



# Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande  
d'électricité en France

---

ÉDITION 2021

PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS



# Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande  
d'électricité en France

---

ÉDITION 2021

PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

## PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

L'édition 2021 du Bilan prévisionnel, élaboré par RTE au titre de la mission qui lui est fixée par le code de l'énergie, porte sur les dix prochaines années.

Ces nouvelles perspectives contiennent plusieurs actualisations importantes.

D'une part, elles intègrent les répercussions de la crise sanitaire de la COVID-19 sur le système électrique, tant au niveau de la production que de la consommation d'électricité. Cette crise sanitaire est intervenue alors que la capacité de production était contrainte (travaux du grand carénage du parc nucléaire, fermeture de la centrale de Fessenheim en 2020 et des dernières centrales au charbon dans les prochains mois) malgré le développement des énergies renouvelables. Dans ce contexte, et des préoccupations sur la résilience du système électrique ont fait leur apparition dans le débat public, avec dans certains cas la crainte de pénuries ou des interrogations sur la robustesse du système français. Ces interrogations sur les enjeux à court terme du système électrique français font l'objet des deux premières parties du Bilan prévisionnel.

D'autre part, il s'agit de la première réactualisation de l'analyse approfondie du fonctionnement du système électrique à l'horizon 2030 depuis l'édition 2017 du Bilan prévisionnel. Or, depuis, la politique énergétique de la France a été précisée, et de nombreux travaux ont eu lieu en 2018 et 2019 dans le cadre de préparation de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) avant leur adoption définitive en avril 2020. De plus, sur le plan technique, RTE a analysé en détail les conséquences de l'électrification annoncée dans le secteur des transports, de l'industrie (via l'hydrogène) et du bâtiment, via trois monographies publiées entre mai 2019 et décembre 2020.

L'échéance 2030 constitue ainsi un jalon majeur dans la trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre, que la France s'est engagée à diminuer d'ici là de 40% par rapport à 1990. Cet objectif devrait être rendu plus ambitieux encore dans le cadre des négociations en cours au niveau de l'Union européenne. Dans la perspective d'atteindre ces objectifs, la contribution du secteur électrique est essentielle : la troisième partie de la nouvelle édition du Bilan prévisionnel en détaille les caractéristiques structurantes selon différents scénarios, ainsi que la possibilité d'accélérer ces transferts.

Enfin, la nouvelle édition du Bilan prévisionnel présente une évolution méthodologique majeure dans l'appréhension de la sécurité d'approvisionnement, en complétant l'analyse probabiliste traditionnelle de la sécurité d'approvisionnement par de nouveaux instruments de mesure du risque au travers de l'étude de stress tests (vague de froid intense, épisode de très faible production éolienne en Europe, indisponibilité soudaine et simultanée d'un grand nombre de réacteurs nucléaires, imports limités en situation de tension). Elle précise les conditions auxquelles la politique de diversification du mix électrique peut effectivement se traduire par une augmentation du niveau de sécurité d'approvisionnement, à la fois dans le cadre d'une analyse probabiliste et selon une large gamme de tests de résilience. Tel est l'objet de la quatrième partie du document.

Pour toutes ces raisons, cette édition 2021 du Bilan prévisionnel est importante. Elle sera prolongée à l'automne par une analyse complète des perspectives 2050, travail qui fait l'objet d'une très large concertation auprès des parties prenantes.

## Le cadrage d'ensemble du Bilan prévisionnel sur les dix prochaines années : une transformation du mix énergétique pour permettre une réduction des émissions globales de CO<sub>2</sub>

Malgré le contexte de crise sanitaire, les objectifs de la transition énergétique ont été réaffirmés par les pouvoirs publics tout au long de l'année 2020.

Dans cette perspective, le Gouvernement a adopté en avril 2020 la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Ces textes doivent permettre à la France de parvenir, dans un premier temps, à réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> de 43% en 2030 (au-delà de l'objectif de 40% issu de la loi pour la transition écologique et la croissance verte) par rapport à 1990, puis à terme d'atteindre la neutralité carbone en 2050. L'objectif 2030 devrait être encore relevé dans le cadre de la discussion en cours au niveau européen, qui converge vers la fixation d'une cible de réduction des émissions d'au moins 55% à l'échelle de l'Union européenne, avec un périmètre de comptabilisation (degré de prise en compte des puits de carbone) qui reste encore à préciser.

Par rapport à l'objectif de 2030, presque la moitié du chemin a déjà été parcourue avec des émissions en France en baisse de près de 20% (441 MtCO<sub>2</sub>eq émises en 2019 contre 548 MtCO<sub>2</sub>eq en 1990), notamment sous l'effet de la réduction de l'intensité carbone de l'industrie et de la désindustrialisation. Une réduction supplémentaire de près de 130 MtCO<sub>2</sub>eq en seulement dix ans est nécessaire pour atteindre l'objectif de la SNBC à 2030.

La SNBC et la PPE prévoient deux cadrages principaux pour la demande électrique : (1) la promotion des mesures visant à renforcer l'efficacité énergétique et (2) les transferts d'usages depuis les combustibles fossiles vers l'électricité (ou d'autres vecteurs bas-carbone) pour réduire les émissions françaises de gaz à effet de serre. Les scénarios

publics prévoient ainsi une stabilité de la consommation d'électricité durant la première moitié de la décennie, puis, à compter de 2024-2025, une augmentation progressive conduisant à atteindre les 500 TWh en 2030.

Le parc de production d'électricité français est amené à se transformer dans le même temps :

- ▶ la réduction de la production d'électricité à partir d'énergie fossile doit se poursuivre avec la fermeture attendue des derniers groupes au charbon d'ici fin 2022 et l'interdiction de toute nouvelle grande installation thermique fossile (hors cycle combiné au gaz de Landivisiau, lancé avant la nouvelle PPE) ;
- ▶ la part du nucléaire dans le mix électrique est amenée à se réduire, sous l'effet mécanique du développement des énergies renouvelables et via la fermeture de réacteurs existants. Les deux réacteurs de Fessenheim sont désormais à l'arrêt, et il est prévu que 12 autres réacteurs soient arrêtés d'ici à 2035 pour atteindre une part de 50% dans la production nationale ;
- ▶ les objectifs sur les énergies renouvelables sont très ambitieux et nécessitent des rythmes d'installation très supérieurs aux références historiques en France. La volonté de développer l'éolien en mer doit se concrétiser par le raccordement des premiers parcs entre 2022 et 2025 ; la PPE vise à l'horizon 2028 le doublement de la capacité installée actuelle de la filière éolienne (autour de 34 GW) et le quadruplement de la capacité photovoltaïque (autour de 40 GW).

L'analyse du Bilan prévisionnel est organisée par période afin de rendre compte de l'évolution des enjeux.

# 1. Première période (2021-2024) : la vigilance sur la sécurité d'approvisionnement demeurera de mise lors des prochains hivers

## Contexte

Depuis 2017, toutes les analyses précédentes publiées par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel ont montré que la période 2021-2023 serait la plus à risque pour la sécurité d'approvisionnement.

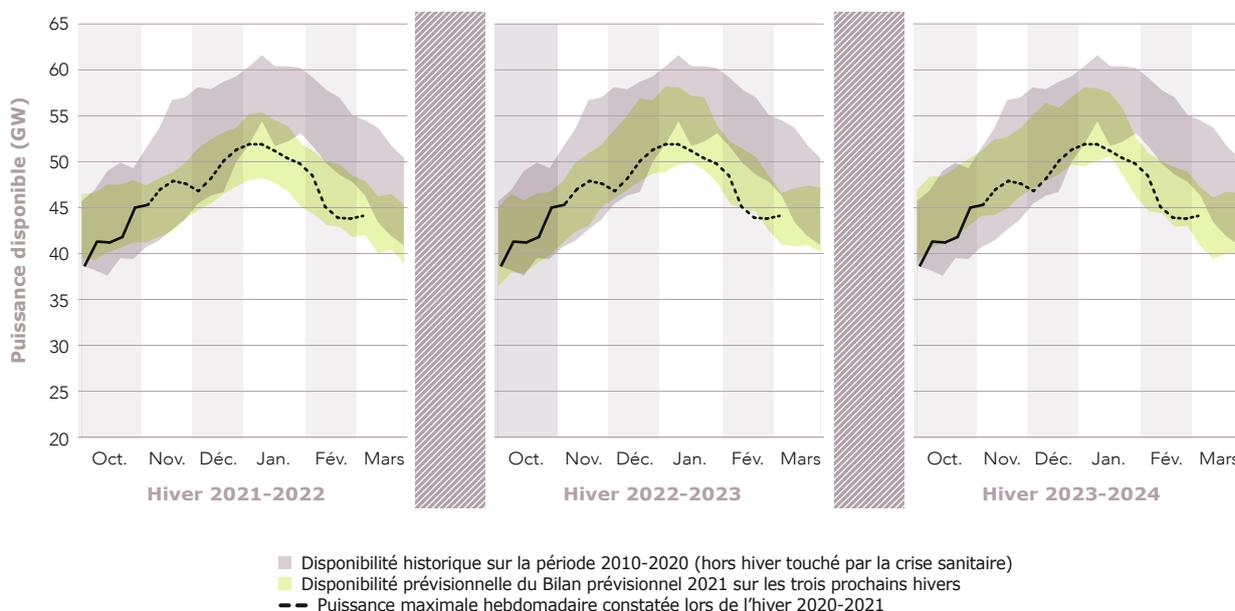
Ceci s'explique en premier lieu par des facteurs structurels : pic d'activité du grand carénage des réacteurs nucléaires de seconde génération avec de nombreux travaux programmés occasionnant une moindre disponibilité du parc (y compris lors des périodes hivernales), fermeture des dernières centrales au charbon, accumulation de retards dans la mise en service de l'EPR et des projets

éoliens et solaires, et concomitance de la fermeture de centrales au charbon et de programmes de sortie du nucléaire dans plusieurs pays européens.

