratégie de référence des pouvoirs publics pour accompagner l'électrification des usages au cours des prochaines années. Ils reflètent une accélération pour l'éolien, à terre et en mer, et une stabilisation voire un léger ralentissement pour le rythme de développement du photovoltaïque. Ces trajectoires offrent des perspectives importantes pour le développement des filières renouvelables en France et peuvent offrir

des marges de manœuvre à long terme pour l'atteinte de la neutralité carbone, avec des besoins d'électricité orientés en forte hausse et une trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires de deuxième génération à envisager à partir de la décennie 2040. Elles peuvent en revanche conduire à accroître, au moins transitoirement, les phénomènes de surcapacité en cas d'électrification lente.

Les rythmes les plus bas étudiés dans le Bilan prévisionnel 2025 (R1 et R2) constituent à l'inverse un ralentissement sur le solaire, et dans une moindre mesure sur l'éolien terrestre. Les trajectoires intègrent également un décalage de l'arrivée des nouveaux parcs éoliens en mer par rapport aux ambitions initiales de l'État. Ces rythmes soulèvent des défis de nature opérationnelle :

- *Défi contractuel :* les volumes concernés sont très inférieurs au volume de projets ayant sécurisé leur accès au réseau (48 GW cumulés, dont 35 GW pour le solaire et 13 GW pour l'éolien terrestre au 1er octobre 2025 sur les réseaux de distribution et de transport d'électricité). Parmi ces projets, environ une dizaine de gigawatts d'installations photovoltaïques et environ 3 GW de projets éoliens terrestres disposent également des autorisations administratives et environnementales et bénéficient d'un soutien public (obligation d'achat ou complément de rémunération). Ce stock de projets – évalué conjointement par l'État, la CRE, Enedis et RTE – correspond ainsi à ceux pouvant être considérés comme sécurisés et dont les mises en service devraient s'échelonner entre 2026 et 2030.

  La trajectoire R2 pourrait se traduire par une mise en service relativement rapide de capacités solaires en 2026 et 2027, puis par un ralentissement. Elle suppose donc que la quasi-totalité des projets mis en service d'ici 2030 découle du stock de projets déjà existants et bénéficiant des autorisations et soutiens publics. Ceci implique également que ne soient transitoirement pas lancés de nouveaux appels d'offres conduisant à augmenter ce stock et à considérer que les projets ayant contractualisé leur accès au réseau au-delà du stock de projets « sécurisés » ne se feront pas.

  La trajectoire R1 correspond à une situation théorique dans laquelle les autorisations d'une partie de ce stock pourraient être remises en cause en vue de limiter fortement le développement de ces filières. Les conditions d'une telle remise en cause ne sont pas acquises.

- *Défi industriel :* les effets de *stop and go* peuvent avoir des conséquences durables sur le maintien des capacités industrielles et des compétences. Il conduit par ailleurs à fragiliser la capacité de la France à développer de nouveaux moyens de production nécessaires à la décarbonation du pays à moyen et long terme, ce qui constitue l'un des enjeux soulevés par ce Bilan prévisionnel.

  La gestion de la phase de surcapacité implique par conséquent d'assurer un compromis entre l'optimisation à court terme du dimensionnement du parc de production et la sécurisation de perspectives minimales pour les filières industrielles.

  À ce sujet, l'ensemble des différentes filières ne sont pas placées dans la même situation. L'éolien en mer mobilise de nombreuses capacités industrielles en France (usines de pales, de turbines, chantier naval…). Le lissage dans le temps de son développement peut constituer une opportunité pour augmenter la capacité des usines de production françaises à répondre aux appels d'offre pour les équipements ou à relocaliser une partie de la chaîne de valeur sur le territoire national. Pour cela, il faut à la fois définir un rythme crédible pour la filière et définir des perspectives de long-terme stables permettant d'enclencher des investissements dans les usines de fabrication. L'éolien terrestre et le solaire s'appuient principalement sur des composants importés depuis certains pays européens (pour l'éolien terrestre) ou l'Asie (pour le solaire) mais mobilisent également de nombreux développeurs et installateurs au niveau local.

Les analyses du Bilan prévisionnel présentent de manière approfondie les enjeux associés à ces différents rythmes, notamment sur le plan de la sécurité d'approvisionnement ou sur le plan économique (voir ci-après respectivement dans les parties 5 et 8 et dans les chapitres détaillés).

## Influence de la production nucléaire

Au-delà des renouvelables, le niveau de production d'électricité en France restera fortement dépendant de la disponibilité et des performances du

parc nucléaire. L'hypothèse de référence utilisée pour le Bilan prévisionnel 2025 correspond à une production annuelle de 365 TWh, conforme aux projections d'EDF pour les prochaines années et similaire à celle retenue dans le Bilan prévisionnel 2023. Des niveaux de disponibilité inférieurs et supérieurs ont également été testés et croisés avec différentes trajectoires de consommation et de développement des renouvelables.

Les hypothèses retenues traduisent des moyennes sur temps long, les analyses détaillées de RTE consistant à représenter différents aléas sur le parc de production, pour le nucléaire comme pour les autres sources de production d'électricité.

Sur la période modélisée dans le Bilan prévisionnel 2025, l'essentiel des réacteurs de 900 MW seront concernées par leur cinquième visite décennale, et les réacteurs 1 300 MW par leur quatrième visite décennale. La trajectoire haute est compatible avec une dynamique d'augmentation de la puissance unitaire de certaines tranches, qui mettrait dans tous les cas du temps à se concrétiser. La trajectoire basse vise à tester la résilience des scénarios à l'hypothèse d'un incident générique, ou à une fermeture de réacteurs qui serait demandée par l'ASNR. De manière générale, le dispositif d'étude de RTE prévoit depuis plusieurs années systématiquement l'examen de plusieurs variantes.

S'agissant des nouveaux réacteurs nucléaires, le Bilan prévisionnel fait l'hypothèse d'un lancement d'un programme de construction d'au moins trois nouvelles paires de réacteurs, ce qui correspond à l'orientation désormais bien arrêtée des pouvoirs publics. Cependant, aucun de ces réacteurs ne sera en service d'ici 2035 ; leur production n'est donc pas comptabilisée dans les bilans électriques présentés.

## Influence de la production hydraulique

L'évolution de la production hydraulique à moyen terme reste sujette à incertitude. Des investissements importants sont à prévoir dans la modernisation des installations de production, dans l'augmentation de leur puissance, voire dans de nouveaux équipements. Le cadre juridique permettant de procéder à ces investissements est en cours de clarification, le contentieux entre la France et les autorités communautaires étant possiblement en voie de résolution. Cependant, il n'existe pas encore de programme arrêté de la part des opérateurs concernés, et quantifier l'ampleur possible de ces investissements ainsi que leurs résultats possibles sur le court-moyen terme n'était donc pas accessible dans le cadre de ce Bilan prévisionnel. De ce fait, RTE a conservé l'approche prudente observée ces dernières années, consistant à prévoir un productible stable sur le temps long. La stabilité du productible est compatible avec un scénario de modernisation de certaines installations hydraulique, dans un contexte de changement climatique et de risque de conflits d'usage sur la ressource.

## Influence de la production thermique

Les enjeux sur production thermique portent à la fois sur le maintien ou la conversion des unités existantes et sur l'éventuel développement de nouvelles unités, qui devraient alors utiliser des combustibles décarbonés à terme. Dans les deux cas, les perspectives économiques de telles unités dépendent très largement du mécanisme de capacité, et donc du choix du scénario de référence qui sera utilisé pour le dimensionnement de ce mécanisme (décarbonation rapide, décarbonation lente, autre).

## Influence de la situation européenne

Enfin, les analyses des Bilans prévisionnels récents ont systématiquement montré l'importance de l'évolution du mix européen dans les projections sur le fonctionnement du système électrique français et ses déterminants économiques. Le Bilan prévisionnel 2025 comporte ainsi plusieurs variantes sur l'évolution de la consommation et de la production dans les pays voisins qui mettent notamment en évidence l'influence du développement des renouvelables en Europe sur les besoins de modulation en France (voir ci-après partie 6.5, et chapitre sur le fonctionnement du système)[7].

7. Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 intègrent des configurations dans lesquelles les pays voisins se décarbonent au même rythme que la France (rapidement dans la configuration de décarbonation rapide, lentement dans la configuration de décarbonation lente), mais également de nombreuses variantes de « découplage » entre l'effort de décarbonation en France et celui des pays voisins.

# Synthèse des hypothèses testées dans le Bilan prévisionnel 2025

## Trajectoires de consommation

| | | Décarbonation rapide – atteinte des objectifs publics | | Décarbonation lente – non atteinte des objectifs publics | | Stagnation de la consommation – test sensibilité |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Estimation 2025 | | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 | 2030 |
| 445-450 TWh | | 510 TWh | 580 TWh | 470 TWh | 505 TWh | 445 TWh |
| Cadre macro-économique | PIB : +0,7 % | Stabilisation de la tendance PIB : +1,1 %/an | | Contexte dégradé PIB : +0,6 %/an | | |

## Renouvelables

| | | R1 | | R2 | | R3 | | R4 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Estimation 2025 | | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 |
| Solaire | ~30 GW *~+6 GW en 2025* | 35 GW | 40 GW | 42 GW | 55 GW | 47 GW | 65 GW | 54 GW | 90 GW |
| Éolien terrestre | ~23,5 GW *+0,6 GW en 2025* | 27 GW | 30 GW | 27 GW | 30 GW | 32 GW | 40 GW | 35 GW | 45 GW |
| Éolien en mer | 1,9 GW *+0,4 GW en 2025* | 3 GW | 7 GW | 3 GW | 10 GW | 3 GW | 13 GW | 3 GW | 15 GW |
| Hydraulique | ~60 TWh | Développement de la capacité, stabilité du productible : ~60 TWh | | | | | | | |

| | | Basse | Médiane | Haute |
|---|---|---|---|---|
| Capacité de modulation | | Parcs > 10 MW, taux de réponse prudent | Parcs > 10 MW, taux de réponse parfait | Parcs > 1 MW, taux de réponse parfait |

## Nucléaire

| | | Basse | | Médiane | | Haute | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Estimation 2025 | | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 |
| Productible disponible | 365-375 TWh | ~320 TWh | | ~365 TWh | | ~380 TWh | |
| | Hiver 24-25 | | | | | | |
| Coef dispo hiver (déc, janv, fév) | 0,81 (51 GW) | 0,73 (~46 GW) | | 0,82 (~51,5 GW) | | 0,87 (~55 GW) | |

Ces hypothèses de production et de disponibilité sont calculées pour une capacité installée de 63 GW (parc actuel comprenant Flamanville) et un volume usuel de production non utilisée. Les nouveaux réacteurs nucléaires (programme NNF) ne produisent pas d'électricité au cours de la période 2025-2035 étudiée dans le Bilan prévisionnel

| | « Libre » | « Encadré » |
|---|---|---|
| Type de comportement de la modulation | Volume de modulation annuel essentiellement guidé par les prix, selon différentes variantes sur les contraintes techniques et opérationnelles<br>→ Volume de production très variable | Volume de modulation limité aux volumes historiques<br>→ Cible de production garantie |

## Pays européens (16 pays étudiés hors France)

| | Europe - *Fit for 55* | Europe - Prudente | Europe - Retard sur la consommation | Europe - Retard sur la production |
|---|---|---|---|---|
| | *Atteinte des objectifs climatiques* | *Retard sur les objectifs : rythmes EnR tendanciels et croissance de la conso. similaire à la trajectoire lente en France* | | |
| **Entre 2023 et 2024** | | | | |
| **Production renouvelable : +60 GW** | **+794 GW** entre 2026 et 2035 | **+576 GW** entre 2026 et 2035 | **+794 GW** entre 2026 et 2035 | **+576 GW** entre 2026 et 2035 |
| **Consommation : +1 %** | **+45 %** entre 2026 et 2035 | **+21 %** entre 2026 et 2035 | **+21 %** entre 2026 et 2035 | **+45 %** entre 2026 et 2035 |

## Flexibilités

| | Estimation 2025 | Socle (services système) | Variante Batterie 1 | Variante Batterie 2 | Variante Batterie 3 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Batteries installées 2030** | ~1,5 GW | 3 GW | 8 GW | 13 GW | 33 GW |

| | Estimation 2025 | Socle de prolongation | Différentes variantes | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Total : 12,5 GW | | | | |
| **Gaz 2030** | 12,6 GW | 10,9 GW | Thermique total 13,5 GW | Thermique total 14 GW | Thermique total 14,5 GW | Thermique total 15 GW |
| **Charbon 2030** | 1,8 GW | 0 GW | | | | |
| **Fioul 2030** | 3 GW | 1,7 GW | | | | |

| | Sans développement | Configuration médiane | Configuration haute |
|---|---|---|---|
| **Flexibilités de consommation 2030** | ~4 GW d'effacement et modulations de consommation<br>10% recharges VE pilotées<br>0% d'électrolyseurs effaçables | ~5,5 à 6,5 GW d'effacement et modulations de consommation<br>70% recharges VE pilotées<br>70% d'électrolyseurs effaçables | ~6,5 à 10,5 GW d'effacement et modulations de consommation<br>80% recharges VE pilotées<br>90% d'électrolyseurs effaçables |

## Prix des combustibles

| | Moyenne 2025 | Référence | | Haute | | Stress test | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 | 2030 | 2035 |
| **Prix du gaz** | 40 €/MWh | 25 €/MWh | 25 €/MWh | 45 €/MWh | 45 €/MWh | 60 à 75 €/MWh | 60 à 75 €/MWh |
| **Prix du $CO_2$ (ETS)** | 75 €/t$CO_2$ | 80 à 120 €/t$CO_2$* | 110 à 140 €/t$CO_2$* | 150 €/t$CO_2$ | 200 €/t$CO_2$ | 200 €/t$CO_2$ | 200 €/t$CO_2$ |

* Le prix du $CO_2$ est plus élevé pour la 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.

5

# LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT HIVERNALE À L'HORIZON 2030-2035 :

## UN SOCLE DE CAPACITÉS À MAINTENIR DANS TOUS LES SCÉNARIOS, DES BESOINS ADDITIONNELS EN CAS DE DÉCARBONATION RAPIDE

### 5.1 Entre 2027 et 2030, le niveau de marges pour le passage des pointes hivernales pourrait se réduire progressivement, conduisant à un besoin de capacités additionnelles dans la trajectoire de décarbonation rapide

Au cours des toutes prochaines années (horizon 2027), les marges pour le passage des pointes hivernales sont évaluées à un niveau très élevé. Cela montre que le risque sur l'approvisionnement lors des pointes est actuellement extrêmement faible et le restera sauf en cas de crise d'ampleur sur la disponibilité du nucléaire, de l'hydraulique, ou des moyens thermiques.

En partant de ce niveau élevé, les marges devraient diminuer progressivement entre 2027 et 2030 sous l'effet de trois principaux déterminants :

1) l'augmentation attendue de la consommation d'électricité, dans des proportions très différente selon le rythme effectif de décarbonation, qui conduit à une hausse des besoins lors des pointes hivernales, plus ou moins importante selon la capacité de flexibilité des nouveaux usages ;

2) la fermeture envisagée de certains moyens thermiques en France (dernières centrales au charbon, certaines cogénérations arrivées au terme de leur contrat de soutien ou de leur durée de vie, centrales au gaz liées à des projets de décarbonation, turbines à combustion les plus anciennes) ;

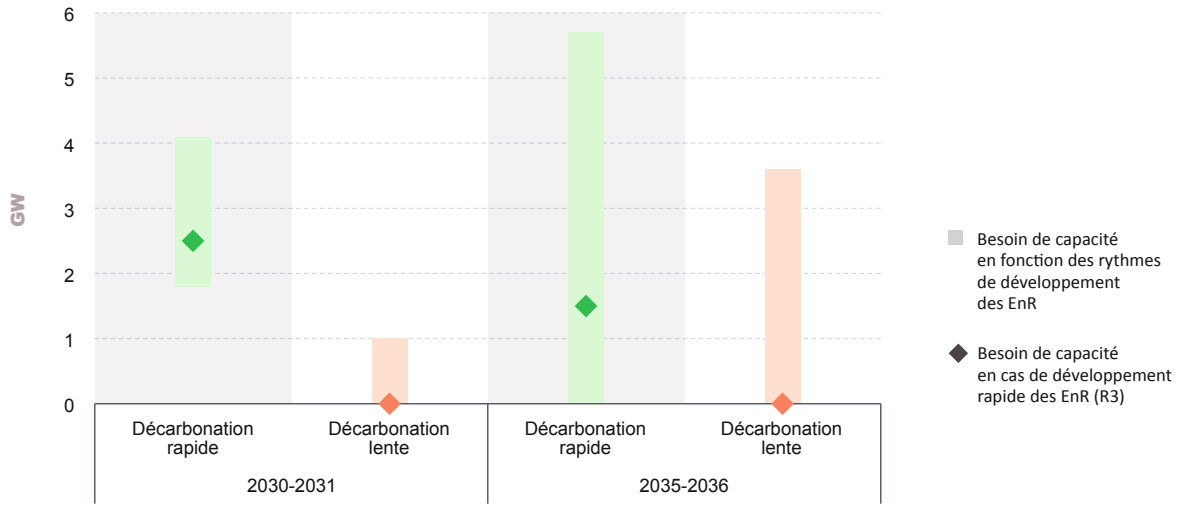
3) l'évolution du mix en Europe, marquée notamment par l'augmentation de la consommation, par la fermeture anticipée de centrales au charbon et au gaz (avec une probable résorption des surcapacités à l'étranger par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement de chaque pays) et qui se traduit également par une plus forte concomitance des situations de tension avec les pays voisins.