La crise sanitaire de la COVID-19 a ajouté à cela une désoptimisation des programmes d'arrêts pour maintenance des réacteurs nucléaires, entraînant des conséquences durables dans leur programmation au cours des prochains hivers. **La disponibilité du parc nucléaire a donc été revue à la baisse pour les trois prochains hivers** (cf. figure 1).

De même, la réduction de l'activité économique a ralenti le déploiement des nouvelles installations éoliennes et solaires et rendu plus difficile encore

Figure 1 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur les trois prochains hivers, au 4 février 2021<sup>1</sup>



1. Bien qu'annoncé plus récemment par l'exploitant comme « susceptible » sur la plateforme de transparence européenne, le décalage d'un arrêt de réacteur initialement prévu au cœur de l'hiver, est intégré dans ce Bilan prévisionnel.

l'atteinte des objectifs fixés pour 2023 : ceux-ci ne seront très probablement pas atteints pour le solaire, et dans une moindre mesure pour l'éolien terrestre.

Depuis la dernière édition du Bilan prévisionnel, deux incertitudes ont néanmoins été levées.

D'une part, l'Autorité de sûreté nucléaire a rendu son avis générique sur la prolongation des réacteurs nucléaires de 900 MW, ce qui permet de crédibiliser la trajectoire prise comme hypothèse dans les précédentes éditions du Bilan prévisionnel. Cette trajectoire implique une forte concentration des activités au cours des prochaines années (lors des quatrièmes visites décennales proprement dites, mais également lors de travaux programmés trois à quatre ans après). S'agissant des durées d'arrêt à prendre en compte, au vu de l'historique récent, les principes de prudence déjà intégrés par RTE (notamment sur les délais réels d'arrêt des réacteurs) sont conservés.

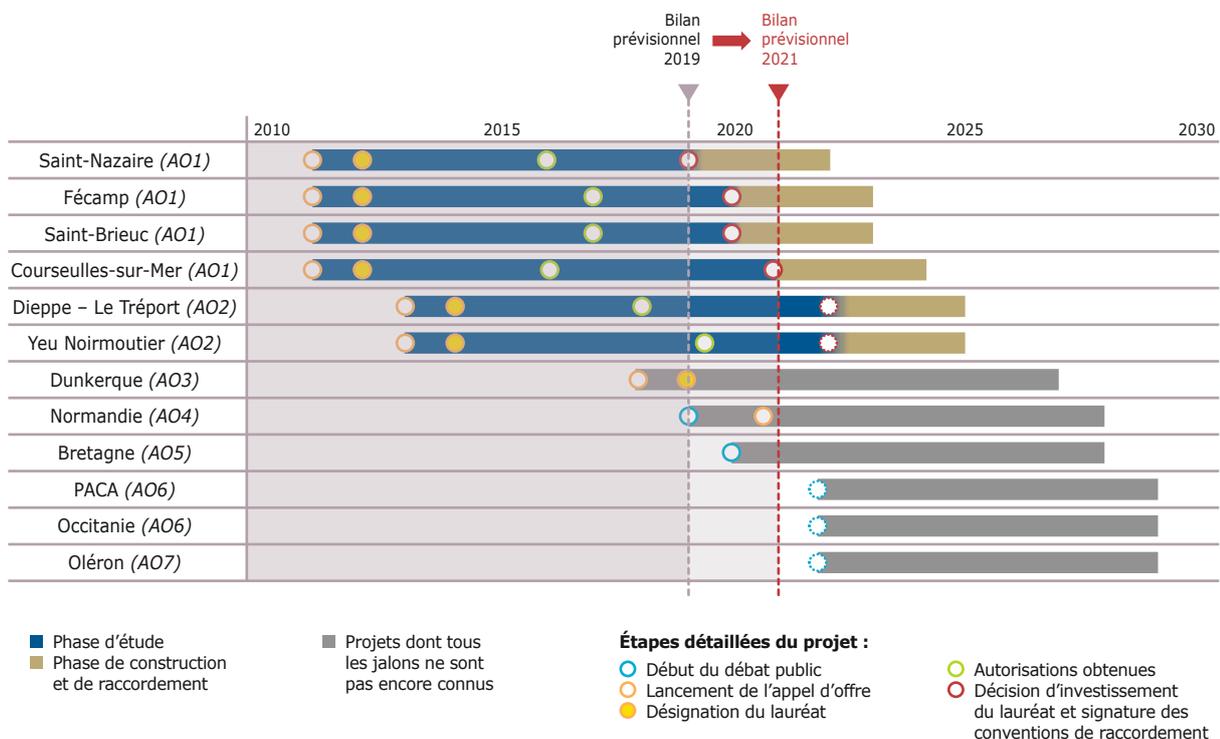
D'autre part, quatre projets de parcs d'éoliennes en mer sont entrés dans une phase concrète de développement, rendant réaliste la perspective de mises en service rapprochées sur les littoraux normand et breton (cf. figure 2).

Combinées, **les différentes hypothèses conduisent à une détérioration des marges dans le cas de référence du Bilan prévisionnel, sans en modifier les caractéristiques générales. RTE estime désormais que la période de tension préalablement identifiée dans le Bilan prévisionnel s'étend à 2021-2024.**

### Résultats, leviers et préconisations

Au cours de cette période, le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement, mesuré selon la méthodologie de référence, apparaît (i) inférieur ou voisin du critère fixé par le code de

Figure 2 Avancée des projet de parcs éoliens en mer depuis le dernier Bilan prévisionnel



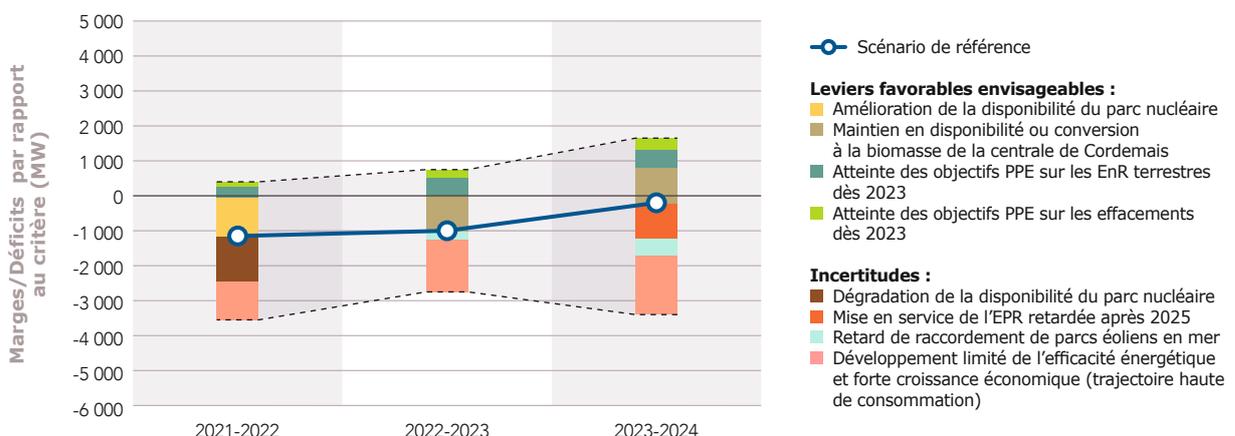
l'énergie<sup>2</sup>, (ii) en croissance progressive et (iii) fortement dépendant de la maîtrise des durées d'arrêt des réacteurs nucléaires. L'amélioration à l'horizon 2023-2024 reste soumise à des incertitudes : un rebond de la consommation en 2021 plus important que celui anticipé, ou un retard supplémentaire sur la mise en service de l'EPR ou des parcs éoliens en mer conduirait de nouveau à des niveaux de marges dégradés en 2024.

Dans l'ensemble, la situation en matière de sécurité d'approvisionnement au cours des prochaines années, est donc désormais largement connue et prescrite par les décisions du passé et le contexte économique. Des leviers existent à la marge pour améliorer ces perspectives :

- ▶ les marges de manœuvre à disposition d'EDF pour accroître la disponibilité du parc nucléaire sur les prochains hivers font désormais l'objet de discussions et d'un suivi approfondi en lien avec l'exploitant, l'Autorité de sûreté nucléaire et les services de l'État. Les perspectives présentées pour l'hiver 2021-2022 intègrent déjà une réadaptation du planning permettant de dégager de l'ordre de 1 GW, et d'autres actions seraient envisageables pour renforcer le niveau de sécurité d'approvisionnement en cas de besoin ;

- ▶ **le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais** permettrait de disposer de 1 GW de marges supplémentaires à compter de l'hiver 2022-2023. Au vu des perspectives présentées dans le Bilan prévisionnel notamment sur la mise en service de l'EPR, cette opération **apparaît nécessaire pour garantir l'équilibre local du système en Bretagne et le respect du critère national de sécurité d'approvisionnement, sur la période 2022-2024 a minima**. Les durées annuelles de fonctionnement requises pour l'équilibre du système sont faibles, et en tout état de cause inférieures au plafond de 700 heures par an qui découle de la loi de 2019 et de la réglementation ;
- ▶ l'atteinte des objectifs de la PPE en matière de développement des énergies renouvelables terrestres permettrait de gagner 0,5 GW de marges en 2023. *A contrario*, de nouveaux retards conduiraient à dégrader le diagnostic ;
- ▶ l'accélération du développement des effacements à hauteur du rythme de la PPE renforcerait les marges de l'ordre de 0,2 GW sur le premier hiver, et jusqu'à 0,4 GW fin 2023. De manière générale, RTE a déjà largement présenté, dans les précédentes éditions du Bilan prévisionnel, l'importance associée au renforcement de l'efficacité énergétique et des usages économes.

Figure 3 Évolution des marges sur l'horizon 2021-2024



2. Le « niveau » ou « critère » de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par le code de l'énergie (D141-12-6) : il s'agit de la règle dite des « trois heures ». Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par les marchés de l'électricité, dans toutes les configurations étudiées par RTE, est inférieure ou égale à trois heures par an, respectivement deux heures par an pour le recours au délestage.

## 2. Deuxième période (2024-2026) : une échéance charnière pour matérialiser l'inflexion vers la décarbonation des usages et pour renforcer la sécurité d'approvisionnement

### Contexte

Au cours des dernières années, la France a adopté plusieurs lois et règlements qui alignent progressivement la politique énergétique sur l'objectif de neutralité carbone en 2050. Ces dispositions visent à développer la production d'électricité renouvelable et à promouvoir les solutions électriques plutôt que leurs alternatives fossiles, dans l'optique de lutte contre le réchauffement climatique.

Des dispositions aussi structurantes ne produisent leurs effets que sur le temps long. Néanmoins, l'inflexion attendue dans le rythme de développement des solutions renouvelables et dans la bascule vers des solutions bas-carbone dans principaux secteurs d'émissions en France (transports, bâtiment, industrie) devrait produire de premiers effets concrets au milieu de la décennie 2020.

La stratégie française bas-carbone en attend une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et une sécurité d'approvisionnement garantie. **Le Bilan prévisionnel montre d'une part que tel est bien le cas dans la majorité des configurations étudiées, à un certain nombre de conditions près qui tiennent à la matérialisation des inflexions, et d'autre part que la France dispose de leviers pour atteindre un haut niveau de sécurité d'approvisionnement.**

Sur le plan de la consommation, l'accélération du recours aux solutions électriques dans les transports, la sortie des chaudières au fioul dans le bâtiment, ou encore le développement d'électrolyseurs pour produire de l'hydrogène bas-carbone destiné au secteur industriel, doivent produire de premiers effets tangibles : à l'horizon 2025, ces nouveaux usages devraient représenter une consommation de l'ordre de 14 TWh, soit de l'ordre de 3% de la consommation électrique. La volonté de localiser en France de nouvelles filières (comme la construction d'une *gigafactory* pour la production de batteries) devrait, à cet horizon, participer de ce mouvement.

Dans ce contexte, **la consommation d'électricité devrait progressivement s'infléchir à la hausse, et retrouver un niveau équivalent à celui d'avant crise sanitaire en 2025-2026 (471 TWh)**. En effet, un scénario de reprise de l'activité économique et de développement de l'électricité comme vecteur de décarbonation sur certains usages conduira à des effets haussiers qui ne seront que partiellement compensés par les actions d'efficacité énergétique.

La capacité de production d'électricité devrait pour sa part, à l'horizon 2025, avoir passé la phase de tension du début de la décennie 2020.

D'une part, la PPE suppose un rythme de développement en forte accélération à la fois sur l'éolien en mer, l'éolien terrestre et le solaire (plus de 3 GW/an pour le photovoltaïque, 2 GW/an pour l'éolien terrestre et 1 GW/an pour l'éolien en mer) : même en tablant sur des rythmes effectifs en retrait par rapport aux ambitions, la tendance de fond à la progression de l'énergie éolienne et solaire demeure et emportera des conséquences concrètes en matière d'approvisionnement en électricité.

D'autre part, la disponibilité du parc nucléaire est attendue à la hausse par rapport au point bas de 2020-2021, même en intégrant les travaux postérieurs à la quatrième visite décennale. La mise en service annoncée de l'EPR augmentera par ailleurs la capacité totale du parc nucléaire.

Enfin, il n'existe pas de projet de fermeture pour les grandes centrales thermiques au-delà des centrales actuelles au charbon.

L'analyse des perspectives du secteur électrique en France intègre, en dernier lieu, une analyse plus large au niveau européen, où les incertitudes sont très nombreuses.

D'ici 2025, la France sera davantage interconnectée avec l'achèvement du «paquet 0» d'interconnexions défini dans le Schéma décennal de développement du réseau (renforcements avec le Royaume-Uni et l'Italie) et l'engagement du «paquet 1» (Belgique, Allemagne, Espagne).

Néanmoins, plusieurs des voisins de la France seront engagés dans un mouvement de transition impliquant la fermeture de nombreux moyens de production, fossiles ou nucléaires.

En Allemagne, la fermeture des derniers réacteurs nucléaires (8 GW de capacité produisant encore plus de 60 TWh en 2020) sera effective d'ici fin 2022, et la fermeture de centrales au charbon devrait également commencer dans les prochaines années. En Belgique, la sortie du nucléaire est annoncée pour 2025 : elle devrait être accompagnée de la construction de nouveaux moyens comme des centrales au gaz, mais le mécanisme de capacité permettant de rendre possible ce type d'investissement n'est pas encore approuvé. Malgré les importants programmes de développements d'énergies renouvelables lancés partout en Europe, la fermeture de centrales nucléaires ou de grandes unités au charbon devrait conduire à reconfigurer les flux électriques en Europe.

Pour un pays comme la France, très largement interconnecté et qui intègre depuis de nombreuses années la contribution des pays voisins à l'analyse de sa sécurité d'approvisionnement, ces évolutions sont significatives. Tout pris en compte, la capacité de la France à importer de l'électricité lors des situations de tension sur l'équilibre offre-demande est considérée en augmentation, mais dans des proportions modérées afin de tenir compte de la diminution des marges dans les pays voisins.