**L'évolution des besoins de capacités pour le passage des pointes hivernales dépend donc de manière significative de l'évolution projetée de la consommation.**

**Dans une trajectoire de décarbonation rapide, cohérente avec les objectifs publics, un besoin de capacités additionnelles est ainsi identifié à partir de 2030 : dans le prolongement du scénario A du Bilan prévisionnel 2023, ce besoin est évalué à hauteur de 2 à 4 GW en fonction des hypothèses prises sur le développement des renouvelables,** et atteint notamment autour de 2,5 GW en particulier dans un scénario « Décarbonation rapide - R3 ». Il peut être couvert par différentes combinaisons de moyens flexibles (voir ci-après) incluant la construction ou la conversion de capacités thermiques ainsi que des batteries, de la flexibilité de la demande ou encore des capacités de stockage hydraulique (STEP).

**Ce besoin serait en revanche significativement réduit, voire proche de zéro, dans des scénarios de faible augmentation de la**

**Figure 18** Évolution des besoins de capacités supplémentaires dans les différentes configurations étudiées




**consommation (trajectoires de décarbonation lente ou stagnation) à l'horizon 2030,** sous réserve d'un développement suffisant des renouvelables (rythme R3) et du maintien d'un socle légèrement en-deçà de 13 GW de moyens thermiques existants (centrales cycles combinés au gaz, turbines à combustion et cogénération).

Seules des configurations avec les trajectoires renouvelables les plus basses (R1 et R2) pourraient conduire à un besoin de capacités additionnelles de l'ordre 1 GW au maximum à l'horizon 2030 pour le passage des pointes hivernales.

Ce diagnostic est fortement sensible à l'évolution de la disponibilité du nucléaire en hiver, ainsi qu'au développement des flexibilités de la demande. Dans une hypothèse où la disponibilité du nucléaire pourrait être garantie à un niveau supérieur à 55 GW en moyenne chaque hiver, le besoin de capacités additionnelles serait nul à l'horizon 2030 dans tous les scénarios. Là encore, cette conclusion confirme celle du Bilan prévisionnel 2023.

**S'agissant de l'horizon 2035, les analyses du Bilan prévisionnel montrent que le besoin de capacités additionnelles se confirme dans les scénarios de décarbonation rapide mais n'excède pas celui observé à l'horizon 2030.** Ceci signifie en particulier que les moyens qui pourront être développés autour de 2030 seront globalement sans regret pour couvrir les besoins à l'horizon 2035 et qu'il ne sera pas nécessaire d'en développer de nouveaux, dès lors que la disponibilité du nucléaire reste stable sur cette période.

## 5.2 La mise en œuvre d'un nouveau mécanisme de capacité en France est nécessaire dans toutes les configurations

L'analyse technico-économique réalisée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025 montre qu'à l'horizon 2030-2035, un mécanisme de capacité apparaît toujours justifié pour assurer la viabilité économique des capacités de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

En effet, les analyses de viabilité économique, réalisées par RTE en intégrant les principes méthodologiques établis par la réglementation européenne et les lignes directrices de l'ACER[8], démontrent que les revenus de nombreux moyens thermiques et des moyens de flexibilité sur les seuls marchés de l'énergie et des réserves d'équilibrage seraient insuffisants et/ou en partie trop incertains pour assurer leur viabilité économique. En l'absence de mécanisme de capacité, cette situation conduirait alors à une possible fermeture de plusieurs capacités en raison de leur absence de rentabilité économique, engendrant par suite une dégradation du niveau de sécurité d'approvisionnement au-delà du critère de risque prévu par le code de l'énergie (espérance de défaillance limitée à 3 heures par an en moyenne et espérance de délestage limitée à 2 heures par an).

Cette conclusion est confirmée dans un scénario de décarbonation lente où l'absence de mécanisme de capacité ne permettrait pas de maintenir un volume suffisant de capacités existantes. Elle l'est également dans un scénario de décarbonation rapide où le modèle économique pour de nouveaux moyens de pointe (construction ou conversion de moyens existants) nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ne serait pas non plus assuré.

**Ces analyses conduisent à des résultats similaires à ceux des dernières études[10] publiées par RTE. Elles confortent l'intérêt d'un nouveau mécanisme de capacité dans les prochaines années pour assurer a minima le maintien des moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ainsi que pour le développement de moyens additionnels dans les scénarios de décarbonation rapide.**

À l'issue de plusieurs années de conception, en concertation avec les acteurs de marché, un nouveau mécanisme de capacité a été institué par la loi de finances pour 2025. L'autorisation du dispositif par la Commission européenne au titre du droit des aides d'État et la définition détaillée des règles et des modalités pratiques de mise en œuvre sont en cours de finalisation, en vue du démarrage du nouveau mécanisme de capacité pour l'hiver 2026-2027. Ce nouveau mécanisme fonctionnera selon une architecture centralisée et simplifiée dans laquelle RTE contractualise l'ensemble des besoins de capacité au travers d'enchères centralisées. Le scénario et les paramètres-clés pour le dimensionnement du mécanisme, qui détermineront chaque année le volume de nouvelles capacités à développer, seront analysés par RTE au sein de ses études et serviront de base à la proposition de paramètres qui sera soumise chaque année au ministre chargé de l'énergie par la CRE.

Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 fonderont ainsi le paramétrage du mécanisme de capacité pour ses premières années de fonctionnement (enchère pour l'hiver 2026-2027, et enchère quatre ans à l'avance pour l'hiver 2030-2031) : elles soulèvent des enjeux importants en termes de dimensionnement du système électrique à ces horizons.

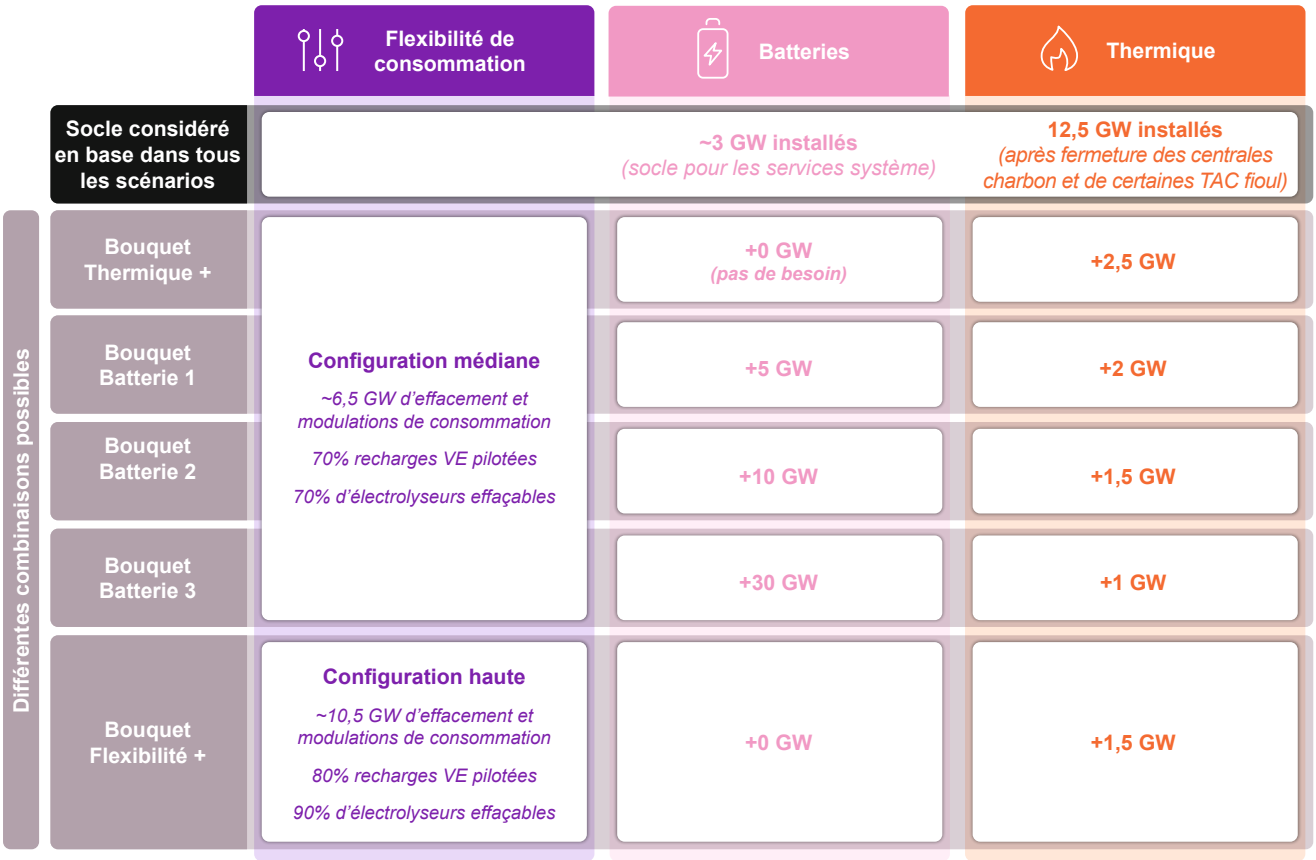
8. Voir à ce titre les articles 21, 23 et 24 du Règlement n° 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ainsi que la décision n° 24/2020 de l'ACER du 2 2020 relative à la méthodologie de l'étude européenne d'adéquation des ressources.
9. Voir notamment le Bilan prévisionnel 2021 et le Bilan prévisionnel 2023

## 5.3 Différentes combinaisons de flexibilités permettent de répondre au besoin de capacités additionnelles dans les scénarios de décarbonation rapide. Elles intègrent toutes un socle suffisant de moyens de production sans contraintes de stock

Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 mettent en évidence que la combinaison de flexibilités permettant de couvrir le besoin de nouvelles capacités à la pointe doit nécessairement inclure des moyens pouvant être mobilisés pendant des épisodes « longs » de tension sur le système électrique (plusieurs jours de vague de froid sans vent) et n'étant donc pas limités par des contraintes de stock à l'échelle de la journée ou de la semaine.

Concrètement, ces flexibilités recouvrent soit *(i)* des barrages hydrauliques disposant de capacités de stockage très importantes, dépassant plusieurs dizaines d'heures de production (STEP de type « hebdomadaire », augmentations de puissance de barrages existants…), soit *(ii)* de nouveaux moyens de pointe (turbines à combustion, centrales thermiques à cycle combiné, conversion de moyens existants…) soit *(iii)* une assurance sur une disponibilité hivernale du parc nucléaire

**Figure 19** Bouquets de flexibilités possibles – Exemple dans la configuration « Décarbonation rapide - R3 » à l'horizon 2030



supérieure à celle des dernières années. Dans le contexte actuel et au vu des incertitudes sur l'évolution de la consommation et des délais de développement de nouveaux moyens (la mise en service de nouvelles STEP ou de nouvelles turbines à combustion constitue un défi en soi), l'enjeu est avant tout de maximiser la disponibilité du nucléaire en hiver, d'assurer le maintien ou la conversion des moyens existants les plus compétitifs et d'envisager les possibles développements sur l'hydraulique et le thermique afin de disposer de nouvelles capacités sur la période 2030-2035.

Les flexibilités de la demande et les batteries sont, quant à elles, parfaitement adaptées pour couvrir des épisodes « courts » de défaillance. Elles sont essentielles à la sécurité d'approvisionnement en permettant de lisser les pointes à l'échelle de la journée voire de la semaine. En revanche, leur contribution à la sécurité d'approvisionnement est limitée dans les épisodes de tension longs (la flexibilité de la demande se heurte à la capacité à se passer d'un usage électrique sur une longue période, tandis que les moyens de stockage ne peuvent pas se recharger durant ce type d'épisodes sans aggraver le niveau de tension sur le système). Les analyses démontrent ainsi que la contribution « marginale » de ces flexibilités à la sécurité d'approvisionnement diminue fortement au fur et à mesure de leur déploiement.

À l'instar du Bilan prévisionnel 2023, RTE montre que différentes combinaisons, appelées « bouquets de flexibilité » sont possibles à l'horizon 2030 pour assurer la sécurité d'approvisionnement hivernale dans le scénario de décarbonation rapide. Ces bouquets se différencient entre eux par l'évolution du parc thermique, des batteries et de la flexibilité de la demande mais permettent tous d'assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement exprimé en nombre d'heures de défaillance. Il est ainsi possible de développer plus fortement l'une ou l'autre des filières en fonction des enjeux économiques, environnementaux, sociaux ou encore industriels (délais de développement, capacités industrielles…). L'analyse économique menée dans le Bilan prévisionnel ne permet pas d'être prescriptif sur la « meilleure » combinaison : plusieurs bouquets de flexibilité peuvent avoir des coûts assez proches, avec un équilibre qui dépend beaucoup des hypothèses retenues. En pratique, le bouquet de flexibilité qui se développera dépendra des caractéristiques des solutions proposées par les différents exploitants et développeurs de capacités (disponibilité, délais de développement, coûts, etc.) : celles-ci seront mises en concurrence au travers des mécanismes de marché (mécanisme de capacité, mécanismes de réserves, etc.).

L'étude met toutefois en évidence l'intérêt de disposer dans tous les cas d'un nombre suffisant de moyens sans contraintes de stock pour garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

6

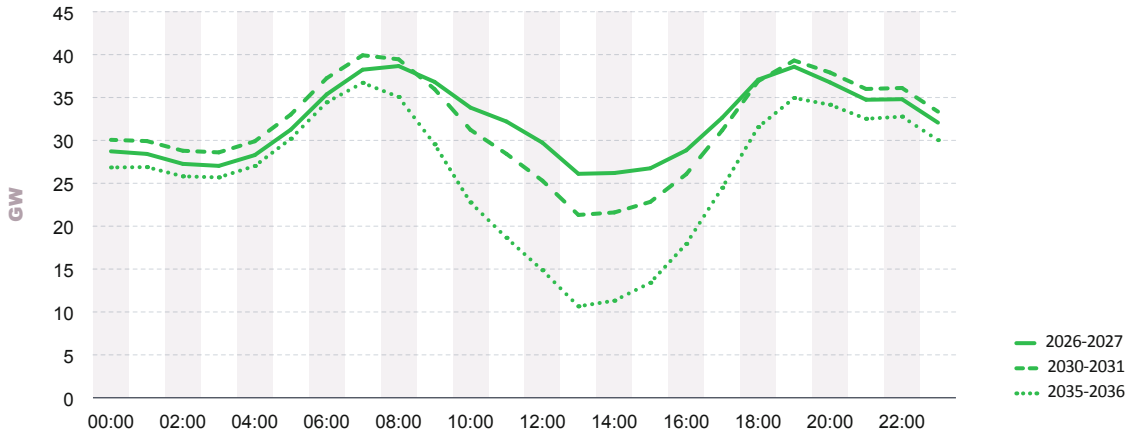
# LA GESTION DES « CREUX » À L'HORIZON 2030-2035 : DES ÉPISODES D'ABONDANCE DE PRODUCTION QUI PEUVENT S'ACCENTUER DANS LA TRAJECTOIRE DE DÉCARBONATION LENTE

## 6.1 Les besoins de modulation du système électrique tendent à augmenter dans tous les scénarios, avec un effet marqué du solaire sur la courbe de charge, qui conduit à une attention particulière sur les périodes d'abondance de production en milieu de journée

Le développement des renouvelables a un effet marqué sur la courbe de consommation résiduelle, c'est-à-dire la courbe de consommation diminuée de la production renouvelable variable, qui doit être couverte par les moyens de production conventionnels (hydraulique, nucléaire, thermique). Cet effet était attendu et documenté (dans le Bilan prévisionnel 2023, RTE avait déjà mis en évidence cette évolution, caractérisée notamment par un creusement de la courbe en milieu de journée lié au développement rapide du solaire en France et en Europe). Il est désormais largement observé dans de nombreux pays européens.

Compte tenu de la situation de retard pris sur l'électrification des usages et la réindustrialisation du

**Figure 20** Profil journalier moyen de consommation résiduelle non flexible pour différents horizons dans la trajectoire « Décarbonation rapide – R3 »



pays combinée au déploiement désormais rapide des outils de production partout en Europe, ces situations d'abondance de production vont devenir plus fréquentes et plus significatives.

**Dans le Bilan prévisionnel 2025, RTE a donc étudié, avec une attention particulière, les besoins de flexibilité lors des épisodes d'abondance de production. Les constats, mis en évidence à court terme (partie 3.3), restent pertinent à moyen terme. Il en ressort clairement que la priorité des prochaines années est désormais de faire évoluer les règles, les méthodes et les outils d'exploitation du système, historiquement tournés vers le passage des pointes hivernales, en les complétant pour la gestion des situations de creux de consommation résiduelle.**

## 6.2 Dans les scénarios de décarbonation lente, le volume d'exports atteint un plafond autour de 80 à 110 TWh

Le système électrique français est, depuis de nombreuses années, largement exportateur d'électricité vers le reste de l'Europe. À l'exception de l'année 2022, marquée par la faible disponibilité du parc nucléaire français du fait de la crise de la corrosion sous contrainte, la France présente généralement un solde net d'exports de plusieurs dizaines de térawattheures, ce qui en fait l'un des tout premiers – et souvent le principal – pays exportateurs d'électricité du continent.

Cette situation s'explique par la forte compétitivité à l'échelle européenne de la production nucléaire et hydraulique française, à faible coût variable, en comparaison de la production issue de centrales au gaz et au charbon, dont les coûts variables sont nettement plus élevés.

L'atteinte d'un solde net exportateur élevé ne constitue, par conséquent, pas un phénomène nouveau : à titre d'exemple, en 2002, alors que le système électrique français disposait de marges de production importantes par rapport à la consommation du fait du programme électronucléaire, la France a exporté 76 TWh (solde net), soit un niveau proche du niveau record observé en 2024 (89 TWh).

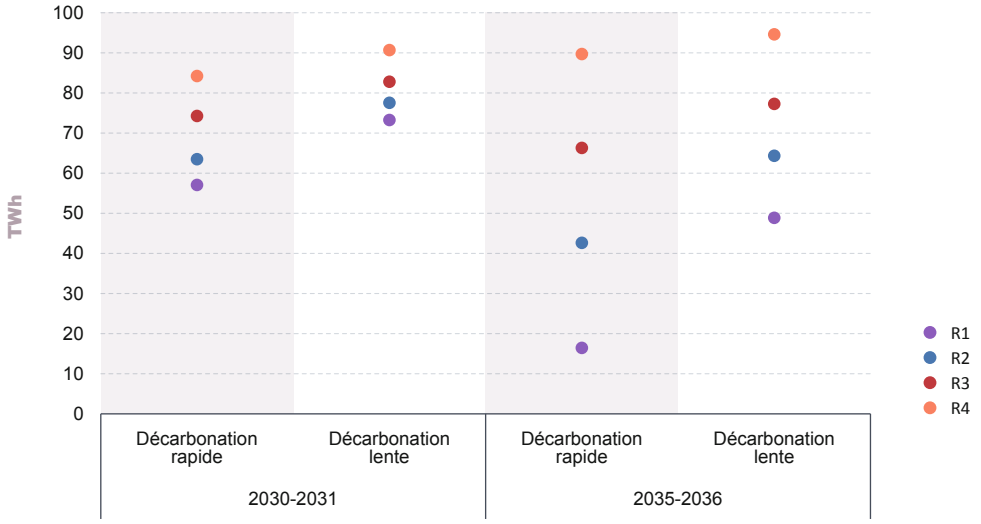
**Les exports d'électricité ont ainsi historiquement constitué un débouché économique important pour la production d'électricité française bas-carbone (d'abord nucléaire et hydraulique, puis également renouvelable). Du fait de ses faibles coûts variables, celle-ci a donc pu se substituer à la production thermique fossile dans les pays voisins, contribuant de fait à la réduction des émissions de la production d'électricité européenne. Dans cette configuration de décarbonation rapide, la limitation de la production renouvelable et nucléaire pour absence de débouchés peut être maintenue à un niveau marginal. Cette conclusion est conforme aux précédents rapports publiés par RTE (*Futurs énergétiques 2050*, Bilan prévisionnel 2023).**

Toutefois, compte tenu de la croissance rapide de la production renouvelable en Europe, le marché de l'électricité européen est de plus en plus marqué par des pics concomitants de production d'électricité bas-carbone, notamment en milieu de journée du fait du pic de production solaire. Ceci réduit de fait l'espace économique pour les exports d'excédents d'électricité bas-carbone français.

Les analyses du Bilan prévisionnel montrent que les perspectives de solde exportateur français plafonnent autour de 80 à 110 TWh[10] dans les différentes configurations croisées entre la consommation et la production et selon l'hypothèse sur la faculté de modulation du nucléaire.

**10.** Pour un même scénario, le solde d'exports peut varier fortement en fonction des conditions météorologiques et de la disponibilité effective du parc nucléaire.

**Figure 21** Soldes exportateurs annuels moyens de la France dans les différentes configurations étudiées




Note : le solde des échanges est susceptible de varier fortement selon les années météorologiques considérées. Un solde faiblement exportateur net en moyenne (comme dans la configuration «décarbonation rapide + R1») signifie donc que ce solde peut être importateur net dans un grand nombre de configurations en fonction des conditions météorologiques et des aléas rencontrés.

Plus précisément, dans une configuration de décarbonation rapide en France et en Europe, le solde de la France atteindrait les 60 à 90 TWh à l'horizon 2030 (selon l'hypothèse de développement des renouvelables), et la balance commerciale du pays pour les exports d'électricité contribuerait à réduire la facture nationale d'électricité de l'ordre de 4 à 6 Md€.

En revanche, dans une configuration de décarbonation lente de la France et des pays voisins, le solde d'exports français ne dépasserait pas de l'ordre de 90 TWh, sauf dans la variante intégrant une limite sur la capacité de modulation du nucléaire («modulation encadrée», voir ci-après) dans laquelle le solde exportateur peut atteindre de l'ordre de 110 TWh. En cas de décarbonation lente, la valorisation économique de ces exports serait par ailleurs plus faible (*cf.* ci-après résultats économiques).

**Ces analyses mettent également en évidence l'influence de l'évolution du mix électrique en Europe sur les besoins de modulation du système électrique français : quels que soient les choix publics sur le développement de la production d'électricité en France, la faculté de modulation ou de flexibilité des moyens de production français sera davantage mobilisée du fait de l'évolution des autres systèmes électriques européens.**

## 6.3 En cas de faible augmentation de la consommation d'électricité, une partie croissante du productible bas-carbone ne trouverait pas de débouchés économiques sur les marchés européens, conduisant à des volumes de modulation du nucléaire et de production renouvelable significatifs

La limitation attendue des débouchés économiques sur le marché européen conduira de fait à devoir solliciter plus fortement la faculté de modulation de la production nucléaire et renouvelable en France au cours des prochaines années.

Ce principe de modulation à la baisse de la production ne constitue pas une nouveauté : le parc nucléaire français module depuis les années 1980 (et son record de modulation date de 1994). Cette solution permet de concilier la part importante du nucléaire dans le mix électrique français avec la couverture de besoins en électricité qui varient tout au long de l'année. Quant aux renouvelables, une partie significative et croissante de la production s'interrompt lors des périodes marquées par des surplus de production importants pendant lesquelles les prix de l'électricité sur le marché de gros deviennent négatifs. Il n'y a aujourd'hui pas en France de principe technique de priorité d'injection des renouvelables par rapport au nucléaire : le coût variable de la production nucléaire étant supérieur à celui des renouvelables, la capacité de modulation du nucléaire est sollicitée avant le recours à la modulation de la production renouvelable.

À très court terme (horizon 2027), les analyses montrent que les volumes de modulation du nucléaire pour absence de débouchés économiques (c'est-à-dire la modulation spécifiquement positionnée lors des périodes d'abondance de production lorsque les prix deviennent très faibles voire nuls ou négatifs) tendent à augmenter.

**À court et moyen terme (horizon 2030-2035), les analyses montrent des évolutions contrastées du volume de modulation. Au premier ordre, elles sont liées à la trajectoire de consommation et de l'évolution du mix européen, et au second ordre, à l'évolution de la production renouvelable nationale.**

Dans la trajectoire « décarbonation rapide », les volumes de modulation pour stricte absence de débouchés économiques se stabilisent autour de 10 à 35 TWh en 2030 et 2035, en fonction du rythme de développement des renouvelables (R1 à R3). Le volume total de modulation (tous motifs confondus) pourrait alors se maintenir à un niveau voisin de celui des vingt dernières années si l'exploitant parvient à mutualiser les arrêts pour manque de débouchés avec la gestion de son cycle de gestion du combustible. Ceci permet d'envisager une utilisation du parc nucléaire à hauteur de l'historique récent, notamment si EDF parvient à mutualiser sa modulation historique avec les périodes d'absence de débouchés économiques. Dans ce type de configuration, les actions de modulation peuvent être, en grande majorité, réalisées sur des réacteurs en marche, sans qu'il ne soit besoin de procéder à des arrêts complets de réacteurs.

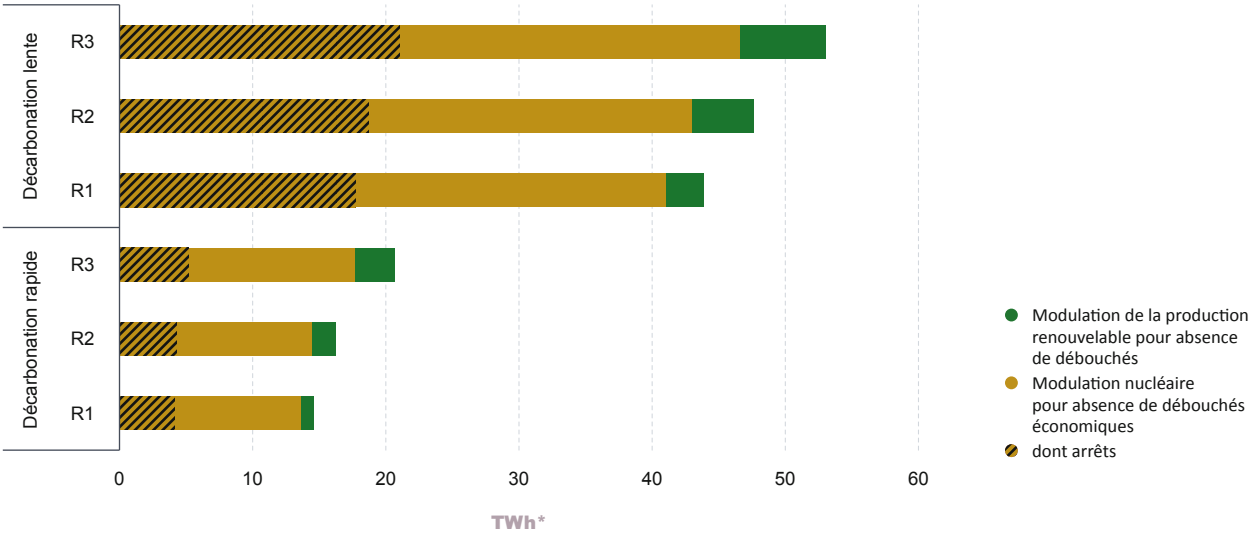
**Dans la trajectoire de « décarbonation lente », les volumes de modulation pour absence de débouchés économiques deviennent en revanche conséquents et peuvent limiter la valorisation du productible nucléaire à l'échelle annuelle : ils peuvent atteindre en moyenne entre 40 et 50 TWh en 2030 et entre 60 et 85 TWh en 2035, en fonction du rythme de développement des renouvelables (R1 à R3).** Dans ce type de configuration, même en mutualisant au mieux les motifs de modulation, le parc nucléaire ne serait pas utilisé à plein, ce qui se traduit par une baisse de la production nucléaire totale à l'échelle annuelle (sauf en cas de mise en place d'une limite technique sur la capacité de modulation, voir ci-après).

**Au-delà de l'impact sur le volume de production, la nature de la modulation évoluerait de manière significative dans ce type de configuration. Compte tenu du faible niveau de la consommation par rapport à la production, la modulation des réacteurs nucléaires en fonctionnement (passage à puissance minimale), combinée à l'arrêt de certaines productions**

**renouvelables, ne suffirait plus à équilibrer le système dans de nombreuses situations. La modulation se traduirait alors plus régulièrement par des arrêts courts de réacteurs, réputés comme ayant plus d'impact sur la disponibilité du parc** (risque de retard au moment des redémarrages), plutôt que par des baisses de production de réacteurs en marche. RTE n'est pas en mesure d'indiquer si ce type de modulation plus profonde peut affecter la performance du parc ou le vieillissement des matériels ou s'il soulève des contraintes organisationnelles importantes : ces éléments relèvent de l'exploitant du parc nucléaire.

**La modulation de production renouvelable serait également amenée à augmenter, dans des proportions dépendant notamment de la capacité de modulation du parc nucléaire et du niveau de consommation.** Dans la trajectoire de décarbonation rapide, les baisses de production renouvelable restent contenues en dessous de 5 TWh, la flexibilité historique du parc nucléaire assurant l'essentiel des besoins de modulation. Dans la trajectoire de décarbonation lente, à l'horizon 2030, les baisses de production renouvelable seraient en hausse malgré une forte modulation du parc nucléaire : ils atteindraient 3 à 7 TWh en fonction de la trajectoire de développement des énergies renouvelables (R1 à R3) et de l'ordre de 2 TWh supplémentaires dans une trajectoire de stagnation de la consommation.

**Figure 22** Projection à l'horizon 2030 des volumes de modulation du parc nucléaire pour absence de débouchés économiques et de modulation du parc renouvelable dans les différentes configurations étudiées




* Les valeurs absolues de modulation de la production nucléaire et renouvelable dépendent fortement des hypothèses de production et de consommation retenues pour les pays voisins. En fonction, elles peuvent varier de plusieurs dizaines de TWh. Les éléments présentés permettent donc de raisonner «toutes choses étant égales par ailleurs».

**11.** EDF conduit actuellement une étude exhaustive sur la modulation du parc nucléaire, dont les résultats devraient être disponibles d'ici la fin de l'année 2025.

## 6.4 Les volumes respectifs de modulation à la baisse du parc nucléaire et de production renouvelable dépendent fortement de la capacité technique des réacteurs nucléaires à moduler

Les analyses réalisées dans le Bilan prévisionnel reposent sur une modélisation du fonctionnement du parc nucléaire et notamment de son profil de production en fonction des conditions de l'équilibre offre-demande et des prix de marché. Dans l'hypothèse retenue comme référence, le parc nucléaire est techniquement capable d'absorber des niveaux de modulation plus importants qu'au cours des toutes dernières années. Cette hypothèse s'appuie sur le constat qu'il a déjà historiquement connu des niveaux de modulation conséquents[12], notamment lors de phases de surcapacité des années 1990 et 2000.

Dans les différents scénarios testés, et notamment dans la configuration « décarbonation lente », cette faculté de modulation est sollicitée à plein du fait de l'absence de débouchés durant un nombre croissant d'heures.

RTE a également étudié, en tant que test de sensibilité, une configuration alternative (dite « modulation encadrée ») dans laquelle le parc nucléaire ne pourrait pas, pour des raisons techniques, économiques ou organisationnelles, moduler plus qu'aujourd'hui en volume global, quels que soient les motifs de modulation. Cela conduirait à maintenir un taux d'utilisation constant du parc nucléaire (par exemple une production de 360 TWh par an dans l'hypothèse centrale de disponibilité du parc), mais au détriment de son fonctionnement optimal par rapport aux besoins du système électrique.

Dans ce type de configuration, l'optimisation de la production nucléaire resterait bien guidée par les prix, mais une partie plus importante de la production nucléaire serait considérée comme de nature fatale et donc « non pilotable » (tout en restant peu dépendante des conditions extérieures). Le parc nucléaire produirait davantage durant des périodes où le prix de l'électricité est très faible voire négatif : cela se traduirait par davantage de modulation du parc renouvelable en France et par davantage d'exports mais à des prix très faibles voire négatifs.

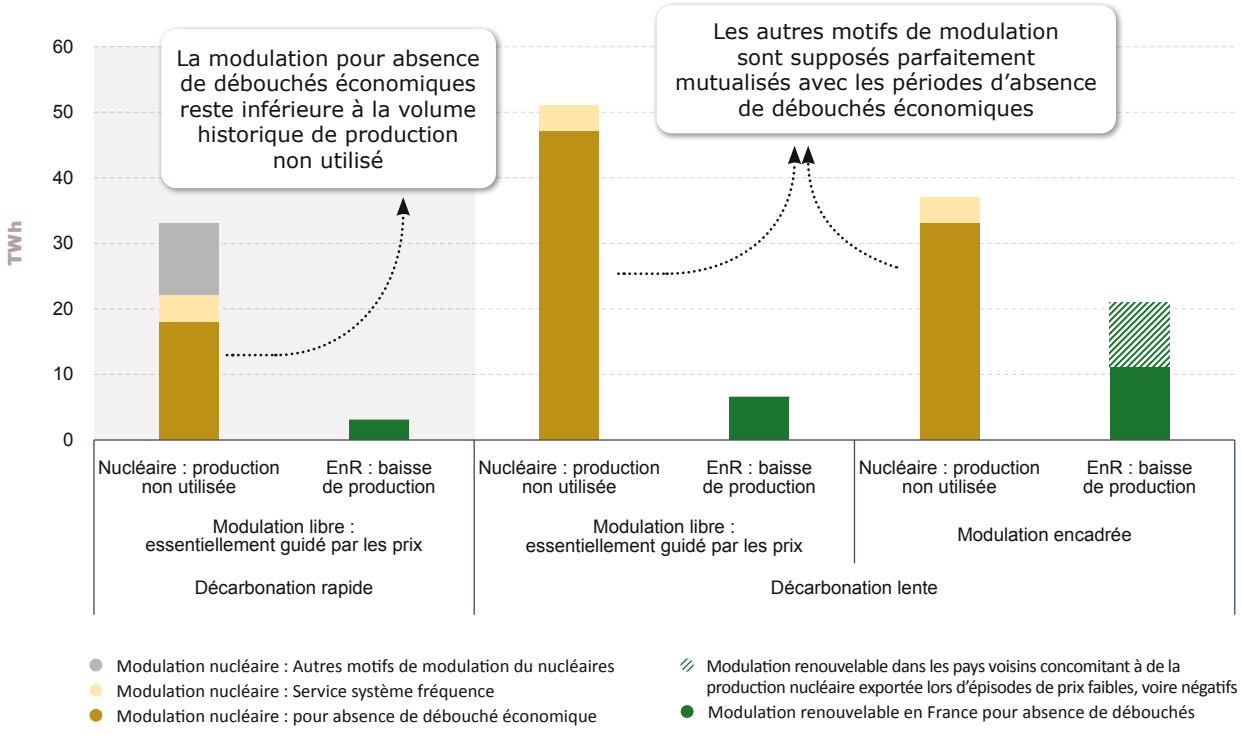
Sur le plan économique, ce mode de fonctionnement du parc nucléaire tendrait à tirer les prix vers le bas et conduirait à une forte réduction de la valorisation des exports d'électricité, ce qui pèse sur l'indicateur de coût complet de long terme de l'électricité en France (net de la balance commerciale).