## Résultats

Deux conclusions principales émergent pour la période 2025-2026 :

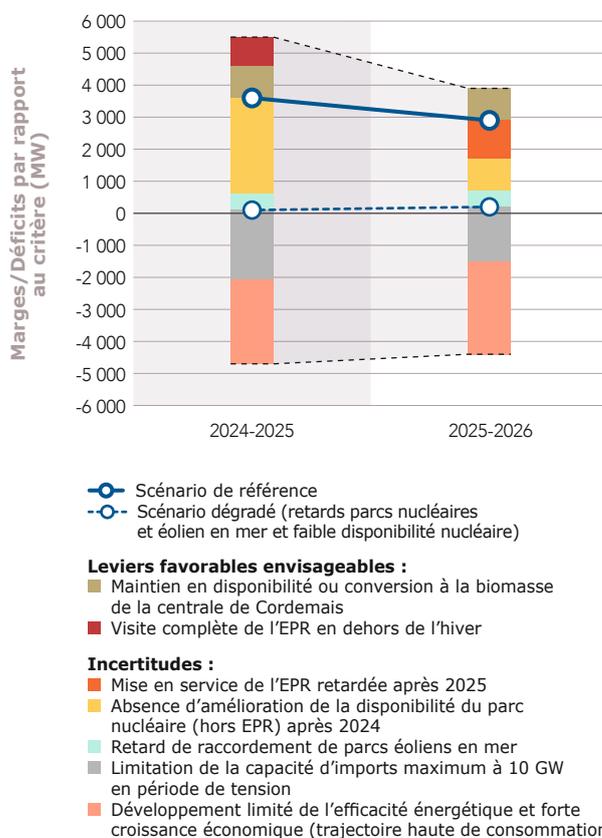
- **sur le plan de la transformation du système énergétique, de premiers effets seront perceptibles avec le développement de nouveaux usages (principalement la**

**mobilité électrique avec plusieurs millions de véhicules électriques en circulation), ou la mise en service de plusieurs parcs d'éoliennes en mer ;**

- **sur le plan de la sécurité d'alimentation en électricité, la trajectoire engagée permet de garantir le respect du critère réglementaire à l'horizon 2024/2025 avec des marges plus ou moins substantielles selon les cas de figure étudiés, sauf dans le cas de figure le plus défavorable.**

Ces analyses sont menées en intégrant des scénarios «possibles» au-delà des scénarios «souhaitables» : des scénarios de décalage dans la mise en service de grands projets en France (notamment l'EPR mais aussi les projets éoliens en mer), de faible disponibilité du nucléaire, etc., ont fait l'objet de tests dans

Figure 4 Évolution des marges sur l'horizon 2024-2026



le cadre du Bilan prévisionnel. **Ces cas de figure dégradent la perspective, mais ne conduisent pas à remettre en cause la tendance à l'amélioration de la situation à horizon 2025, sauf à cumuler l'ensemble des effets négatifs.**

Le diagnostic d'amélioration de la situation est formulé sous deux conditions : (i) une maîtrise du programme du grand carénage sur le parc nucléaire existant et de ses conséquences sur la disponibilité du parc nucléaire en période hivernale et (ii) une inflexion réelle des trajectoires de production renouvelable. Ces deux facteurs conduiront à une augmentation effective de la production d'électricité décarbonée.

De manière à suivre dans le détail la bonne réalisation de ces conditions, plusieurs indicateurs feront l'objet d'un suivi spécifique dans le Bilan prévisionnel :

- ▶ le volume de production d'électricité bas-carbone (plutôt que le pourcentage par rapport à la production d'électricité) : cet indicateur a stagné depuis 15 ans sous l'effet d'une réduction de la production annuelle du parc nucléaire, mais la trajectoire de la PPE/SNBC implique qu'il progresse de manière importante au cours des prochaines années ;
- ▶ la disponibilité effective du parc l'hiver : elle s'est située ces dernières années fréquemment en-dessous de 50 GW, ce qui a largement dégradé les marges d'exploitation ;
- ▶ la répartition statistique des facteurs de charge de l'éolien, qui évoluera avec la mise en service des parcs d'éoliennes en mer.

## Leviers et préconisations

Compte-tenu de ce contexte, les mesures susceptibles de dégrader la sécurité d'approvisionnement ne doivent être envisagées que sous conditions.

D'une part, la PPE dispose que la fermeture d'une à deux tranches nucléaires en 2025-2026 pourrait être décidée sous réserve de certaines conditions portant sur l'intérêt économique et la sécurité d'approvisionnement en France et à l'étranger. Cette décision soit intervenir en 2023 sur la base

d'un rapport remis en 2022. Au vu des éléments présentés dans cette édition du Bilan prévisionnel, **RTE estime que les conditions prévues par la PPE pour la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires pourront très difficilement être remplies.** Le cas de base du Bilan prévisionnel est donc fondé sur un maintien de ces réacteurs.

Deuxièmement, les évolutions engagées sur le réseau et les mises en service prévues (en particulier de parcs éolien en mer) conduisent progressivement à relâcher le degré de contrainte sur l'équilibre des flux dans l'Ouest du pays et la sécurité d'alimentation de la Bretagne. Néanmoins, **le maintien pour deux années supplémentaires (2024-2026) de la centrale de Cordemais dans le cadre d'un projet de conversion à la biomasse offrirait un gain de marge estimé à environ 1 GW** au niveau national, qui apporterait une sécurité dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des trajectoires sur le renouvelables, ainsi que dans l'éventualité d'une mise en service différée de l'EPR de Flamanville. L'effet sur la sécurité d'alimentation serait atteint même avec des durées de fonctionnement potentiellement réduite, uniquement durant l'hiver.

Après la fermeture des centrales au charbon, le parc thermique sera constitué de cycles combinés au gaz, de cogénérations fonctionnant principalement au gaz, et de quelques turbines à combustion au gaz ou au fioul. Ce socle de moyens thermiques devrait faire l'objet de sollicitations inégales mais demeure pour l'essentiel nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. **Le maintien d'une rémunération capacitaire apparaît un pré-requis pour atteindre cet objectif, comme en attestent les études économiques réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel** au titre des nouvelles réglementations européennes (celles-ci prévoient que la nécessité et la proportionnalité d'un mécanisme de capacité fassent l'objet d'une évaluation économique annuelle).

Enfin, le potentiel d'effacement devra, pour poursuivre son développement, continuer de bénéficier du soutien capacitaire du fait de ses caractéristiques spécifiques, ainsi que d'une politique de soutien dédiée dans le cadre de la PPE.

### 3. Troisième période (horizon 2030) : un système électrique largement transformé, permettant d'engager une décarbonation profonde de l'économie et conduisant à une sécurité d'approvisionnement renforcée

L'horizon 2030 représente un jalon majeur dans la trajectoire de décarbonation de la France. Dans cette nouvelle édition du Bilan prévisionnel, le système électrique en 2030 est étudié via deux scénarios – l'un dans lequel les objectifs publics sont atteints en totalité (la trajectoire théorique), l'autre dans lequel ils ne sont que partiellement atteints. Une étude de sensibilité est également proposée en cas d'augmentation des objectifs dans le cadre du futur paquet climat européen.

**Le Bilan prévisionnel permet de conclure que la trajectoire PPE/SNBC – si elle est effectivement mise en œuvre – permet d'atteindre simultanément deux objectifs :**

- (i) D'une part, elle induit une diminution notable des émissions de CO<sub>2</sub>, nécessaire pour atteindre l'objectif des -40% et suivre la trajectoire donnée par la SNBC.
- (ii) D'autre part, elle renforce la sécurité d'approvisionnement.

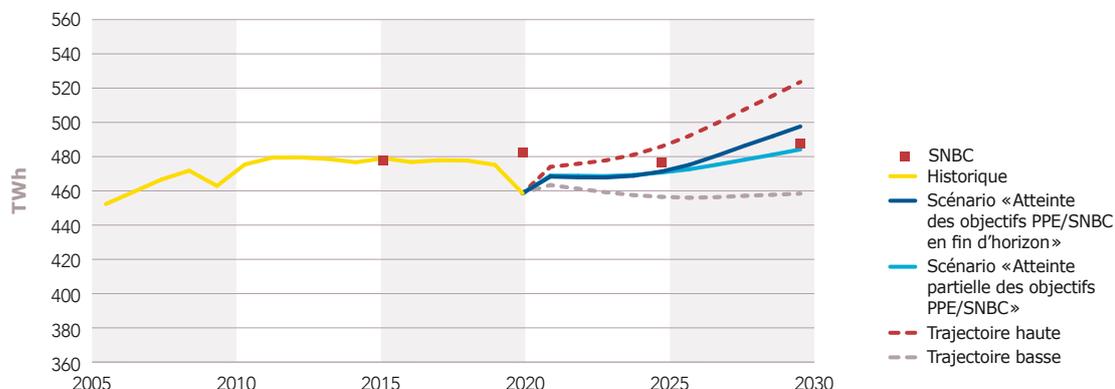
#### Consommation

Les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité ont été révisées à la hausse par rapport aux prévisions de 2017. Cette révision résulte de la prise en compte des nouvelles réglementations climat et de la réactualisation de certaines tendances sur le numérique et le développement des usages électriques.

**La trajectoire du scénario « atteinte des objectifs » prévoit ainsi une augmentation modérée de la consommation d'électricité**, sous l'effet des nouveaux usages de l'électricité (véhicules électriques, production d'hydrogène par électrolyse, recours accru au chauffage électrique, électrification dans l'industrie). La consommation intérieure atteindrait alors 500 TWh en 2030 (+5% par rapport à 2019).

**La trajectoire du scénario « atteinte partielle des objectifs » (prévision centrale) conduit à une très légère hausse de la consommation**

Figure 5 Trajectoires d'évolution de la consommation



**intérieure par rapport aux niveaux d'avant la crise sanitaire (484 TWh en 2030, contre 475 TWh en 2019).**

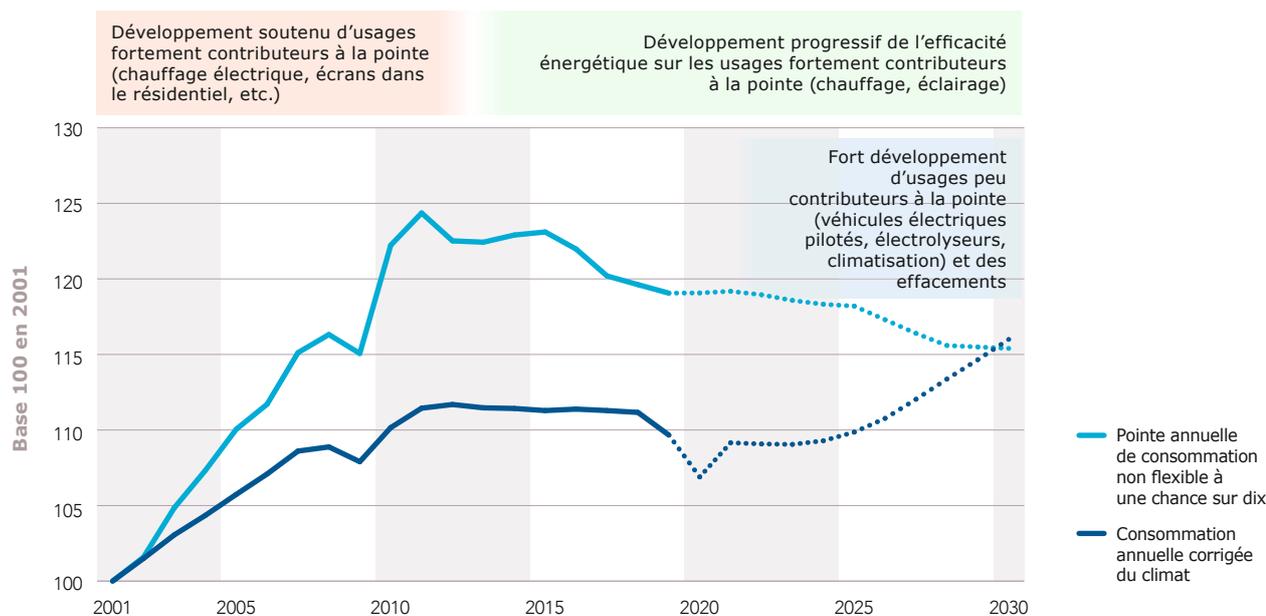
Ces trajectoires intègrent de nouveaux usages de l'électricité. Ceux-ci conduisent à une augmentation de l'électricité consommée pour les transports (véhicules électriques) et dans l'industrie (production d'hydrogène et efforts de relocalisation). En revanche, la consommation d'électricité dans le secteur du bâtiment pour le chauffage doit rester proche de son niveau actuel (environ 60 TWh en données corrigées) : la part du chauffage électrique dans les bâtiments ne devrait évoluer que lentement (les réglementations sur le neuf n'ont qu'une influence marginale sur la consommation à un horizon court), et elle s'accompagne du développement des pompes à chaleur et d'ambitions fortes sur la rénovation des logements.

Pour autant, la croissance de la consommation d'électricité ne devrait pas mécaniquement

entraîner celle de la pointe, qui est en diminution depuis quelques années grâce aux progrès de l'efficacité énergétique. Dans le scénario PPE/SNBC et – dans une moindre mesure – dans celui qui prévoit une application partielle de mesures, l'évolution du niveau moyen de consommation et celui de la pointe apparaissent découplées. **Ainsi, contrairement à ce qui avait été observé avant les années 2010, la pointe annuelle de consommation inélastique, une fois les possibilités de pilotage de flexibilités prises en compte, est susceptible de continuer à baisser tandis que le niveau moyen de consommation annuelle augmenterait.**

L'évolution structurelle de la consommation d'électricité s'accompagne en effet de progrès en matière de « pilotabilité » de la puissance électrique appelée. Ainsi, certains nouveaux usages devraient se développer uniquement (production d'hydrogène par électrolyse) ou en partie (recharge du véhicule électrique) sur les périodes de faible prix, donc hors

**Figure 6** Évolution comparée de la consommation en énergie et de la pointe de consommation non-flexible (i.e. consommation après activation des leviers de pilotage des usages), dans le scénario d'atteinte des objectifs publics (base 100 en 2001)



tensions sur l'équilibre offre-demande. D'autre part, la France a développé un cadre complet pour développer les effacements de consommation.

Enfin, la consommation de certains usages traditionnellement présents lors des pointes hivernales est appelée à se réduire sous l'effet de la diffusion de l'efficacité énergétique (éclairage, cuisson, chauffage).

Ainsi, à l'horizon 2030 la consommation annuelle devrait augmenter de 5% pour atteindre 500 TWh, mais la pointe de consommation non flexible devrait baisser de 3 GW.

## Production

La trajectoire de production reprenant les objectifs de la PPE prévoit un développement massif du parc de production renouvelable :

- ▶ une capacité de 38 GW de production éolienne, qui implique l'installation d'une vingtaine de GW en dix ans, soit un rythme moyen de 2 GW/an

(contre 1,5 GW/an en moyenne au cours des cinq dernières années) ;

- ▶ une capacité de 47 GW pour le solaire, qui apparaît comme la principale rupture avec les tendances actuelles (il faudrait installer 37 GW en dix ans, soit un rythme supérieur à 3,5 GW/an alors qu'il n'a jamais dépassé 1 GW/an au cours des dernières années) ;
- ▶ une capacité éolienne en mer de 6 GW, qui implique la mise en service de tous les parcs des AO 1 et 2, mais également des AO 3 (Dunkerque), 4 (Normandie), 5 (Bretagne sud), 6 (Méditerranée) et 7 (Oléron). Ceci implique une accélération importante dans les délais d'autorisation et de traitement des contentieux, afin de resserrer largement l'intervalle entre la sélection des lauréats et la décision d'investissement.

La trajectoire « atteinte partielle des objectifs » prévoit également une inflexion à la hausse sur chacune de ces trois filières. Cette évolution est moins importante, compte tenu du retard accumulé, notamment dans le solaire.