**Dans ces configurations, la modulation par le parc de production renouvelable en France serait importante. Elle atteindrait, dans la configuration « décarbonation lente – R3 », 8 à 15 % de la production éolienne et solaire annuelle selon l'horizon (contre environ 5 % si le parc nucléaire n'avait pas de limite de modulation).**

Par ailleurs, les revenus tirés du parc nucléaire seraient plus faibles, même si le volume d'électricité produit serait plus important.

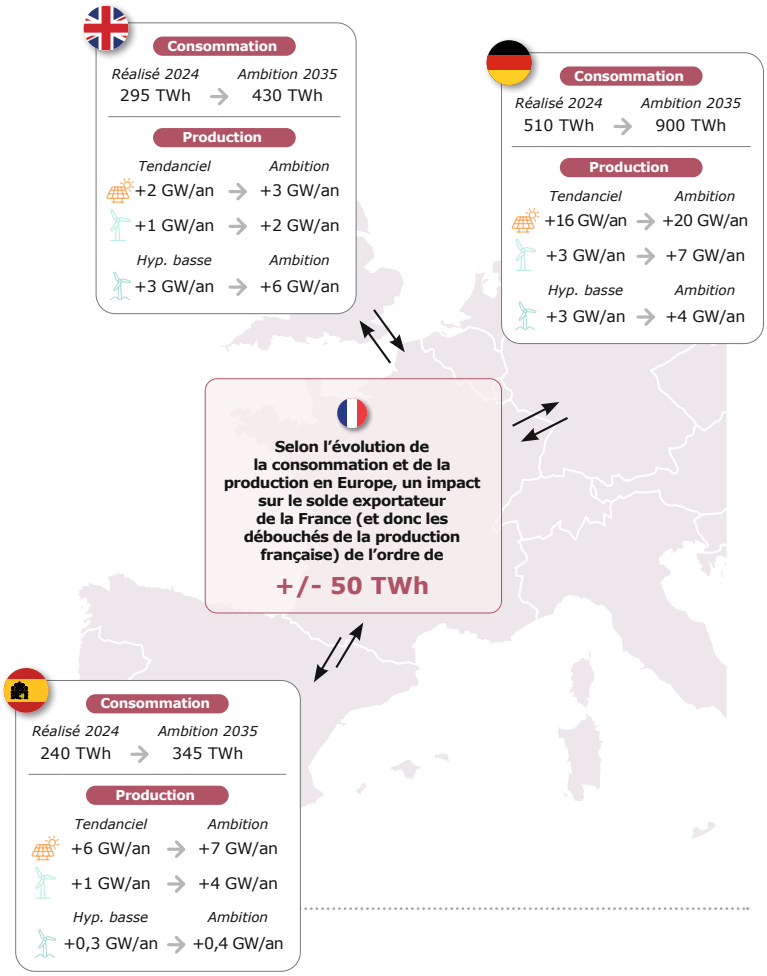
12. Les récents travaux de la CRE ont par exemple conduit à reconstituer les niveaux de modulation historiques du parc nucléaire entre 1992 et 2024 et la répartition des actions de modulation entre les différents motifs (*cf.* figure 47 du rapport de la CRE sur l'évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales nucléaires historiques pour la période 2026-2028, septembre 2025).

**Figure 23** Estimation du volume de modulation du parc nucléaire et du parc renouvelable à l'horizon 2030 selon différentes trajectoires de consommation et différentes hypothèses sur le comportement de modulation du parc nucléaire (hypothèse de rythme R3 pour les renouvelables)



## 6.5 Le caractère interconnecté du système électrique conduit dans tous les cas à des évolutions majeures pour la gestion de l'équilibre offre demande en France

**Figure 24** Perspectives d'évolution de la consommation et de la production dans quelques pays voisins et conséquences sur le système électrique français




Le développement des interconnexions s'est fait au début des années 2000 en mettant en commun des systèmes électriques exposés à des risques très différents, ce qui a largement renforcé la résilience de l'alimentation électrique de tous les pays participants. Les stratégies convergentes des États membres, qui misent tous à court terme sur un développement rapide du solaire et de l'éolien (dont les productions sont respectivement fortement et en partie corrélées entre pays voisins), tendront cependant également à renforcer les « modes communs » à travers l'Europe à l'avenir.

Dans ce contexte, la poursuite par les pays voisins de programmes de déploiement rapide d'énergies renouvelables est, au vu des rythmes de développement envisagés, un facteur tout aussi important que les choix énergétiques nationaux sur le fonctionnement du système électrique en France. En effet, l'éolien et le solaire ont un coût marginal de fonctionnement nul : une fois développées, ces productions se situent donc avant le nucléaire dans l'ordre de préséance économique au niveau européen, et le concurrencent pour desservir les consommations électriques. Cet appariement se déroule à l'échelle européenne, dans la limite des capacités d'échange entre pays.

**Ainsi quels que soient les choix pour le parc de production français, une situation de retard sur l'électrification en Europe combinée à une accélération des renouvelables pourrait réduire les débouchés à l'export pour l'électricité française de l'ordre de 50 TWh.** Dans cette situation, la France serait exposée à un phénomène de concurrence pour exploiter sa production bas carbone. En revanche, cette situation de concurrence ne jouerait que de manière marginale dans un scénario d'électrification réussie en Europe.

## 6.6 Au-delà des volumes de production bas-carbone non utilisée (en TWh), les analyses mettent en évidence l'importance de disposer des moyens d'exploitation permettant d'assurer une gestion sûre des périodes de creux de consommation résiduelle

Les besoins de modulation à la baisse du système électrique ne doivent pas s'analyser uniquement selon le volume de production non utilisée à l'échelle de l'année : il est nécessaire d'étudier également la profondeur des besoins de modulation sur chaque heure, afin d'analyser les problématiques d'exploitation au sens large pour le système (nécessité d'équilibrer production et consommation en puissance, mais également au niveau des flux dans le réseau, de la tension, etc.).

De manière symétrique à l'analyse sur les pointes hivernales qui nécessite de modéliser spécifiquement le besoin de puissance (à la hausse) dans certaines situations extrêmes (comme, par exemple, une vague de froid anticyclonique intense), la gestion des « creux » de consommation résiduelle doit faire l'objet d'analyses détaillées sur certaines situations caractéristiques de faible consommation (notamment, les milieux de journées fériées au printemps marquées par un bon ensoleillement).

Les principaux défis posés par cette gestion des creux sont connus et ont été rappelés dans le volet sur les analyses de court terme (partie 3.3) : il s'agit (1) de s'assurer de disposer d'un volume suffisant de moyens pouvant baisser leur production lors des périodes de creux de consommation résiduelle pour éviter les situations de « butées de baisse », (2) de limiter les variations brusques de production, de maîtriser leurs impacts et d'améliorer leur prévisibilité et (3) de disposer de suffisamment de moyens pour le réglage de la tension.

### Maîtrise des situations de butées de baisse

**Concernant les phénomènes de « butées de baisse », les analyses du Bilan prévisionnel montrent qu'à l'horizon 2030-2035, pour toutes les trajectoires, et plus particulièrement pour celle de décarbonation lente et le test de sensibilité « stagnation », les profondeurs de modulation du parc renouvelable à réaliser deviennent très importantes dans certaines situations spécifiques, pouvant aller jusqu'à plus de 20 GW dans certains scénarios voire plus de 30 GW en cas de limites fortes sur la capacité de modulation des réacteurs nucléaires.**

En effet, dans certaines situations, les simulations réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel mettent en évidence un niveau de demande (consommation, augmentée des exports) susceptible d'être inférieur à un socle minimum de production évalué comme difficilement compressible : un talon de production nucléaire (d'environ 15 à 20 GW selon différentes variantes testées) et une production liée aux petites installations sous obligation d'achat, notamment petit solaire, qui ne sont pas contraintes ni incitées à s'arrêter dans ces périodes de surplus de production.

**Sur les moyens à disposition contribuant à l'équilibre du système électrique dans les situations de surplus de production, les analyses du Bilan prévisionnel confirment le besoin de renforcer la participation des installations renouvelables au mécanisme d'ajustement, en sollicitant des installations sous le seuil des 10 MW actuellement fixé par la loi.**

Il s'agit donc d'aller au-delà des mesures évoquées précédemment (*cf.* partie 3.3). Ceci constitue la priorité à date pour permettre une intégration efficace de la quasi-totalité des installations renouvelables (y compris d'une puissance inférieure à 10 MW) aux marchés de l'électricité.

En effet, les besoins anticipés pour l'équilibre offre-demande dans les trajectoires de faible consommation imposent néanmoins d'augmenter largement le potentiel d'installations pouvant être ajustées à la baisse par rapport à la situation actuelle.

**Figure 25** Illustration schématique d'une situation de butée de baisse

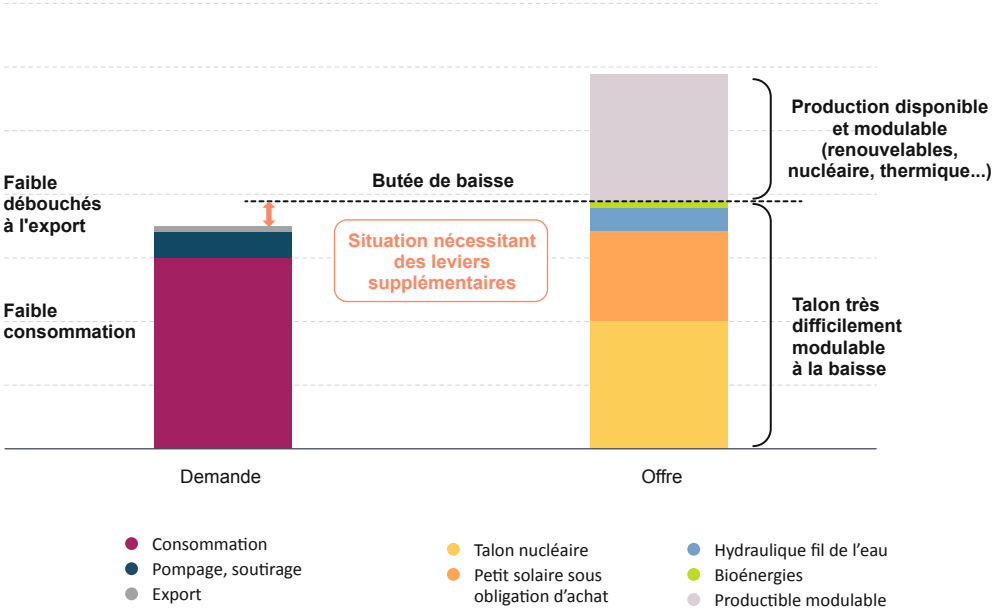
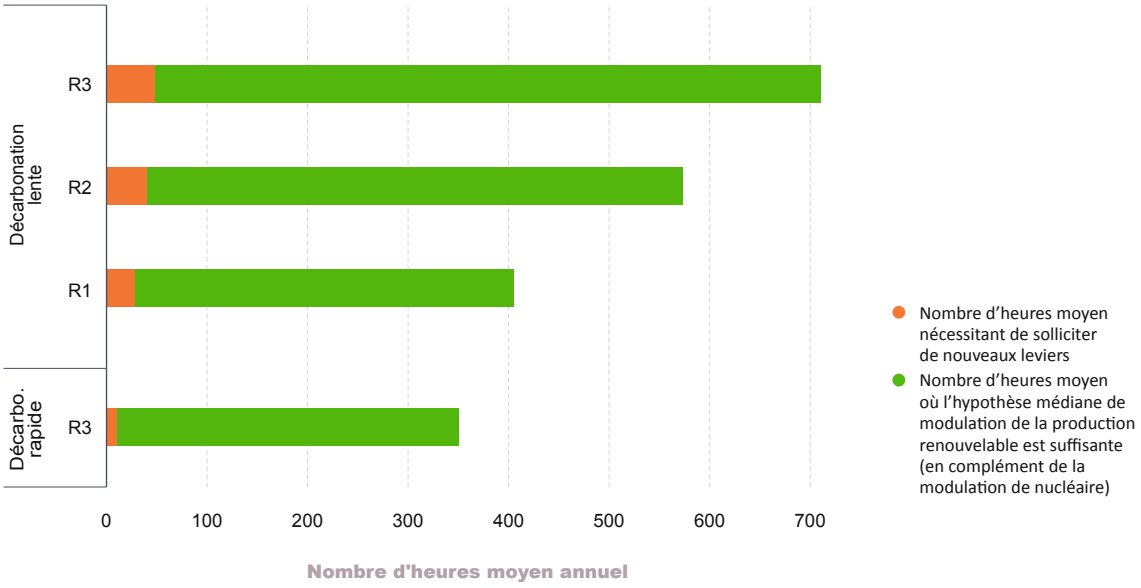



**Figure 26** Évolution du nombre d'heures moyen annuel nécessitant de nouveaux leviers d'ajustement à la baisse



Les analyses montrent ainsi que la participation des installations de plus de 1 MW aux marchés de l'électricité et au mécanisme d'ajustement serait a minima nécessaire pour faire face à ce type de situation. Sur le plan technique, il est possible d'envisager ce type de participation. Certains producteurs ont commencé à le faire de manière volontaire.

En cas de décarbonation lente combinée à un rythme soutenu de développement des renouvelables (rythme R3), et en particulier des petites installations solaires, il pourrait même s'avérer nécessaire d'accéder à terme à un potentiel supplémentaire d'ajustement sur au moins une partie des installations de plus petite taille (de quelques centaines de kW).

## Maîtrise du plan de tension

**Enfin, la gestion des creux de consommation, notamment dans les trajectoires de « décarbonation lente » ou de stagnation, incitent à accélérer et à anticiper de quelques années le développement des leviers à développer pour la gestion de la tension et des phénomènes dynamiques. Ces leviers ont été identifiés par RTE dans le SDDR mais les analyses du Bilan prévisionnel tendent à anticiper les besoins de quelques années pour pouvoir assurer un plan de tension correct pendant les épisodes de creux de consommation résiduelle et de faible production nucléaire.**

La stratégie sur le plan de tension repose sur l'accélération des investissements dans les moyens de réglage sur le réseau de transport, l'accroissement des capacités de réglage fournies par les producteurs d'énergie renouvelable terrestre (même en l'absence de production active) et par les stockeurs ainsi que sur une coordination accrue avec les gestionnaires des réseaux de distribution.

Sur le plan des investissements dans le réseau, RTE cherche notamment à identifier les leviers permettant d'accélérer le déploiement des moyens sur le réseau et d'ajuster leur localisation aux besoins identifiés dans le Bilan prévisionnel 2025. Sur le plan de la participation des acteurs et de la rémunération, RTE a mené la concertation relative à l'évolution du cadre de participation des acteurs au réglage de la tension pour augmenter le niveau de participation, notamment des énergies renouvelables, et faire évoluer les mécanismes de rémunération. La proposition de RTE sera mise en consultation publique fin 2025 et transmise pour approbation à la CRE début 2026.

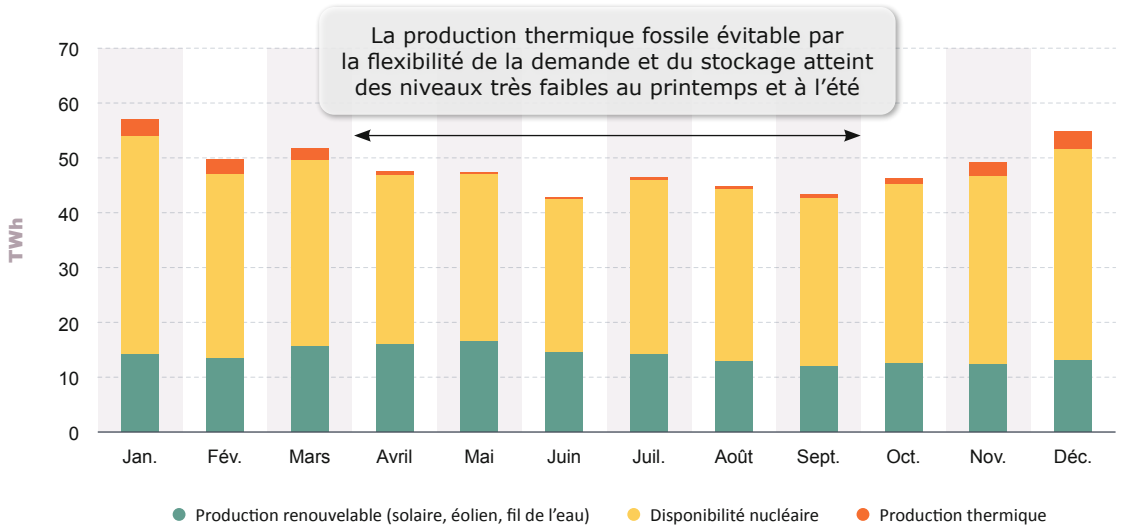
## 6.7 Le développement des flexibilités de la demande et du stockage est un complément utile pour assurer l'équilibre du système, en particulier dans des scénarios d'électrification poussée, mais il ne suffit pas à rééquilibrer l'économie d'un système en surcapacité

Dans un système électrique en transition, le développement des flexibilités de la demande et du stockage permet de faciliter l'exploitation du système électrique sur le plan technique : en faisant coïncider la consommation avec la production renouvelable, plus particulièrement pendant le pic solaire, il permet notamment de réduire la profondeur des baisses à réaliser par le parc renouvelable en milieu de journée. Par ailleurs, ce développement permet aussi de lisser la pointe de la consommation le soir et le matin, impliquant un moindre besoin de capacités pilotables durant ces périodes notamment dans les scénarios d'électrification poussée.

**Quelle que soit la trajectoire d'évolution de la consommation considérée, le développement de la flexibilité est donc un atout pour l'exploitation du système électrique.**

Dans une trajectoire de « décarbonation rapide », le développement des flexibilités de la demande et du stockage (batteries, STEP) permet de répondre de manière performante à l'enjeu d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, notamment à l'échelle journalière. Le Bilan prévisionnel 2023 avait déjà mis en évidence le fait que, dans ce type de configuration, la production bas-carbone abondante en milieu de journée ne permet pas de couvrir complètement les pointes de consommation le matin et le soir, ce qui conduit à recourir régulièrement aux centrales thermiques fossiles : la flexibilité de la demande et le stockage peuvent alors permettre d'éviter cette production à partir de fossiles et ainsi d'optimiser la performance économique et environnementale du système électrique. Ces conclusions sont confirmées par les analyses du Bilan prévisionnel 2025.

**Figure 27** Répartition mensuelle du productible bas-carbone et de la production thermique, en 2030, dans une trajectoire de décarbonation lente



Dans une trajectoire de « décarbonation lente », le développement des batteries et de la flexibilité de la demande a un impact notable sur la gestion des périodes de creux. Il permet effectivement de réduire de 30 à 60 % le nombre d'heures nécessitant d'écrêter des énergies renouvelables et de réduire la profondeur des baisses de production renouvelables nécessaires dans les 100 heures les plus « creuses » de 10 à 30 %, dans les variantes intégrant 5 à 10 GW de batteries, ou une flexibilité haute de la demande.

En revanche, contrairement à la situation observée dans la trajectoire de décarbonation rapide, ces déplacements de consommation n'ont qu'un impact limité sur la performance économique et climatique du système dans les scénarios de décarbonation lente. Dans ces configurations, marquées par une abondance de production bas-carbone tout au long d'une même journée, le développement des flexibilités permet principalement d'éviter la modulation en milieu de journée des installations dont le coût de production variable est le plus faible, à savoir les renouvelables puis le nucléaire. Au regard des volumes de flexibilités projetés, les effets permettent en pratique de réduire les baisses de production des renouvelables mais sont sans effet sur la modulation du nucléaire, voire peuvent la faire légèrement augmenter : la consommation résiduelle est alors augmentée en journée au moment du pic solaire, ce qui bénéficie aux renouvelables, et réduite la nuit, ce qui diminue les débouchés pour le nucléaire.

Dans ces configurations, le développement des flexibilités de court terme n'est pas suffisant pour améliorer l'économie du système : il serait théoriquement nécessaire de pouvoir bénéficier de plus de flexibilité à l'échelle saisonnière pour déplacer de l'énergie de l'été vers l'hiver (et ainsi éviter la production thermique résiduelle) ou d'adapter le rythme de développement de la consommation (en accélérant l'électrification des usages) et de la production.

**Bien qu'elles présentent moins de valeur dans les trajectoires de surcapacité que dans une trajectoire de décarbonation rapide, le développement des flexibilités de la demande demeure une option sans regret, dès lors qu'il permet de déplacer à moindre coût la consommation vers les périodes de plus forte production (par exemple, en optimisant simplement le placement des heures pleines et heures creuses ou en favorisant le pilotage des bâtiments tertiaires (par exemple via le standard *Flex Ready*).**

Le modèle économique des batteries devient quant à lui moins évident dans un scénario de surcapacité, en particulier dans le cas où ces batteries se financeraient sur le seul marché de gros de l'électricité : les arbitrages sur le marché entre les pointes et les creux journaliers ne suffisant *a priori* pas à assurer leur rentabilité et devant être complétés d'autres sources de rémunération (comme par exemple les services système).

## 6.8 Réussir l'électrification a plus d'effet que le ralentissement du développement de la production renouvelable pour diminuer les contraintes associées à la gestion des périodes d'abondance de production

Face aux défis posés par la multiplication des périodes d'abondance de production dans une trajectoire de décarbonation lente et *a fortiori* dans le test de sensibilité de stagnation de la consommation, plusieurs leviers peuvent être envisagés en agissant à la fois sur les modes d'exploitation, sur l'évolution de la consommation (notamment accélérer l'électrification) et sur le rythme de développement de la production (notamment ralentir le développement de la production renouvelable).

Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 présentées précédemment permettent d'éclairer l'effet comparé des différents leviers.

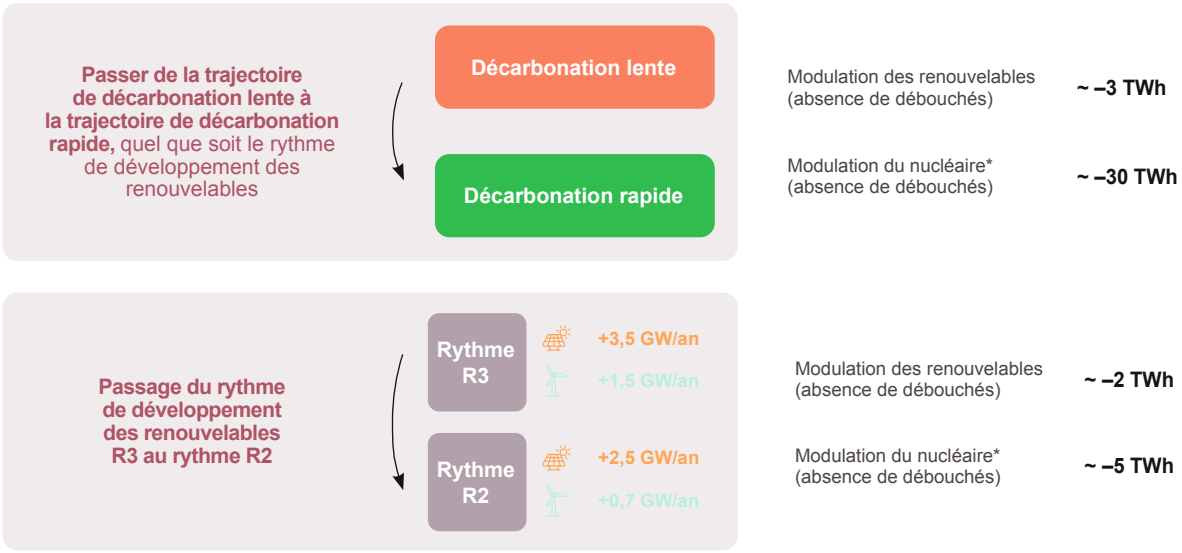
**L'étude montre notamment que l'ajustement des trajectoires de développement des renouvelables a structurellement moins d'effet sur les différents indicateurs de besoins de modulation du parc, que l'accélération de l'électrification.**

Ainsi, passer d'un rythme de développement des renouvelables de type R3 à des rythmes R2 voire R1 réduit la modulation pour absence de débouché économique du nucléaire respectivement de 8 % et de 12 % en 2030, soit de l'ordre de quelques térawattheures. Du point de vue de la gestion des phénomènes de « butée de baisse », l'analyse montre que le ralentissement de la production renouvelable peut avoir un effet positif, à condition que l'ajustement du rythme porte principalement sur le développement du petit photovoltaïque.

**En comparaison, au-delà des nombreux bénéfices associés à la stratégie de décarbonation française (détaillés à la partie 1), l'atteinte du niveau de consommation envisagée dans la trajectoire de décarbonation rapide en 2035 apparait plus efficace. Même avec une trajectoire soutenue de développement des énergies renouvelables, elle s'accompagne d'une forte réduction de la modulation du nucléaire et des renouvelables pour absence de débouchés par rapport à la trajectoire de décarbonation lente, permettant de limiter fortement toute concurrence entre le nucléaire et les énergies renouvelables. La réussite de l'électrification permettrait par ailleurs de résorber la majorité des situations de « butée de baisse ».**

Par ailleurs, le ralentissement de la production renouvelable peut s'accompagner de risques et d'inconvénients supplémentaires sur le plan technique et économique (risque de recours accru aux imports et de prix élevés en cas de hausse rapide de la consommation ou de faible disponibilité du parc nucléaire), répertoriés à la fin de la partie 8.5 du document.

**Figure 28** Illustration de l'effet des différents leviers actionnables sur la modulation en 2030




* Modulation pour absence de débouchés en cas de prix faibles. Le nucléaire module pour d'autres raisons (voir chapitre détaillé), qui peuvent s'y ajouter. En 2024, la modulation totale s'est élevée à environ une trentaine de TWh dont environ une douzaine pour absence de débouchés.

7

# L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU : LA STRATÉGIE DÉCRITE DANS LE SDDR RESTE PERTINENTE MAIS DES AJUSTEMENTS SERONT NÉCESSAIRES

## 7.1 Le réseau de transport d'électricité français présente aujourd'hui peu de congestions et il est en mesure d'accueillir rapidement les nouveaux usages électriques dans de nombreuses zones du territoire

En comparaison d'autres réseaux en Europe et dans le reste du monde, le réseau électrique français est relativement peu congestionné. Son architecture centrale, héritée en grande partie des années 1980-1990, est restée robuste à l'évolution du mix électrique au cours des dernières décennies.

**Ce réseau dispose de capacités d'accueil pour accueillir de nouveaux usages électriques. Ces capacités d'accueil sont notamment proposées par RTE dans le cadre de la procédure *fast track* mise en place pour les consommateurs de grande puissance (de 400 MW à 1 000 MW) et mobiles sur le territoire.** Cette procédure, approuvée par la CRE, permet d'offrir aux porteurs de projets, un raccordement à pleine puissance avant 2030, en trois à quatre ans. Elle a été lancée sur cinq sites et concerne des projets faisant la démonstration de perspectives de réalisation avérées.

## 7.2 RTE poursuit la stratégie d'augmentation progressive des capacités d'accueil sur le réseau de transport d'électricité dans différentes zones du territoire

Le SDDR propose une stratégie progressive pour le raccordement des consommateurs d'électricité et différenciée en fonction du niveau de maturité des projets (zones P1, P2, P3).

Dans les zones dites P1, qui correspondent aux trois grandes zones industrialo-portuaires de Dunkerque, du Havre et de Fos-sur-Mer, RTE doit mettre en service les infrastructures à partir de fin 2028.

Ces zones sont historiquement fortement consommatrices d'énergie fossile. Elles font l'objet d'une contractualisation de droits d'accès au réseau de plusieurs gigawatts pour l'électrification de sites existants et pour de nouveaux sites industriels.

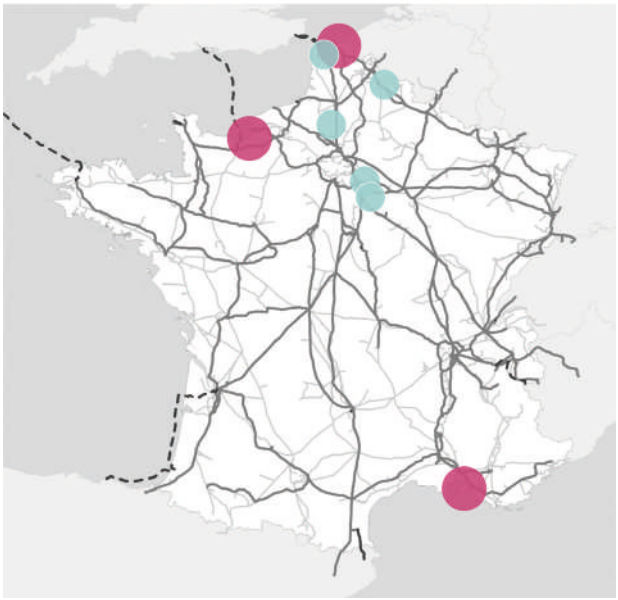
Dans ces trois zones, RTE a démarré les procédures administratives pour la construction des infrastructures et a proposé d'engager les travaux dès l'obtention des autorisations.

Les trajectoires de consommation retenues dans le Bilan prévisionnel ne sont pas de nature à changer la logique des investissements proposée pour ces trois zones à double titre.

D'une part, RTE a d'emblée retenu une approche prudente pour le dimensionnement du réseau : les infrastructures ne sont pas nécessairement prévues pour répondre à la somme des besoins théoriques.

D'autre part, il est logique de considérer que les grands ports seront les premiers sites de décarbonation français : *(i)* les projets sont nombreux et plus matures que dans d'autres territoires et *(ii)* il s'agit d'un enjeu de compétitivité dans une logique de concurrence internationale.

Dans les zones dites P2 et P3, RTE a proposé des stratégies de réseau permettant d'augmenter la capacité d'accueil à partir de 2029 et a lancé les phases de procédure administrative. Dans le SDDR, RTE a néanmoins proposé de conditionner la réalisation des travaux de construction à la concrétisation effective des projets industriels. Les trajectoires de décarbonation simulées dans le Bilan prévisionnel sont cohérentes avec cette approche. En effet, la trajectoire de « décarbonation lente », qui se caractérise par une faible croissance de la consommation et donc un taux élevé de non-concrétisation des projets industriels, ne justifie pas de réaliser l'ensemble des infrastructures mutualisées identifiées dans les zones P2 et P3 d'ici 2030.



Zones P1 (Dunkerque, Le Havre-Port Jérôme, Fos-sur-Mer)
Sites proposés dans le cadre de la procédure « fast track »

## 7.3 Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 confirment l'importance d'assurer une cohérence entre les cibles de développement des énergies renouvelables retenues au niveau régional et les objectifs fixés au niveau national

Entre 2026 et 2028, RTE et les gestionnaires de réseau de distribution doivent mettre à jour les schémas de planification des réseaux pour l'accueil des productions photovoltaïque et éolienne terrestres (S3REnR). Les analyses du Bilan prévisionnel 2035 renforcent le besoin de lever deux difficultés dans le processus de révision des S3REnR.

La première est de nature contractuelle. Le volume de projets ayant sécurisé leur accès au réseau est important et atteint environ 48 GW au 1er octobre 2025. Dans certaines régions, cette situation renvoie l'image d'un réseau saturé alors qu'il ne l'est que sous l'angle contractuel. En effet, le croisement des données entre le soutien public, l'accès au réseau et les documents d'urbanisme met en évidence une importante différence entre les capacités contractualisées et les capacités susceptibles d'être raccordées rapidement (une dizaine de GW pour le solaire et environ 3 GW pour l'éolien). Pour réviser les schémas, il est donc impératif de ne pas considérer tous les projets contractualisés comme acquis.

La seconde est de nature prévisionnelle. À date, il existe des écarts significatifs entre la somme projetée des objectifs régionaux envisagés pour les

nouveaux schémas de raccordement des énergies renouvelables et les objectifs nationaux. Les cibles régionales remontées à date conduisent déjà à dépasser la trajectoire R3 du Bilan prévisionnel 2035 (la somme des cibles régionales est comprise entre 160 et 180 GW vs. 105 GW dans la trajectoire R3).