**Figure 7** Trajectoire d'évolution de la filière éolienne en mer (hors fermes pilotes)

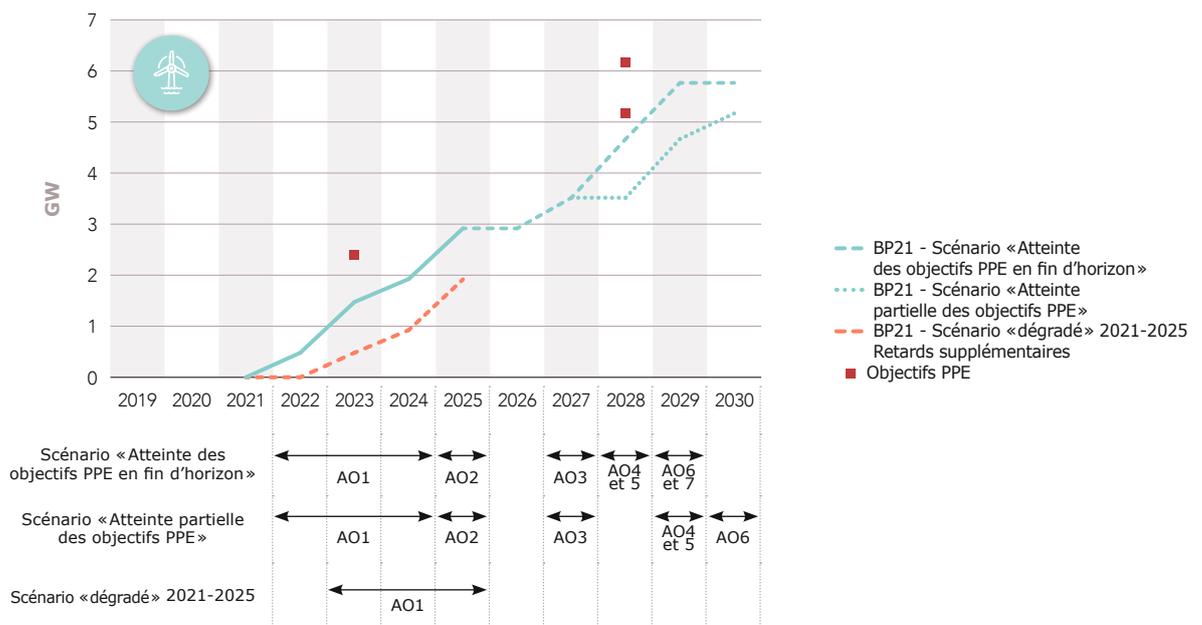
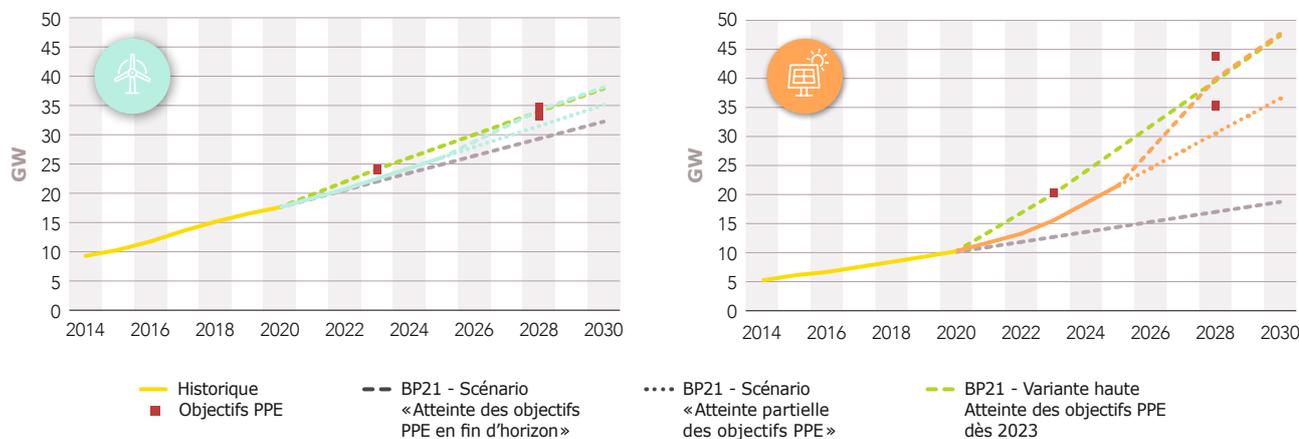


Figure 8 Trajectoires d'évolution des filières éolienne terrestre et solaire



Dans le même temps, la fermeture de quatre réacteurs nucléaires est programmée entre 2027 et 2030. Cette trajectoire est intégrée aux deux scénarios. Des tests de sensibilité prévoyant une évolution plus lente de la capacité de production nucléaire ont également été analysés.

### Résultats sur la sécurité d'approvisionnement

Le premier résultat majeur porte sur la sécurité d'alimentation en électricité.

**Dans le scénario d'atteinte des objectifs, la sécurité d'alimentation, telle qu'elle est évaluée par la méthode probabiliste, se renforce de manière substantielle par rapport à aujourd'hui.**

Le critère de sécurité d'approvisionnement prévu par le code de l'énergie serait largement respecté, avec des marges confortables. Les analyses de stress tests soulignent également que le système électrique serait plus résilient qu'aujourd'hui à certains aléas.

Ce résultat peut ne pas correspondre à la compréhension commune tant la discussion médiatique est organisée en France autour de l'opposition entre capacités pilotables et non-pilotables. En 2030, les capacités de production pilotables seraient

effectivement (légèrement) moindres qu'aujourd'hui. **Le résultat est néanmoins très robuste sur le plan technique : en 2030, l'espérance de durée de recours à des moyens post-marché sera plus faible qu'aujourd'hui, et la sensibilité à certains événements extrêmes sera moindre qu'au cours des dernières années.**

Le résultat est confirmé dans le scénario d'atteinte partielle des objectifs, montrant ainsi sa robustesse.

Il repose (1) sur une nécessaire compréhension partagée des standards à atteindre en matière de sécurité d'approvisionnement (l'atteinte de cet objectif est mesurée de manière statistique et reposera de plus en plus sur des moyens au profil de production variable/intermittent) (2) sur une acceptation du principe de gestion commune des situations de tension à l'échelle européenne (chaque pays européen ne cherche pas à être auto-suffisant) – voir partie suivante. Ces principes sont consacrés par le droit européen et national.

Ainsi, le solde exportateur français resterait structurellement orienté à la hausse avec des exports pouvant atteindre 95 TWh en 2030, mais les flux d'échanges deviendraient plus volatils, et certaines situations d'exploitation pourraient conduire à des imports bien plus importants qu'aujourd'hui.

## Résultats sur le bilan CO<sub>2</sub>

Le second résultat significatif porte sur la décarbonation de l'économie française.

Dans le scénario «atteinte des objectifs», des résultats significatifs sont atteints en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. À l'horizon 2030, le Bilan prévisionnel estime à 37 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an la diminution des émissions associée à l'électrification des usages prévue par la SNBC et à la réduction des émissions dans la production d'électricité résultant de la PPE. Cela représente 34% de l'objectif global de -40% à atteindre en 2030.

Les simulations montrent que ces résultats sont obtenus sans augmentation des imports. **Ainsi, il n'y a pas d'effet de «délocalisation des émissions» dans les pays voisins en cas de développement de la mobilité électrique, de la production d'hydrogène ou du chauffage électrique.**

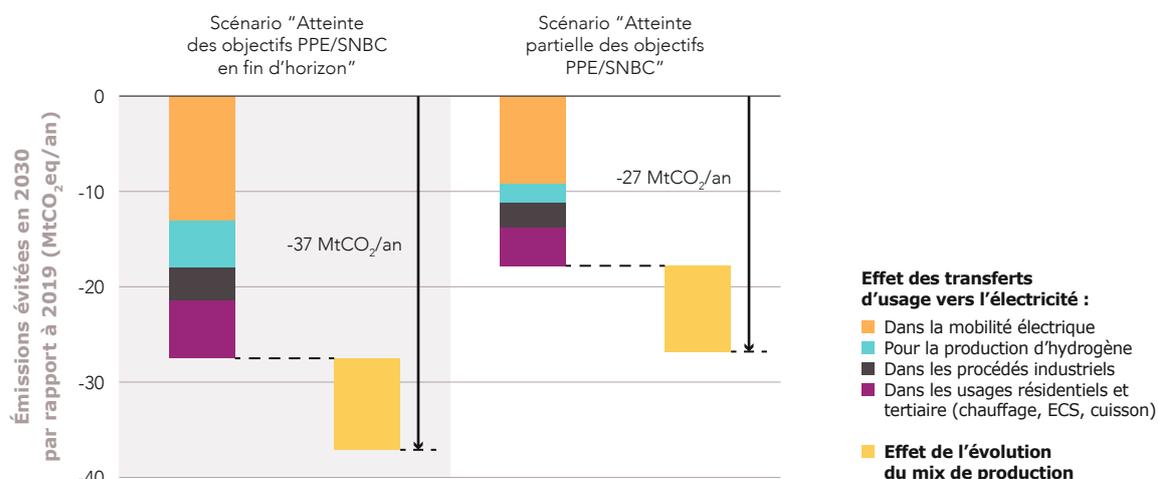
Ces résultats font échos aux publications récentes analysant les mesures existantes ou prévues dans

le projet de loi «Climat et résilience», qui soulignent l'effet positif des mesures engagées par le Gouvernement mais également le caractère probablement insuffisant de ces mesures pour garantir l'atteinte de l'objectif de -40% sur les émissions en 2030.

Ils montrent que, parmi les mesures engagées ou envisagées, l'électrification de certains usages est amenée à jouer un rôle important pour l'atteinte des objectifs climatiques.

Ces transferts d'usage suscitent régulièrement des interrogations sur les volumes d'électricité supplémentaires associés, sur la capacité réelle du système électrique à les absorber, sur le bilan carbone global ou encore sur le coût pour la collectivité et le consommateur. Pour apporter des éléments d'éclairage sur ces questions, RTE a engagé au cours des trois dernières années un programme de travail spécifique sur les enjeux associés à l'intégration des nouveaux usages électriques. Ceci a donné lieu à la publication de trois rapports thématiques («trilogie des usages») : rapport sur la mobilité électrique (mai 2019), rapport sur l'hydrogène bas-carbone (janvier

**Figure 9** Évolution des émissions de CO<sub>2</sub> (en 2030 par rapport à 2019) liées aux transformations du système électrique (consommation et production)



2020), rapport sur le secteur des bâtiments et le chauffage (décembre 2020).

Pour la première fois, le Bilan prévisionnel consolide l'ensemble de ces analyses approfondies, qui sont intégrées dans l'étude du scénario d'atteinte des objectifs PPE/SNBC.