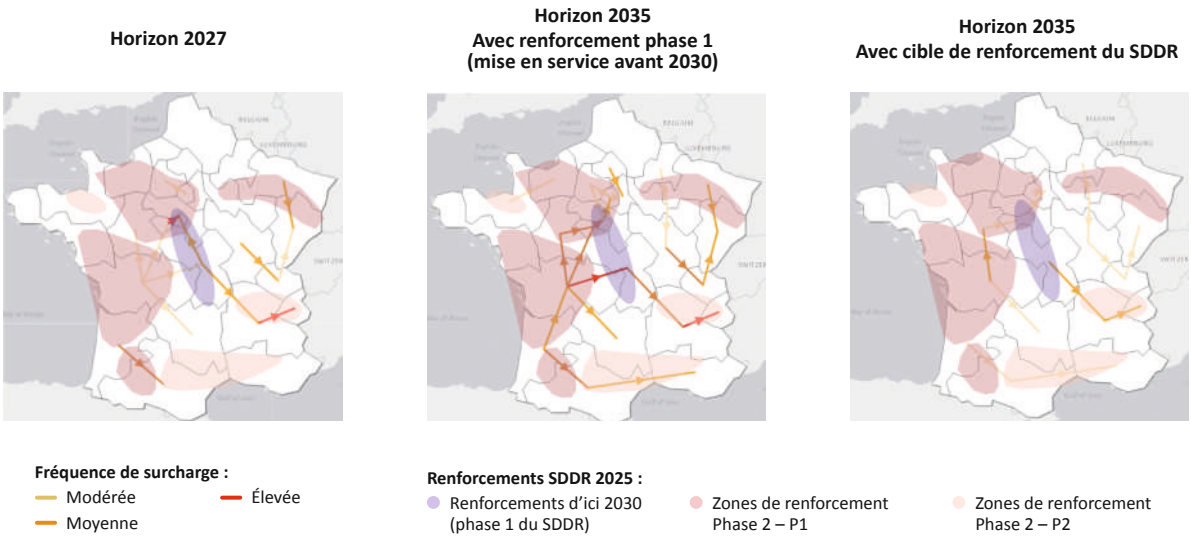
RTE est prêt à entamer la révision des S3REnR début 2026 conformément à la réglementation. Pour assurer le dimensionnement du système électrique au moindre coût, ces révisions doivent nécessairement s'appuyer sur *(i)* une qualification précise des projets ayant sécurisé leur accès au réseau et de leurs perspectives effectives de raccordement dans les différentes régions, *(ii)* des cibles régionales qui tiennent compte des enjeux associés au bouclage national en matière de production électrique et *(iii)* la recherche du meilleur compromis entre les gisements de production et les coûts du réseau associés à ces gisements.

## 7.4 Les régimes de flux identifiés dans le SDDR ne sont pas remis en cause par les scénarios du Bilan prévisionnel 2025

**La cartographie des flux établie dans le SDDR est cohérente avec celle qui résulte des différentes trajectoires du Bilan prévisionnel. En particulier, dans la trajectoire de décarbonation lente combinée à une poursuite du développement des renouvelables (rythme R3),** les régimes de flux sont similaires (sud <-> nord et ouest -> est) à ceux observés dans scénarios étudiés dans le SDDR et sont le reflet d'un déséquilibre production/consommation entre l'ouest et l'est du territoire.

**Sans renforcement du réseau, ces flux conduisent à l'apparition de congestions sur le réseau. Les zones concernées sont les mêmes que celles identifiées dans le SDDR.**

**Figure 29** Évolution des congestions réseau dans une configuration équilibre offre demande Décarbonation lente - R3 selon le niveau de renforcement du réseau



**Néanmoins, le volume de congestions se situe en retrait par rapport au SDDR :** les coûts de *redispatching* associés à la gestion de ces congestions baissent d'environ 25 % par rapport à la trajectoire simulée dans le cadre du SDDR. Cette situation permet de conforter le choix des zones retenues dans le SDDR pour le renforcement de la structure du réseau et de travailler à un renforcement plus progressif des zones identifiées pour la phase 2 (*cf.* paragraphes suivants).

## 7.5 La stratégie de renforcement du réseau est confirmée jusqu'en 2030 et le rythme de renforcement du réseau après 2030 pourrait être ralenti par rapport au SDDR

**Le SDDR a proposé une stratégie en deux temps : *(i)* phase 1 : mise en service de projets connus d'ici 2030 et *(ii)* phase 2 : identification de zones de renforcement au sein desquels les projets restent à définir et les mises en service doivent être échelonnés entre 2035 et 2040.**

**Les projets de la phase 1 permettent la modernisation de l'axe historique du réseau du centre de la France.** Les lignes concernées sont parmi les plus anciennes de France (certaines datent des années 1930) et ne sont pas adaptées au changement climatique et à l'augmentation des températures. Ce réseau permet par ailleurs d'alimenter le réseau à haute tension qui dessert ces territoires et est sujet à un développement important du solaire depuis quelques années. Il contribue également aux échanges d'électricité en Europe. Le renforcement de ce réseau ne répond donc pas à des projections mais à des besoins constatés concrètement dans la gestion du système électrique. Ce renforcement a été construit pour offrir des opportunités de développement économique pour les territoires en augmentant les capacités de raccordement pour les consommateurs (c'est par exemple le cas dans la zone de Châteauroux en région Centre).

**Dans les trajectoires du Bilan prévisionnel, le renforcement du réseau du centre de la France a un effet positif et divise par deux les besoins de *redispatching* annuel. Le Bilan prévisionnel 2025 confirme donc le besoin d'investir dans le réseau du centre de la France à l'horizon 2030.**

**Concernant la phase 2, les analyses du Bilan prévisionnel confirment les six zones de renforcement : les investissements restent nécessaires dans l'ensemble des zones et aucune nouvelle zone n'est identifiée.**

Cependant, les besoins d'évolution du réseau sont ralentis dans les trajectoires de décarbonation lente et de stagnation. **Cette situation offre ainsi la possibilité de préparer de manière plus séquencée le renforcement de la structure :** à date, il est possible pour RTE d'identifier les structures de réseau nécessaires pour cette phase 2 et d'ajuster in fine l'ordonnancement des projets, le démarrage des travaux et les dates de mise en service en fonction de l'évolution effective de la consommation et de la production.

Certaines zones sont déjà soumises à d'importants flux, qui peuvent être accentués dans les scénarios du Bilan prévisionnel : par exemple sur les régions frontalières de l'Allemagne ou de la Suisse. Dans ces zones, RTE considère qu'il peut être opportun d'étudier l'intérêt d'installer dans les prochaines années des dispositifs spécifiques de gestion des flux dans l'attente de renforcements structurants, qui pourraient intervenir plus tardivement.

## 7.6 Le développement des interconnexions peut offrir une flexibilité supplémentaire au système électrique, sous réserve d'une bonne coordination avec le programme de renforcement du réseau interne

**La pertinence économique des projets d'interconnexion devant être mis en service d'ici 2030 (liaison Golfe de Gascogne avec l'Espagne, liaison Celtic avec l'Irlande, trois projets avec l'Allemagne et la Belgique) est robuste aux nouveaux scénarios du Bilan prévisionnel 2025.** Le SDDR a identifié des opportunités économiques pour poursuivre le développement des interconnexions avec l'Europe au-delà de ces projets et posé des conditions à ce développement pour que les projets mis en service respectent les exigences européennes en matière de capacité d'échanges devant être offerte aux marchés transfrontaliers (règle dite « des 70 % »).

Les analyses du Bilan prévisionnel mettent en évidence que le développement des interconnexions vers l'est de l'Europe constitue toujours un levier de flexibilité du système électrique et permet d'accroître les exports des excédents de production de la France, de la péninsule ibérique et du Royaume-Uni vers le reste de l'Europe (notamment pendant les heures où la production solaire et éolienne est plus faible). La rentabilité de nouveaux projets d'interconnexions avec l'Espagne et le Royaume-Uni est toutefois réduite par rapport aux analyses du SDDR. En effet, ces deux pays sont également susceptibles d'être excédentaires en termes de production dans la trajectoire de décarbonation lente, ce qui réduit les gains associés au développement de l'interconnexion.

En tout état de cause, le développement des interconnexions doit systématiquement être accompagné d'une analyse claire des besoins de renforcement du réseau interne et aura un impact sur le dimensionnement des zones de renforcement de la phase 2 (*cf*. paragraphe précédent).

## 7.7 Quelle que soit l'évolution du mix de production/consommation d'électricité, il existe un socle d'investissements à réaliser dans le réseau porté par le renouvellement et la mise en résilience du réseau au changement climatique

**Le renouvellement et l'adaptation du réseau au changement climatique représente un socle d'investissement incompressible à hauteur de 29 Md€ sur la période 2025-2040.** La stratégie de RTE, reposant sur la maintenance et l'entretien du réseau, a permis de prolonger au maximum la durée de vie des différents ouvrages du réseau. Des investissements pour le renouvellement du réseau sont désormais nécessaires et sont mutualisés avec les travaux de mise en résilience du réseau au changement climatique (risque incendie, inondations, etc.).

## 7.8 Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 confirment qu'il existe un trop fort écart entre les dispositifs de contractualisation de l'accès au réseau et les besoins relatifs à la planification du système électrique

Qu'il s'agisse des moyens de production ou des projets d'électrification, le dispositif de réservation des capacités d'accueil du réseau d'électricité est conçu pour être faiblement sélectif à l'entrée.

Il ne permet donc pas de distinguer les projets matures des projets « fantômes » ou en situation d'échec : la capacité du réseau de transport d'électricité réservée par les acteurs sur les seuls secteurs de l'industrie lourde, de l'hydrogène et du numérique, est aujourd'hui de l'ordre de 30 GW. La capacité des réseaux de transport d'électricité et de distribution réservée par les producteurs, toutes filières confondues, est supérieure à 60 GW. La capacité réservée par les stockeurs sur ces réseaux est de 14 GW.

Il est indéniable que l'intégralité de ces projets ne se concrétisera pas, mais cette information est celle qui est contractuellement transmise à RTE et aux distributeurs.

RTE prendra plusieurs initiatives complémentaires dans les semaines suivant la publication du Bilan prévisionnel pour s'assurer que tous les projets matures puissent effectivement être raccordés à pleine puissance rapidement. En particulier, RTE augmentera le niveau de « surbooking » du réseau afin de ne pas renvoyer une image de saturation artificielle alors que la France dispose d'un réseau capable d'accueillir rapidement de fortes consommations.

Pour les projets disposant déjà d'un droit d'accès au réseau, RTE demandera aux porteurs des projets des preuves de leur avancement et pourra dès juin 2026, conformément à la délibération de la CRE du 23 juillet 2025, repousser au sein des files d'attente ceux ne les fournissant pas, au bénéfice de ceux qui avancent effectivement.

En parallèle, RTE mettra en place au 1er semestre 2026, en lien avec l'État, une démarche d'analyse des projets, par secteur, afin de clarifier les dates de mise en service prévisionnelles et d'en déduire les volumes crédibles de consommation associés. Les investissements dans le réseau seront alignés avec ces informations (*cf*. logique des « zones prioritaires » définies dans le SDDR).

En complément, un approfondissement de la logique de « zones prioritaires » pour la consommation sera proposé dans les territoires volontaires. RTE y préétudiera des schémas d'aménagement et des modalités d'attribution de la capacité permettant de faciliter l'implantation de nouveaux consommateurs.

8

# L'ANALYSE ECONOMIQUE : À MOYEN TERME, DES EFFETS CONTRASTÉS SUR LES COÛTS ET LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DES SCÉNARIOS

## 8.1 Le coût complet du système électrique constitue l'indicateur le plus pertinent pour rendre compte des dynamiques économiques de long terme, et, complété par d'autres indicateurs, permet d'éclairer l'ensemble des dimensions du débat public

Au cours des dernières années, de nombreux chiffres sur les coûts de l'électricité en France ont nourri le débat public, mêlant souvent des indicateurs de natures très différentes – prix de gros, tarifs de détail ou coûts complets de filière, par exemple – et relatifs à des horizons de temps variés.

### Des différences notables entre l'indicateur de coût complet de production et les prix de marché de l'électricité

Les débats politiques et économiques se focalisent généralement sur les niveaux de prix de l'électricité, dont les cours varient fortement en fonction de l'évolution des prix des combustibles et du niveau relatif de la consommation et de la production à un instant donné. Ils portent plus rarement sur les coûts complets de production de l'électricité, qui constituent pourtant un indicateur essentiel pour évaluer la compétitivité de la production d'électricité en France.

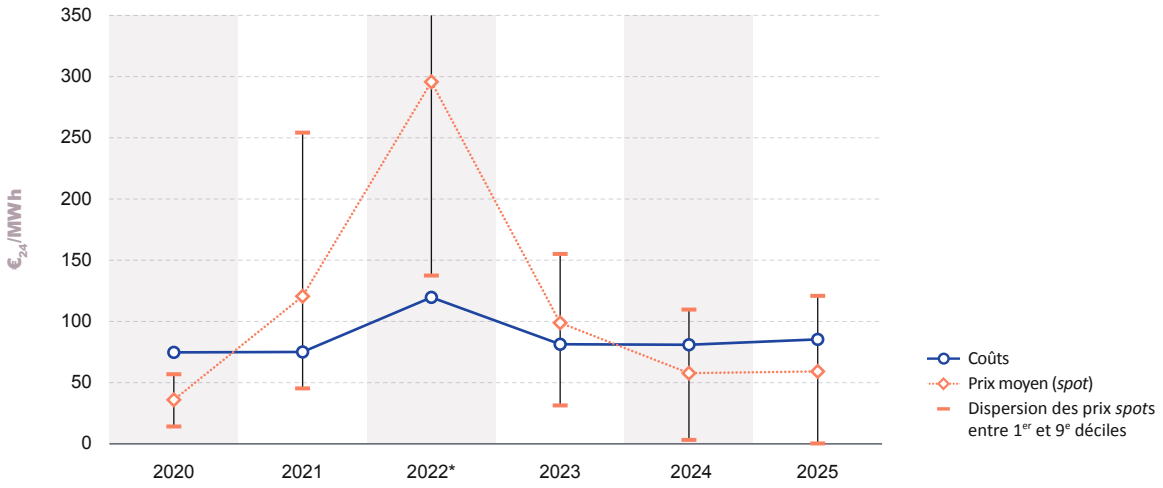
Ainsi, alors que la crise énergétique avait conduit à des préoccupations sur la maîtrise de la hausse du prix de l'électricité en situation de tension sur l'approvisionnement, le débat actuel est actuellement marqué par un récit opposé sur les difficultés que soulèveraient des situations de prix de gros de l'électricité durablement faibles. Ce renversement illustre la difficulté à raisonner directement sur le niveau de prix de l'électricité, qui fluctue à des niveaux tantôt inférieurs tantôt supérieurs aux coûts de production de certaines filières. Ainsi, alors que l'évolution des prix peut avoir des impacts opposés sur les consommateurs et les producteurs, l'indicateur de coût complet du système reflète l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique indépendamment des effets distributifs entre eux.

**Dans ses dernières publications prospectives, RTE a régulièrement mis en évidence l'intérêt de réaliser des analyses en coût complet du système électrique à l'échelle de la collectivité, qui constitue un indicateur plus stable et plus robuste que les prix pour juger de la pertinence économique des choix sur le système électrique.** C'est notamment cet indicateur qui a été utilisé dans les *Futurs énergétiques 2050* et qui est considéré comme devant faire référence selon la Cour des comptes[13].

**L'analyse en coût complet est donc actualisée dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2025, sur la base de différents croisements de trajectoires de consommation et de production afin d'éclairer les choix publics en matière de planification énergétique.** Ces analyses mettent en évidence des effets contrastés, en fonction surtout des projections de consommation d'électricité et, dans une moindre mesure, du rythme de développement de la production.

**13.** Cour des comptes, L'analyse des coûts du système électrique en France, 2021

**Figure 30** 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 9e décile se situe à 506 €2024/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.

Le Bilan prévisionnel propose toutefois également des analyses sur les régimes de prix envisageables en vue d'évaluer les impacts des évolutions considérées du système électrique pour les différentes catégories d'acteurs (consommateurs, producteurs, État). Ces indicateurs répondent à une demande des parties prenantes et de l'État ; ils ne se substituent pas à l'analyse en coûts complets.

## 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 chiffres de 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 néanmoins 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 le réseau 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 conséquence un impact atténué sur le coût à payer par les consommateurs dans les toutes prochaines années. Elles permettront par ailleurs de faire fonctionner un système électrique avec des dépenses de fonctionnement relativement faibles par rapport à d'autres systèmes 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 son projet de PPE mis en consultation au printemps 2025.

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

D'une part, il convient de noter que ce chiffre comporte 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 au 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 comptes 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 et qui se substituent sur le temps long à des dépenses opérationnelles et les autres dépenses du système électrique. L'indicateur de coût complet du système électrique permet de tenir compte de ces différents effets.

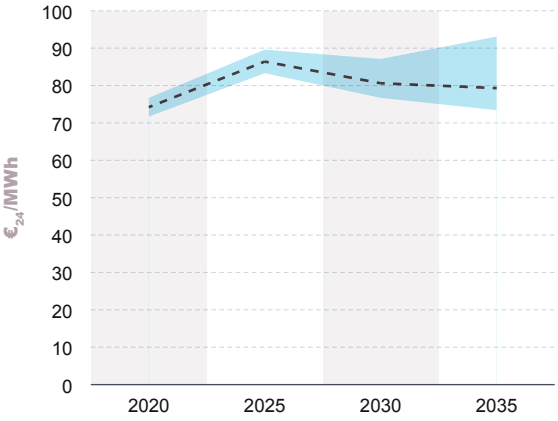
## 8.2 Dans un contexte de décarbonation rapide, le coût de production français est stable au cours des prochaines années et peut être optimisé

Un premier enseignement de l'analyse en coût complet du système électrique conduit à confirmer les précédentes évaluations du coût associé à un contexte d'atteinte des objectifs publics. Dans un cadre de décarbonation rapide, les investissements réalisés dans l'appareil de production permettent d'alimenter une demande électrique en croissance : dans l'ensemble, le coût de production et des flexibilités associées rapporté à l'électricité consommée apparaît alors relativement stable au cours des prochaines années, autour de 80 €/MWh (hors coûts réseaux et coûts de commercialisation). Les analyses économiques du SDDR (fiche n°16) ont également confirmé cette stabilité en intégrant les coûts liés au réseau dans un scénario d'électrification réussie.

Cette stabilité des coûts rapportés à la consommation fait suite à une tendance à l'augmentation de cet indicateur au cours des dernières années, du fait *(i)* de l'effet des «têtes de série» (notamment premiers parcs éoliens en mer et EPR de Flamanville), *(ii)* de l'absence d'évolution, dans le même temps, de la consommation d'électricité et *(iii)* de l'évolution des coûts du nucléaire historique

**14.** 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.

**Figure 31** 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)




dans lequel des investissements importants sont consentis. S'agissant de ce dernier point, RTE a retenu comme hypothèse de référence la récente évaluation de la CRE publiée en septembre 2025 – les analyses du Bilan prévisionnel 2023 ont montré combien l'évaluation des coûts complets du système français étaient sensibles à cette hypothèse.

**Ceci montre que même avec des volumes d'investissement élevés dans la production, la flexibilité et les réseaux pour accompagner la décarbonation, la compétitivité-coût du système électrique français (en €/MWh) peut être maintenue dans le futur proche, au moment où cette compétitivité est justement scrutée par les investisseurs dans des projets d'électrification et de réindustrialisation.** Ceci confirme les analyses présentées dans le Bilan prévisionnel 2023 et les *Futurs énergétiques 2050*.

Par ailleurs, les analyses réalisées dans le présent Bilan prévisionnel, et plus largement au cours des dernières années, permettent d'identifier des marges d'optimisation du coût complet du système électrique. Ainsi, les études économiques menées sur le mix de production ont mis en évidence de manière systématique la compétitivité de certaines catégories d'installations : la prolongation des réacteurs nucléaires existants, le développement de l'éolien terrestre et des grands parcs éoliens en mer posés proches des côtes, et dans une certaine mesure les grands parcs photovoltaïques au sol (qui permettent de bénéficier d'économies d'échelle importantes).

L'ajustement à la baisse des trajectoires de consommation dans le scénario de décarbonation rapide (580 TWh en 2035 contre 615 TWh dans le scénario «A-référence» du Bilan prévisionnel 2023) offre en particulier la possibilité de sélectionner les capacités les plus économiques en matière de coût complet au cours des prochaines années. **Les évaluations menées dans le cadre du Bilan prévisionnel montrent ainsi qu'il serait possible d'optimiser le coût du système électrique jusqu'à 3 Md€$_{24}$/an en 2035.**

Ces bénéfices peuvent être obtenus notamment en limitant la part des petites installations photovoltaïques, dont les coûts d'installation sont en moyenne plus élevés et dont le déploiement présente par ailleurs des défis en termes d'impacts sur l'exploitation, ainsi qu'en séquençant le déploiement de l'éolien en mer afin de prioriser les parcs bénéficiant de conditions (de sol, de vent et de raccordement) les plus favorables et d'effets d'échelle. Il s'agirait par exemple de privilégier le déploiement des parcs éoliens en mer posés en façade Manche Est – mer du Nord, ainsi que les extensions de parcs flottants déjà attribués (dont le raccordement est déjà dimensionné en prévision de ces extensions). Ces parcs sont en effet les plus performants sur le plan technico-économique et ils permettent donc de maîtriser les coûts du programme éolien en mer.

Les choix actuels sur le système énergétique prennent naturellement en compte d'autres considérations de nature sociétale ou environnementale, notamment liés à l'acceptabilité, aux risques de conflits d'usage sur l'utilisation de l'espace (à terre et en mer) ou aux impacts environnementaux. Le chiffrage économique permet toutefois de mettre en évidence les compromis à envisager, notamment dans un contexte où d'autres pays parviennent à des économies d'échelle plus importantes sur certaines filières. Cette problématique a été mise en évidence dans le SDDR pour ce qui relève des investissements dans le réseau et soulignée par la CRE dans sa consultation publique sur les propositions formulées par RTE. Elle constituera par ailleurs un des axes de travail principaux de la réactualisation de l'étude des *Futurs énergétiques 2050*, dont la publication est prévue en 2026.

## 8.3 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 »

**Les coûts du système électrique français sont très majoritairement fixes. Ceci constitue un atout pour disposer d'un coût de long terme de l'électricité en large partie désensibilisé des fluctuations des prix des commodités telles que le gaz, le charbon ou encore le $CO_2$. Ceci a également pour corollaire un coût total du système électrique français qui dépend assez peu du niveau de sollicitation des moyens de production.**

Dans une trajectoire de décarbonation lente, le coût total du système électrique apparaît relativement similaire à celui d'une trajectoire de décarbonation rapide, si le dimensionnement du parc de production est le même.

La prépondérance des coûts fixes dans le système électrique conduit à ce que le coût complet de production d'électricité demeure du même ordre de grandeur dans une trajectoire de décarbonation lente que dans une trajectoire de décarbonation rapide. Il est marginalement plus faible dans la trajectoire de décarbonation lente car la capacité de production thermique y est moindre, est moins sollicitée et son coût variable y est plus faible en raison d'un prix des émissions carbone considéré comme moins élevé.

Le retard dans l'électrification que reflète une trajectoire de décarbonation lente réduit en outre la balance commerciale du système électrique français, et augmente le coût de l'électricité consommée en France. En l'absence d'augmentation significative de la consommation en Europe, les exports d'électricité français seraient ainsi limités entre 90 à 110 TWh, faute de débouchés (voir résultats techniques présentés ci-avant) et valorisés à des prix de marché plus faibles (autour de 35 à 50 €/MWh, contre environ 80 €/MWh en cas de décarbonation rapide). Le prix moyen des exportations devient alors nettement inférieur aux coûts de production de long terme du système français.

Ces deux effets jouent dans le sens opposé et conduisent à un coût total du système électrique similaire à celui évalué dans une trajectoire de décarbonation rapide. Ce coût doit néanmoins s'amortir sur une consommation plus faible dans une trajectoire de décarbonation lente. **Ceci conduit ainsi à une hausse du coût complet rapportée à l'électricité consommée (en €/MWh), qui traduit des effets d'éviction entre deux sources de production bas-carbone à faibles coûts variables, qui ne peuvent être utilisées à leur plein potentiel.**

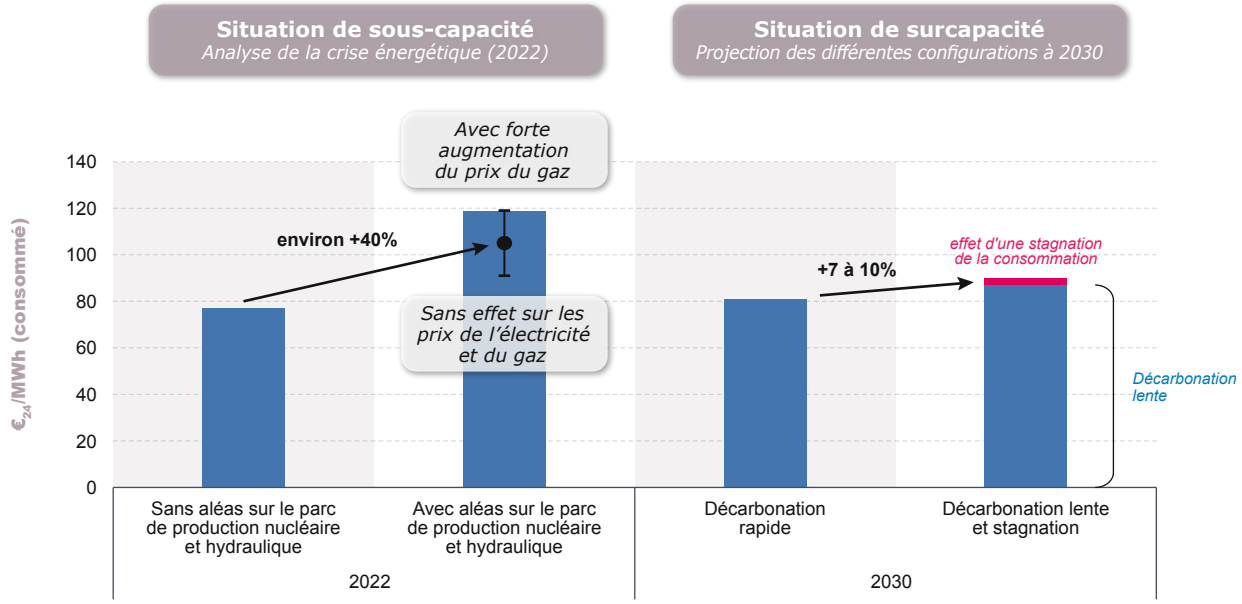
**La surcapacité résultant d'une production d'électricité bas-carbone abondante et d'une croissance faible de la consommation engendre un coût complet rapporté à la consommation plus élevé, de l'ordre de 7 % d'ici 2030 dans un scénario de décarbonation lente. L'effet serait d'environ 10 % en cas de stagnation de la consommation, par rapport à un scénario de décarbonation rapide.**

Les éventuels surcoûts liés à une situation de surcapacité de production bas-carbone en France doivent toutefois être mis en regard du risque de sous-capacité. L'analyse du Bilan prévisionnel permet de conclure que les effets de ces deux situations opposées ne sont pas symétriques.

**En particulier, l'analyse de la crise énergétique de 2022-2023 montre que la sous-capacité du système électrique français – liée simultanément à la crise de disponibilité du parc nucléaire en raison du phénomène de corrosion sous contrainte et à une hydraulicité exceptionnellement faible – a engendré un surcoût du système électrique de l'ordre de 40 %.** Cette situation a conduit à remplacer environ 100 TWh de production nucléaire et hydraulique par du gaz ou du charbon en France et à l'étranger, sans faire dans le même temps diminuer le coût de la production nucléaire, qui est très majoritairement à coûts fixes.

Ces deux types de configurations ont par ailleurs des effets qui peuvent dépasser l'analyse des fondamentaux de coût : à titre d'exemple, les inquiétudes sur l'approvisionnement en électricité au

**Figure 32** Comparaison du surcoût durant la crise énergétique et du surcoût lié à une situation de surcapacité (coût complet rapport à l'énergie consommée)




cours de la crise énergétique ont conduit à des niveaux de prix extrêmement élevés, qui excédaient largement les fondamentaux de coût du système et ont eu des répercussions durables sur le niveau de la consommation d'électricité en France.

La comparaison des effets respectifs des situations de surcapacité et de sous-capacité sur le temps long relève d'un exercice complexe : d'une part, la surcapacité peut conduire à une hausse modérée du coût complet de l'électricité en €/MWh mais s'étendant sur plusieurs années ; d'autre part, la sous-capacité associée à la crise énergétique s'est manifestée de manière ponctuelle mais a engendré des effets durables sur la demande énergétique et sur l'activité économique en France, notamment industrielle, du fait des niveaux de prix observés à l'époque.

Sur un plan qui dépasse les enjeux économiques, il est important de noter que la situation de surcapacité offre plus de résilience aux chocs sur le système électrique. En particulier, elle permet d'éviter d'avoir à envisager un arbitrage entre la sûreté nucléaire et la sécurité d'approvisionnement électrique, si jamais des arrêts de réacteurs, ponctuels ou définitifs, devaient être nécessaires pour des raisons de sûreté. Ce point a été soulevé par l'Autorité de sûreté nucléaire au cours de l'hiver 2022-2023 et elle en a fait un point d'attention dans le dimensionnement du système électrique.

## 8.4 Au-delà du coût complet, une faible progression de la consommation conduit à des prix faibles, globalement favorables à l'électrification et la réindustrialisation

Une conséquence claire des trajectoires de faible évolution de la consommation est la baisse des prix de l'électricité sur le marché français en raison d'un mix de production au faible coût variable de production. RTE avait ainsi indiqué dès le Bilan prévisionnel 2023 (chapitre 9 sur l'économie du système électrique) que des régimes de prix bas pouvaient survenir en cas de stagnation de la consommation combinée à une poursuite du développement de la production d'électricité bas-carbone.

Ce type de régime est d'ores et déjà observé à l'heure actuelle avec des prix à terme pour l'année 2026 récemment passés sous la barre des 50 €/MWh en France et qui affichent des niveaux largement inférieurs à ceux des pays voisins, avec notamment un *spread* de plus de 35 €/MWh avec l'Allemagne pour l'année 2026.

**Le prolongement de cette situation serait bénéfique pour les consommateurs, qui profiteraient d'un prix de l'électricité plus bas, toutes choses égales par ailleurs.**

Les analyses du Bilan prévisionnel montrent que des régimes de prix autour de 35 à 50 €/MWh pourraient être durablement observés en France dans une trajectoire de décarbonation lente ou de stagnation de la consommation d'électricité.

**Cette situation apparaît globalement favorable à l'électrification et à la réindustrialisation, en particulier pour les consommateurs électro-intensifs dont la facture dépend essentiellement des prix de gros, ceux-ci bénéficiant d'abattements significatifs sur les composantes de taxes et d'acheminement.**

Dans le Bilan prévisionnel 2023, RTE avait montré que l'accès des consommateurs industriels à des coûts d'approvisionnement en électricité compétitifs et stables était une condition majeure pour permettre la bascule vers des solutions électriques et d'assurer leur compétitivité dans des secteurs exposés à la concurrence internationale, à l'instar de l'aluminium.

Dans ce type de scénario, les producteurs seraient dans le même temps confrontés à une érosion de leurs revenus et à des incertitudes sur leur modèle économique. Dans le chiffrage du Bilan prévisionnel, les effets de baisse des prix dont bénéficient les consommateurs peuvent atteindre de l'ordre de 20 milliards d'euros par an au total par rapport à un scénario de décarbonation rapide. Ces transferts se traduisent par un manque à gagner équivalent pour les producteurs, dont environ 15 milliards d'euros par an pour les installations de production ne bénéficiant pas d'un soutien public, et 5 milliards d'euros de charges de services public de l'énergie (CSPE) porté par le budget de l'État. Les effets distributifs associés à l'atteinte ou non d'un scénario de décarbonation rapide sont donc majeurs, ce qui explique leur importance dans le débat public.

Les situations de risque sur la sécurité d'approvisionnement se traduisent également par des coûts conséquents. Ainsi, le coût net des dispositifs de protection des consommateurs d'électricité mis en œuvre durant la crise énergétique pour l'électricité (réduction de TICFE, bouclier tarifaire, amortisseur électricité…) s'est élevé à environ 30-35 Md€[15] sur trois ans.

Dans l'ensemble, l'évolution des prix de l'électricité dans les scénarios de faible augmentation entraîne donc toujours des impacts distributifs. Ces derniers sont complexes et imposent donc une analyse précise de leurs effets respectifs avant l'établissement de tout lien de causalité.

**15.** Analyses RTE. Sources : *Cour des comptes, Les mesures exceptionnelles de lutte contre la hausse des prix de l'énergie*, 2024. CGCSPE, *Coût des mesures de soutien aux consommateurs pour les prix du gaz et de l'électricité*, 2024. CRE, *Fonctionnement des marches de détail français de l'électricité et du gaz naturel*, 2025.

## 8.5 L'ajustement du rythme de développement de la production bas-carbone peut limiter marginalement les surcoûts à l'horizon 2030, mais pourrait, à terme, fragiliser la sécurité d'approvisionnement française et la décarbonation si le ralentissement est trop important

Une trajectoire de croissance faible ou nulle de la consommation combinée à une poursuite du développement de la production bas-carbone engendrerait un surcoût durable du système électrique. Ainsi, s'il était certain que la consommation d'électricité allait stagner au cours des dix prochaines années et que les décisions sur la prolongation du parc nucléaire conduisaient à repousser au-delà de 2040 l'enjeu de son renouvellement, alors une optimisation économique efficace du mix 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.

**En revanche, dans une trajectoire de décarbonation rapide, les capacités additionnelles de production d'électricité bas-carbone trouveraient alors un espace économique,** qui dépendrait toutefois lui-même du rythme de développement renouvelable à l'échelle européenne (phénomène de cannibalisation) et varie selon les types de production considérés. Les gains liés aux exports et à la moindre production des centrales à gaz engendrés par le développement de ces capacités supplémentaires en France pourraient alors relever du même ordre de grandeur que les coûts de développement des capacités additionnelles de production renouvelable.