Dans le scénario de référence fondé sur les orientations de la PPE et de la SNBC, l'ensemble des transferts d'usages génère une consommation d'électricité d'environ 63 TWh en 2030. Cet effet est du même ordre que la progression de la production décarbonée dans ce même scénario (77 TWh), basée sur l'essor des énergies renouvelables.

Le lien entre développement des énergies renouvelables électriques et réduction des émissions de gaz à effet de serre suscite parfois l'incompréhension de la part de certains commentateurs qui, se référant aux caractéristiques actuelles du système électrique, considèrent qu'il n'est pas nécessaire de développer des énergies renouvelables électriques puisque la production d'électricité est déjà très largement décarbonée. Or, si la performance carbone du système électrique français est indéniable, le raisonnement présenté ci-dessus est inexact : **la réduction des émissions doit s'apprécier à l'échelle de l'économie dans son ensemble, et la trajectoire de la PPE permet bien d'accroître la production d'électricité bas-carbone (nucléaire et renouvelables)**

**destinée à remplacer des combustibles fossiles dans le secteur des transports, du bâtiment ou de l'industrie.** Les analyses du Bilan prévisionnel intègrent désormais systématiquement cette dimension d'ensemble.

Au-delà, des transferts d'usages supplémentaires peuvent également être envisagés (au détriment de moindres exports) sous réserve que les consommations additionnelles fassent l'objet d'un pilotage permettant d'être sans effet sur la pointe ou de développer davantage la production d'électricité bas carbone (en repoussant des fermetures de réacteurs nucléaires ou en développant les énergies renouvelables au-delà de la trajectoire de la PPE).

Des leviers d'accélération existent en effet dans le remplacement de l'hydrogène d'origine fossile par de l'hydrogène bas-carbone, dans le développement dans l'électricité dans les transports (mobilité légère ou lourde). **Cette accélération permettrait une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> supplémentaire de l'ordre de 10 millions de tonnes, soit près de 12% de l'effort associé aux nouveaux objectifs de décarbonation.** Ce type d'accélération pourrait être nécessaire dans le cadre d'une augmentation de l'effort de décarbonation requis à horizon 2030 tel que celui sur lequel se sont accordés les États membres de l'Union européenne en décembre 2020 (-55% net d'ici à 2030).

## 4. Une analyse approfondie de la sécurité d’approvisionnement et des moyens de la renforcer

### La résilience du système électrique aux événements extrême est au cœur des débats

Si aucune rupture d’approvisionnement n’est survenue durant le dernier hiver, les débats ont été nombreux autour du niveau de sécurité d’approvisionnement du système électrique :

- ▶ de par sa nature statistique, le critère actuel n’est pas maîtrisé par le grand public (la métrique probabiliste utilisée de « 3 heures de défaillance par an » ne caractérise pas directement l’impact pour le consommateur) ;
- ▶ le terme de défaillance, utilisé dans la loi, constitue un facteur d’incompréhension. Il constitue à l’origine un terme technique issu du registre des études de dimensionnement des systèmes électriques, qui fait référence à une situation *choisie* de déficit de puissance disponible, acceptée par la collectivité pour éviter que les investissements mis en œuvre pour l’empêcher ne soient plus élevés que le préjudice réel. Or, dans la langue courante, le terme renvoie à une panne ou à une faute. Ceci est source de confusion et ne permet pas de rendre compte des enjeux sous-jacents ;
- ▶ l’existence d’un risque de recours aux moyens post-marché, voire au délestage, lors de certaines situations (comme une vague de froid) est également aujourd’hui perçue comme un échec du système mis en place ;
- ▶ enfin, la sécurité d’approvisionnement dépend en partie de choix qui échappent aux politiques publiques nationales (notamment l’évolution des mix énergétiques des pays voisins, qui contribuent à la sécurité d’approvisionnement de la France via les interconnexions).

Ces éléments rendent difficile la communication sur les enjeux de sécurité d’alimentation en électricité.

Loin d’une analyse probabiliste, le débat médiatique tend à s’organiser autour de la notion de puissance garantie, qui n’a pourtant pas de réalité dans les évaluations réalisées par les gestionnaires de réseau de transport en Europe. Les analyses cherchant à estimer la puissance garantie engendrent en effet plusieurs biais : (1) elles surestiment le degré de disponibilité effectif des moyens existants, qui sont eux aussi sujets à des aléas comme toute installation industrielle, (2) elles sous-estiment la contribution des filières à profil de production variable, qui contribuent de manière effective et croissante à l’alimentation en électricité, (3) elles n’intègrent pas la nature européenne de la gestion des flux, pourtant acceptée par les États dans le cadre du marché intérieur de l’énergie.

Pour autant, la transformation du mix de production avec la part croissante de l’éolien et du solaire a bien un impact sur les conditions d’exploitation du système électrique. **Pour le caractériser, RTE a enrichi le dispositif d’analyse de la sécurité d’approvisionnement qui figure dans le Bilan prévisionnel.**

Celui-ci repose désormais :

- ▶ d’une part, sur l’analyse probabiliste de la durée de défaillance, méthodologie standard utilisée dans le cadre de l’Union européenne ;
- ▶ d’autre part, sur l’analyse de « stress tests » qui visent à évaluer la résilience du système électrique à des événements extrêmes, certes peu probables mais dont les conséquences pourraient être importantes. La liste de ces stress tests est présentée dans la suite de cette partie.

Ce nouveau dispositif permet de livrer une interprétation plus complète de la sécurité d’approvisionnement électrique en France.

## Une évolution des risques au cours du temps sous l'effet des changements sur le mix

Durant la première décennie des années 2000, le système électrique était construit autour de d'une capacité de production nucléaire et hydraulique très importante, complétée d'un parc de grandes unités au charbon et au fioul.

Le niveau de sécurité d'approvisionnement était élevé, du fait notamment d'une disponibilité du parc nucléaire lors de l'hiver très supérieure à aujourd'hui. La possibilité d'aléas majeurs sur le parc nucléaire n'était en pratique pas intégrée aux analyses publiques de sécurité d'approvisionnement, et la faculté du parc de production à répondre à des pointes de consommation importantes reposait sur les centrales au charbon et au fioul (ces dernières, cependant, étaient rarement sollicitées).

Au cours de la dernière décennie, le niveau de sécurité d'approvisionnement a évolué à la baisse tout en restant supérieur au niveau de risque fixé dans la réglementation et donc en théorie consenti par la collectivité :

- ▶ au niveau probabiliste, les marges ont diminué pour se stabiliser au niveau prévu par le « critère des 3 heures » : la perte de disponibilité du parc nucléaire l'hiver et la fermeture importante des moyens de production thermique pour des raisons économiques et climatiques (fermeture des petites centrales au charbon, puis des grandes unités au fioul en 2017, puis désormais des dernières grandes centrales au charbon) a été en pratique compensée par une intégration européenne plus étroite, le développement des centrales au gaz et des effacements de consommation, et la croissance des énergies renouvelables quand bien même leur profil de production est variable ;
- ▶ au niveau des stress tests, le système est devenu plus sensible à des indisponibilités simultanées de réacteurs nucléaires et à des vagues de froid.

Quel que soit l'indicateur utilisé, les analyses de risque convergent pour estimer que la période 2021-2024 constitue le « point bas » en matière

de sécurité d'alimentation. La première période (2021-2024) étudiée dans le Bilan prévisionnel est donc celle qui présente le profil de risque le plus élevé, parce qu'elle conjugue une disponibilité plus faible du parc nucléaire et la fermeture des dernières centrales au charbon.

**Les mesures décidées au cours des dernières années doivent conduire à une amélioration du niveau de sécurité d'approvisionnement dans les années qui viennent.** Cette amélioration est sensible lors de la seconde période (2025) et se renforce à l'horizon 2030. Elle se décline différemment selon l'indicateur (analyses probabilistes vs. stress tests) :

- ▶ au niveau probabiliste, les marges se renforcent de manière continue durant la période ;
- ▶ au niveau des stress tests, le système deviendrait plus résilient à certains aléas (indisponibilités fortes sur le parc nucléaire, telles que celles qui pourraient résulter de décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire).

Il en résulte, à l'horizon 2030, une **sécurité d'approvisionnement renforcée** par rapport à aujourd'hui. Ce niveau projeté de sécurité d'approvisionnement, mesuré par une durée moyenne de défaillance après simulation d'un très grand nombre de configurations, sera du même ordre qu'au début des années 2010 mais n'aura plus la même signification :

1. La température restera un facteur prépondérant, mais sans augmentation du risque (stabilité de la thermosensibilité de la consommation).
2. La disponibilité du parc nucléaire demeurera un paramètre dimensionnant, mais la résilience à une indisponibilité simultanée d'un nombre donné de réacteurs nucléaires s'améliorera dès 2025.
3. Le développement accru de l'énergie éolienne induira une plus forte sensibilité de la production aux épisodes sans vent (le risque est moindre pour les périodes d'ensoleillement réduit, l'énergie solaire contribuant à réduire le risque lors de la pointe du matin durant l'hiver mais non le soir).