Comme indiqué précédemment, il est par ailleurs possible d'optimiser le coût du système en privilégiant les filières les plus compétitives (prolongation du nucléaire, grands parcs éoliens terrestres et marins posés proches des côtes parmi les parcs identifiés dans la planification maritime…) pour le développement du mix ou en optimisant le séquencement des projets. De manière générale, 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 car son profil de production est davantage adapté à la croissance de la consommation.

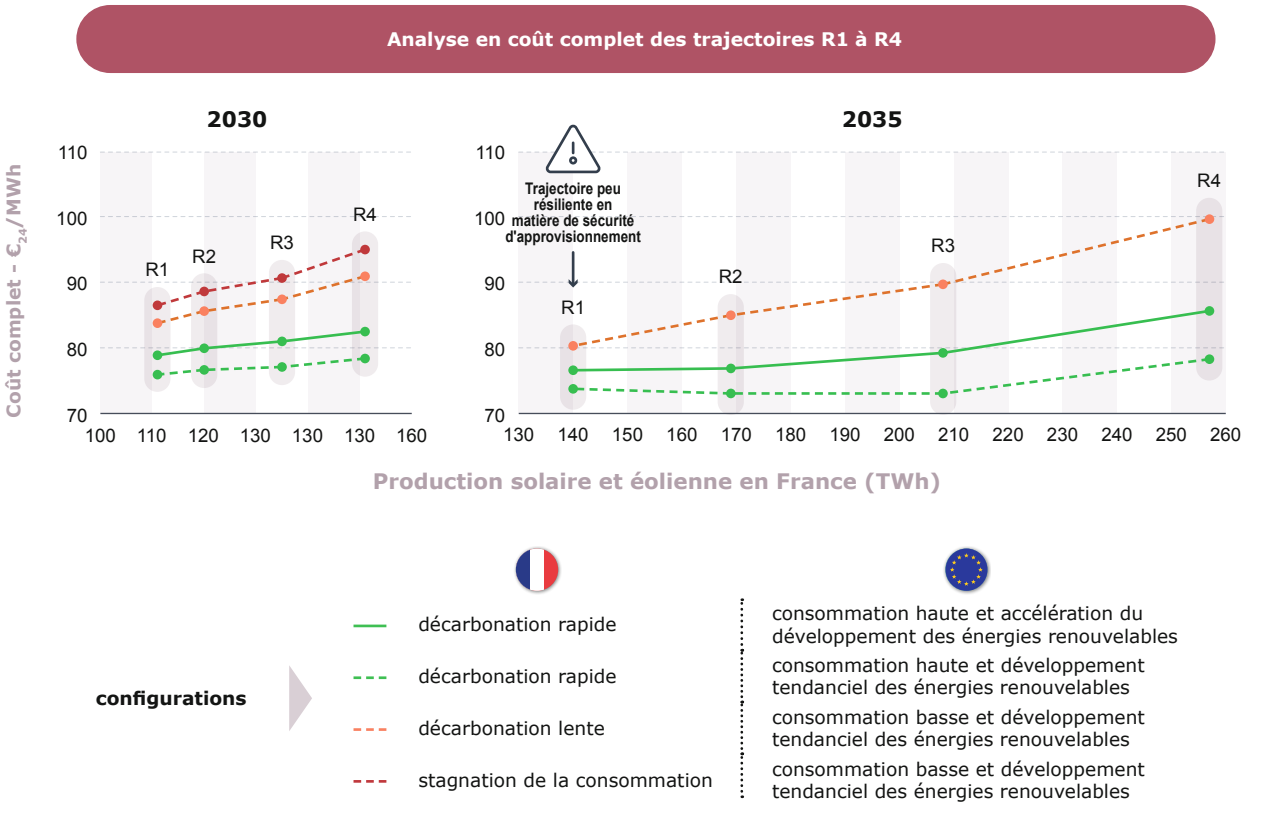
**Enfin, en cas d'aléas comme une faible disponibilité du parc nucléaire similaire à l'épisode de corrosion sous contrainte, la valeur économique engendrée par le développement des renouvelables pourrait devenir significative.** En effet, un volume plus important de renouvelables contribuerait à limiter le risque pour la France de devenir importatrice et à contenir la hausse des coûts du système électrique français en cas de faible disponibilité du parc nucléaire.

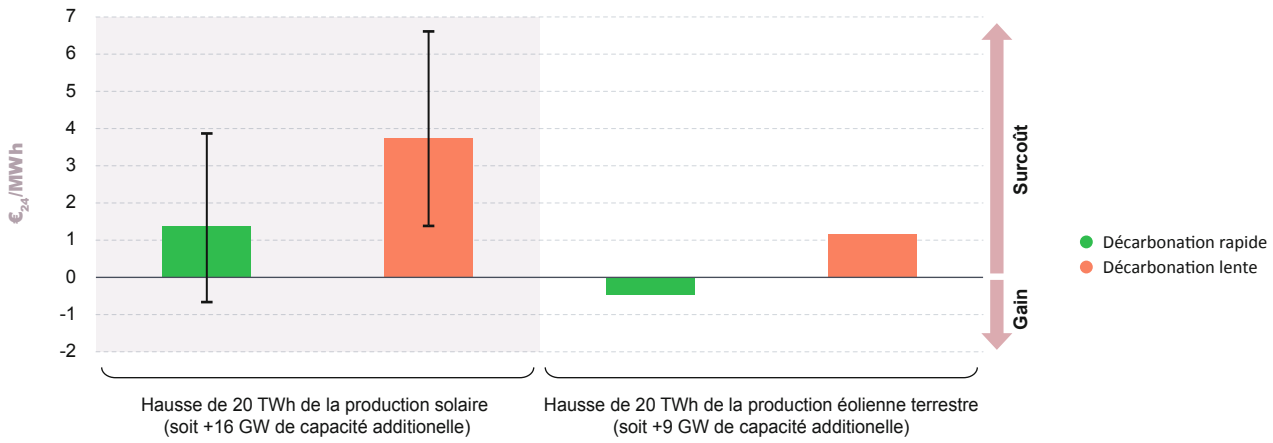
La valeur économique du développement des renouvelables en France serait également renforcée dans le cas d'un développement modéré de la production bas-carbone en Europe, qui se traduirait ainsi par de plus amples débouchés économiques pour la production bas-carbone française.

Dans l'ensemble, l'analyse des différentes combinaisons sur le développement des renouvelables et la consommation mettent en évidence les enseignements suivants :

1) **En premier lieu, la stratégie la plus efficace pour améliorer l'économie du système électrique consiste à réussir l'accélération de l'électrification et de la réindustrialisation, en parallèle du développement de la production bas-carbone.** En parvenant à accélérer le développement du véhicule électrique et à concrétiser les projets dans les secteurs industriel et numérique

**Figure 34** Variation du coût complet (y compris solde d'imports et d'exports) en 2030 et 2035 pour différentes combinaisons d'hypothèses de consommation et de développement de la production solaire et éolienne




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

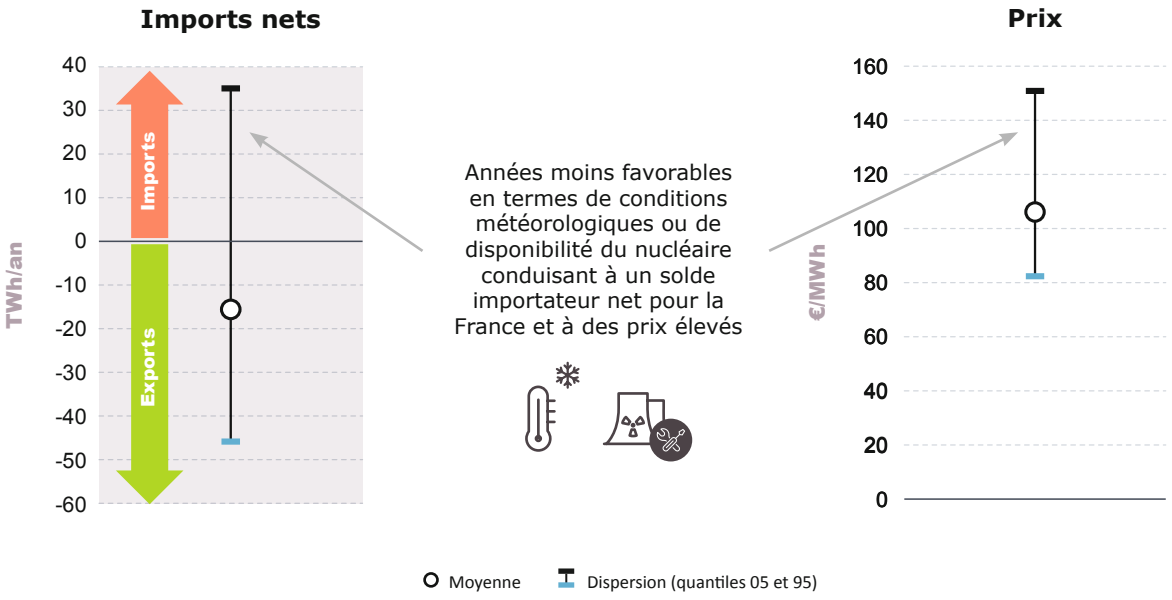
à un rythme se rapprochant de la trajectoire de décarbonation rapide, il est ainsi possible de maîtriser le coût complet en €/MWh de manière significative.

2) **Les rythmes de développement des renouvelables les plus élevés (rythme R4) engendreraient des surcoûts conséquents pour le système électrique à l'horizon 2030, tout particulièrement dans une trajectoire de décarbonation lente.**

3) **Le ralentissement du développement de la production tend à faire légèrement baisser les coûts du système mais dans des proportions plus limitées que pour l'effort d'électrification à l'horizon 2030.** Cet impact limité s'observe également sur les problématiques techniques abordés précédemment. Ce résultat provient du fait qu'un volume de projets disposent déjà de leur accès au réseau, de soutien public et de leurs autorisations administratives et devraient donc être mis en service progressivement d'ici 2030. La différence entre R2 et R3 est donc moins marquée sur cet horizon. L'effet est plus marqué à l'horizon 2035 dans le cas où la consommation serait durablement très inférieure aux niveaux correspondant à l'atteinte des objectifs de décarbonation et de réindustrialisation.

4) **Enfin, il est important de noter qu'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 pourrait conduire à un approvisionnement électrique nettement moins résilient en cas de croissance rapide de la consommation.** Dans cette 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). Par ailleurs, elle nécessiterait la construction de

**Figure 35** 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



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. 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.

Les enjeux économiques pour le fonctionnement du système électrique se doublent en outre d'un enjeu industriel, dans la mesure où les filières de production bas-carbone (nucléaire, renouvelables, hydraulique et même réseaux) s'inscrivent toutes dans des dynamiques industrielles de long terme. Celles-ci peuvent être fortement fragilisées par des politiques de «*stop and go*», qui seraient particulièrement préjudiciables au-delà de 2035, notamment en cas d'accélération de la croissance de la consommation électrique (le rythme R1 conduirait à ce titre à un volume de production bas-carbone insuffisant – *cf*. ci-dessus) combinée à des difficultés liées au prolongement du parc nucléaire ou de retards dans le programme EPR2.

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 fragilisent à sa capacité à répondre, à long terme, à une potentielle accélération de la demande 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, RTE a démontré dans les *Futurs énergétiques 2050* 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 : il ne serait pas rentable à court terme dans le cas où des options de prolongation de la durée d'exploitation au-delà de 60 ans des réacteurs existants sont activables et où scénario de décarbonation lente serait considéré comme une fatalité.

**Les résultats du Bilan prévisionnel ne remettent 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 longues durées de développement et du besoin stratégique de maintien des compétences dans les filières concernées.**

# ANNEXE

## SYNTHÈSE DES INDICATEURS TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES SUR LES PRINCIPALES CONFIGURATIONS ÉTUDIÉES

Hypothèses des cas de base présentés ici :

- **Nucléaire :** disponibilité médiane (365 TWh), modulation « libre »
- **Hydraulique :** développement de la capacité installée et stabilité du productible (60 TWh en moyenne)
- **Flexibilités :** hypothèse médiane pour la flexibilité de la demande, hypothèses « socle » pour le thermique et les batteries
- **Europe :** « Europe - *Fit for 55* » avec la trajectoire de décarbonation rapide et « Europe - prudente » avec la trajectoire de décarbonation lente

# 2030

* La modulation nucléaire ici évoquée désigne la modulation pour absence de débouchés en cas de prix faibles. Le nucléaire module pour d'autres raisons, qui peuvent s'y ajouter. En 2024, la modulation totale s'est élevée à environ une trentaine de TWh dont environ une douzaine pour absence de débouchés. Les résultats peuvent varier de quelques térawattheures en fonction des contraintes influençant la faculté de modulation du parc nucléaire (voir chapitres détaillés).

** Les régimes de prix ici présentés sont estimés à partir 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.

## R1

### Décarbonation lente

**Mix électrique**

- Consommation : **470 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **543 TWh**
- Exports : **73 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **41 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **3 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **1 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **45-50 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **84 €$_{24}$/MWh**

### Décarbonation rapide

**Mix électrique**

- Consommation : **510 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **543 TWh**
- Exports : **57 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **14 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **1 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **4,1 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **85-90 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **78 €$_{24}$/MWh**

## R2

### Décarbonation lente

**Mix électrique**

- Consommation : **470 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **551 TWh**
- Exports : **78 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **43 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **5 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **0,6 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **45-50 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **86 €$_{24}$/MWh**

### Décarbonation rapide

**Mix électrique**

- Consommation : **510 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **551 TWh**
- Exports : **64 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **14 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **2 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **3,5 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **~85 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **79 €$_{24}$/MWh**

## R3

### Décarbonation lente

**Mix électrique**

- Consommation : **470 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **566 TWh**
- Exports : **83 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **47 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **7 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **0 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **40-45 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **87 €$_{24}$/MWh**

### Décarbonation rapide

**Mix électrique**

- Consommation : **510 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **566 TWh**
- Exports : **74 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **18 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **3 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **2,5 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **~80 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **81 €$_{24}$/MWh**

## R4

### Décarbonation lente

**Mix électrique**

- Consommation : **470 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **582 TWh**
- Exports : **91 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **53 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **10 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **0 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **35-40 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **91 €$_{24}$/MWh**

### Décarbonation rapide

**Mix électrique**

- Consommation : **510 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **582 TWh**
- Exports : **84 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **21 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **5 TWh**

**Fonction. système**

- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **1,8 GW**

**Économie**

- Régime de prix** : **~75 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **82 €$_{24}$/MWh**

## 2035

* La modulation nucléaire ici évoquée désigne la modulation pour absence de débouchés en cas de prix faibles. Le nucléaire module pour d'autres raisons, qui peuvent s'y ajouter. En 2024, la modulation totale s'est élevée à environ une trentaine de TWh dont environ une douzaine pour absence de débouchés. Les résultats peuvent varier de quelques térawattheures en fonction des contraintes influençant la faculté de modulation du parc nucléaire (voir chapitres détaillés).

** Les régimes de prix ici présentés sont estimés à partir 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.

### R1

#### Décarbonation lente

**Mix électrique**
- Consommation : **505 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **572 TWh**
- Exports : **49 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **61 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **1 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **3,6 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **45-50 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **80 €$_{24}$/MWh**

#### Décarbonation rapide

**Mix électrique**
- Consommation : **580 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **572 TWh**
- Exports : **16 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **15 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **~0 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **5,7 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **~105 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **77 €$_{24}$/MWh**

### R2

#### Décarbonation lente

**Mix électrique**
- Consommation : **505 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **601 TWh**
- Exports : **64 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **71 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **4 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **2,1 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **40-45 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **85 €$_{24}$/MWh**

#### Décarbonation rapide

**Mix électrique**
- Consommation : **580 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **601 TWh**
- Exports : **43 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **21 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **1 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **4,5 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **90-95 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **77 €$_{24}$/MWh**

### R3

#### Décarbonation lente

**Mix électrique**
- Consommation : **505 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **639 TWh**
- Exports : **77 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **83 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **8 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **0 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **~35 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **90 €$_{24}$/MWh**

#### Décarbonation rapide

**Mix électrique**
- Consommation : **580 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **639 TWh**
- Exports : **66 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **32 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **2 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **1,5 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **75-80 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **79 €$_{24}$/MWh**

### R4

#### Décarbonation lente

**Mix électrique**
- Consommation : **505 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **688 TWh**
- Exports : **95 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **102 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **26 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **0 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **25-30 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **100 €$_{24}$/MWh**

#### Décarbonation rapide

**Mix électrique**
- Consommation : **580 TWh**
- Productible bas carbone disponible : **688 TWh**
- Exports : **90 TWh**
- Modulation nucléaire pour absence de débouché*: **47 TWh**
- Modulation renouvelable pour absence de débouché : **11 TWh**

**Fonction. système**
- Besoin de capacité hivernale (capacité parfaite) : **0 GW**

**Économie**
- Régime de prix** : **60-65 €/MWh**
- Coût complet rapporté à la consommation : **86 €$_{24}$/MWh**

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

Le réseau
de transport
d'électricité

**RTE**
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com