**Figure 10** Marges/déficits de capacité évalués dans les précédents Bilans prévisionnels<sup>3</sup> et prévision du scénario «Relance progressive et atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d’horizon»



**4. La simultanéité d’aléas météorologiques extrêmes**, tels que des épisodes de grand froid et de faible vent, **représenterait le risque le plus influent à cet horizon**. Cette conjonction est envisageable mais n’est toutefois pas systématique (en atteste par exemple la production éolienne soutenue lors de l’épisode de février 2012). La caractérisation statistique de ces conjonctions sera analysée plus en détail, dans le prochain volet long terme du Bilan prévisionnel (scénarios 2050).

Dans l’ensemble, **les scénarios «atteinte» et «atteinte partielle» des objectifs permettent à l’horizon 2030 de disposer d’un système électrique plus résilient qu’aujourd’hui aux quatre stress tests individuels et aux conjonctions d’aléas défavorables simulés**. Ceci reste vrai dans une moindre mesure y compris dans les configurations intégrant une limitation des imports.

**La politique de diversification technologique du mix apporte un surcroît en matière de sécurité d’alimentation, sous condition qu’elle s’accompagne de marges par rapport au respect strict du « critère des 3 heures »**

Les éléments présentés ci-dessus permettent de mieux caractériser la nature des transformations du mix électriques programmées au cours des prochaines années.

Les discussions issues des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 de RTE, qui avaient été utilisés dans le cadre de la préparation de la nouvelle PPE, conduisaient à identifier deux types de trajectoires au cours des prochaines années, qui représentent deux façons différentes d’envisager la politique de diversification du mix électrique.

3. Les marges de capacité par rapport au critère public n’étaient évaluées qu’en « France isolée » en 2005 et 2010.

Les scénarios « d'addition » (tel celui d'atteinte des objectifs de la PPE, mais aussi de *Volt* dans le Bilan prévisionnel 2017) reposent sur un développement des énergies renouvelables plus rapide que le rythme de décroissance de la production nucléaire. L'évolution du parc de production conduit alors à disposer de marges croissantes par rapport au « critère historique ». Ceci aboutit à réduire la dépendance à chacun des moyens de production pris isolément, et à la disponibilité effective du parc nucléaire l'hiver en particulier. Ainsi, les scénarios « d'addition » apparaissent de nature à répondre aux souhaits formulés par l'Autorité de sûreté nucléaire dans son avis de 2013, et exprimés à nouveau par son président dernièrement, de doter le système électrique de marges permettant de procéder à des arrêts de réacteurs nucléaires sans engager de débat entre la sécurité d'alimentation et la sûreté nucléaire.

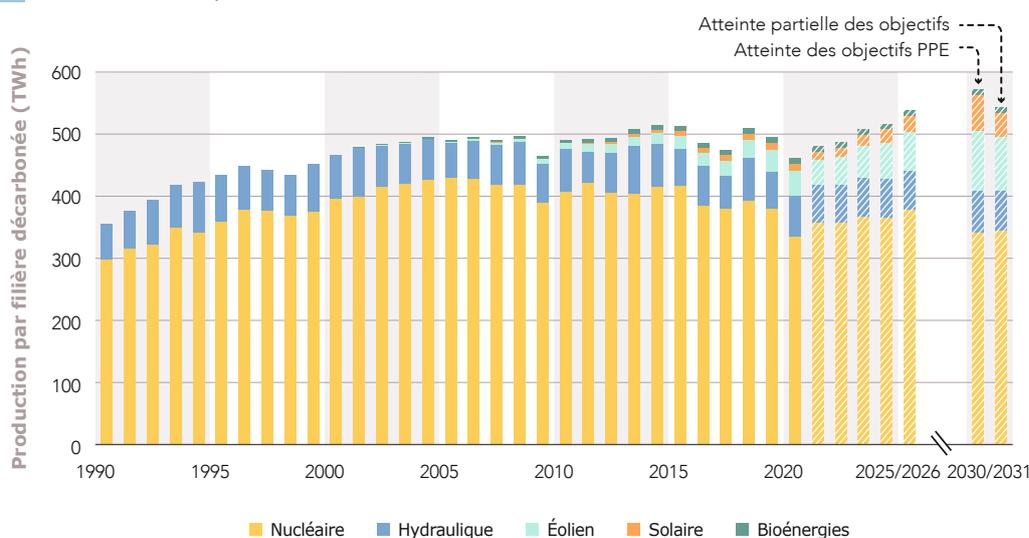
Dans les scénarios « de substitution » au contraire, la France procéderait au simple remplacement de réacteurs nucléaires par des énergies renouvelables dans le respect du critère des 3 heures. Des scénarios de type *Ampère* (sur la période 2021-2030) relèvent de cette logique. La politique de diversification s'effectue alors dans le strict respect du critère

historique, et l'espérance de défaillance demeure égale à 3 heures par an. Dans ce cas de figure, le système est parfaitement ajusté et il demeure, comme ces dernières années, très dépendant de la performance des réacteurs nucléaires existants. Cette information ne se traduira pas dans l'évaluation probabiliste de la défaillance, car celle-ci ne rend pas compte de la profondeur des « cas extrêmes ».

**Le scénario de la PPE/SNBC étudié dans le Bilan prévisionnel relève de la première catégorie. Il est ainsi « additif » :** malgré la fermeture de quatre réacteurs nucléaires en fin de période, il conduit à une croissance du productible d'électricité bas-carbone si les objectifs sur les énergies renouvelables sont bien atteints.

Néanmoins, les données publiées par RTE dans le cadre du dernier Bilan électrique national (en mars 2021) ont montré que la progression des énergies renouvelables dans le mix n'avait fait que compenser la diminution structurelle de la production des réacteurs nucléaires existants au cours des quinze dernières années (avant même la crise de la COVID-19, la production annuelle d'électricité bas-carbone demeurait légèrement inférieure à 500 TWh, soit

Figure 11 Évolution de la production décarbonée en France



le même niveau qu'en 2004). **Cette situation correspond de fait à un scénario «de substitution»**, dans lequel les caractéristiques attendues d'un scénario additif ne se matérialisent pas.

**Le caractère «additif» du scénario de la PPE conditionne le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement formulé dans cette édition du Bilan prévisionnel** (et donc l'amélioration de la résilience du système aux différents stress tests présentés). **Il nécessite d'augmenter la production annuelle d'électricité décarbonée selon la trajectoire de la figure 11, et de dépasser à nouveau 500 TWh dès 2023, puis environ 530 TWh en 2025-2026, puis de l'ordre de 560 TWh en 2030.**

**À l'avenir, des solutions seraient possibles pour gérer les rares événements de déficit de production par d'autres méthodes que le délestage tournant et aléatoire de consommateurs**

La gestion ultime d'une situation de déficit de puissance, lorsque les différents leviers post-marché ne suffisent pas à assurer l'équilibre du système électrique, repose aujourd'hui sur du délestage tournant de usagers, en évitant les consommateurs les plus sensibles (hôpitaux, personnes ayant un besoin vital d'accès à l'électricité, etc.).

Ces délestages tournants sont limités à deux heures consécutives pour chaque consommateur, mais ont un caractère binaire, les clients étant coupés intégralement, sans mesure de progressivité.

**Les progrès technologiques permettent d'envisager des modalités plus progressives, plus ciblées et *in fine* moins pénalisantes pour les clients, que le délestage sans préavis, tout en veillant à se distinguer des effacements gérés dans les marchés d'électricité.** De nombreux bâtiments tertiaires disposent par exemple de dispositifs informatiques de gestion technique du bâtiment. Certaines solutions se basant sur les possibilités permises par les compteurs eux-mêmes ont déjà été expérimentées par les distributeurs dans le cadre de démonstrateurs *smart grid* : elles permettent de déclencher une réduction de la puissance délivrée aux consommateurs (voir directement à certains usages) plutôt qu'une coupure et pourraient être ciblées sur des consommateurs volontaires uniquement.

RTE, en charge de la mise en œuvre du plan de délestage en cas de déséquilibre sur le système, a engagé une réflexion sur son adaptation en utilisant les possibilités nouvelles offertes par les technologies du numérique. Cette réflexion vise à terme à permettre une gestion des situations de déséquilibre qui n'affecterait pas les consommateurs non-volontaires.





Le réseau  
de transport  
d'électricité

**RTE**

Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,  
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)