



Perspectives pour le système électrique

pour l'hiver 2025-2026

TABLE DES MATIÈRES

1

Synthèse / 4

2

Les déterminants de l'équilibre offre-demande en électricité pour l'hiver 2025-2026 : un haut niveau de production par rapport à la consommation / 5

| | | |
|---|--|---|
|  | Consommation..... | 5 |
|  | Nucléaire..... | 6 |
|  | Hydraulique..... | 7 |
|  | Éolien et solaire | 8 |
|  | Parc thermique à flamme..... | 8 |
|  | Effacements..... | 9 |
|  | Interconnexions et déterminants européens..... | 9 |

3

Le risque sur le passage des pointes hivernales 2025-2026 apparaît très faible, y compris en cas de vagues de froid / 10

SYNTHÈSE

Les perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2025-2026 apparaissent très favorables. Le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité lors du passage des pointes est très faible au vu du niveau de disponibilité anticipé du parc de production et du niveau de la consommation, qui reste stable depuis deux ans.

Au cours de l'année 2025, le contexte énergétique est resté marqué par une situation d'abondance de production par rapport à la consommation électrique récente.

D'une part, la consommation d'électricité se maintient à des niveaux structurellement bas, environ 6% en dessous des niveaux 2014-2019, marquée par des effets pérennes des crises sanitaires et énergétique. Ce facteur contribue à réduire la pression sur le système électrique pendant les périodes de forte demande, notamment lors des vagues de froid hivernales.

D'autre part, le rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire courant 2024 et 2025 s'est avéré rapide, avec une meilleure maîtrise des plannings de maintenance. Par conséquent, la disponibilité prévisionnelle du parc atteindra 55 GW fin décembre, soit un niveau proche de celui observé à la fin des années 2010.

Par ailleurs, les énergies renouvelables continuent de se développer, contribuant à compléter l'approvisionnement en électricité. Les stocks hydrauliques atteignent des niveaux de remplissage dans la moyenne historique malgré des conditions météorologiques moins favorables que l'an dernier. Enfin, les stocks de gaz, à la fois en France et en Europe, demeurent à des niveaux élevés, constituant ainsi un élément favorable pour garantir la contribution des centrales à gaz à la sécurité d'approvisionnement hivernale.

Au niveau français, cette situation se traduit également dans les fondamentaux du marché et du système électrique : les prix français sur le marché de gros de l'électricité sont parmi les plus bas d'Europe et la part d'électricité bas-carbone dans le mix électrique avoisine les 95%.

Dans ce contexte, le risque pour le passage des pointes hivernales en France apparaît très faible pour l'hiver 2025-2026. Ce diagnostic prolonge ainsi les perspectives publiées par RTE et tend à abaisser l'évaluation du risque pour l'hiver à venir.

Des situations de défaillance et de recours aux moyens de sauvegarde ne peuvent pas être totalement exclues mais apparaissent très peu probables. Ces configurations n'interviendraient qu'en cas de combinaison de plusieurs aléas défavorables : hausse rapide de la consommation, aléas importants et soudains sur la disponibilité du parc nucléaire, vague de froid prolongée ou encore limitations importantes des imports.

À l'inverse, dans le contexte de développement des capacités renouvelables en France et en Europe et de la consommation restant atone à court terme, l'hiver pourrait être marqué par des épisodes de surplus de production, notamment lors des périodes de baisse d'activité autour de la fin de l'année. **Ces périodes d'abondance de production présentent désormais des défis importants pour l'exploitation du système, qui sont détaillés dans le Bilan prévisionnel 2025.**

Ce contexte, qui contraste avec les risques anticipés pour la sécurité d'approvisionnement à l'hiver 2022-2023, constitue désormais un avantage pour accueillir les nouveaux usages de l'électricité, dans la perspective de réussir la décarbonation et la réindustrialisation de la France.

LES DÉTERMINANTS DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ POUR L'HIVER 2025-2026 : UN HAUT NIVEAU DE PRODUCTION PAR RAPPORT À LA CONSOMMATION

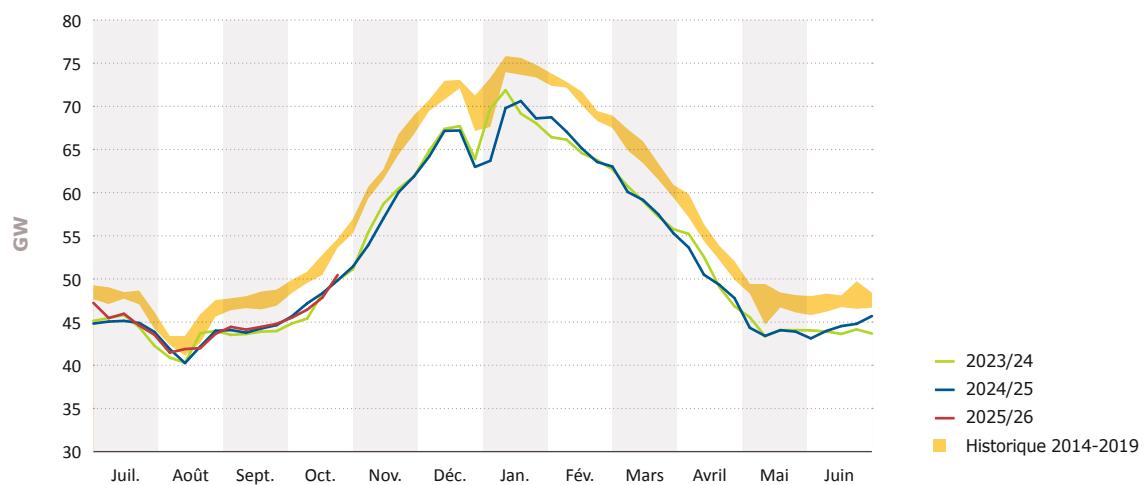


Consommation

À la suite des années 2020-2023 marquées par la crise COVID et la crise énergétique, la consommation d'électricité en France est restée stable en 2024 autour d'environ 450 TWh, soit une très légère augmentation de 0,7% par rapport à l'année 2023.

Le bilan du premier semestre 2025¹ publié par RTE ainsi que les données disponibles actuellement montrent que la consommation en 2025 tend à rester stable par rapport aux niveaux de 2024. Elle se situe à un niveau en retrait d'environ 6% par rapport aux valeurs moyennes de

Figure 1 Appel de puissance moyen hebdomadaire, sur les jours ouvrés, corrigé du climat et des effets calendaires²



1. Bilan du premier semestre 2025 et perspectives sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'été, RTE (juillet 2025) : [Bilan premier semestre S1 2025.pdf](#)

2. Ces moyennes hebdomadaires corrigées du climat masquent des variations importantes au sein de la journée et en fonction de la météo. Des valeurs nettement plus importantes peuvent donc être observées pour certaines heures de la journée.

la période pré-crises 2014-2019, la plupart des secteurs restant atteints par des effets durables des crises récentes.

Sur la base de ces éléments, l'hypothèse de référence retenue pour les analyses du passage de l'hiver 2025-2026 s'inscrit dans le prolongement de la tendance observée sur l'année 2025, soit un niveau de consommation similaire à celui de l'hiver dernier.

Cette projection correspond à une consommation totale pour l'année 2025, corrigée des effets météorologiques, proche de 450 TWh.

Dans ce contexte, l'atteinte de niveaux de pointe très élevés au cours de l'hiver est moins probable que par le passé : une pointe de plus de 100 GW en France, telle qu'observée en 2012, ne se matérialiserait qu'en cas de vague de froid très extrême (1 chance sur 50).

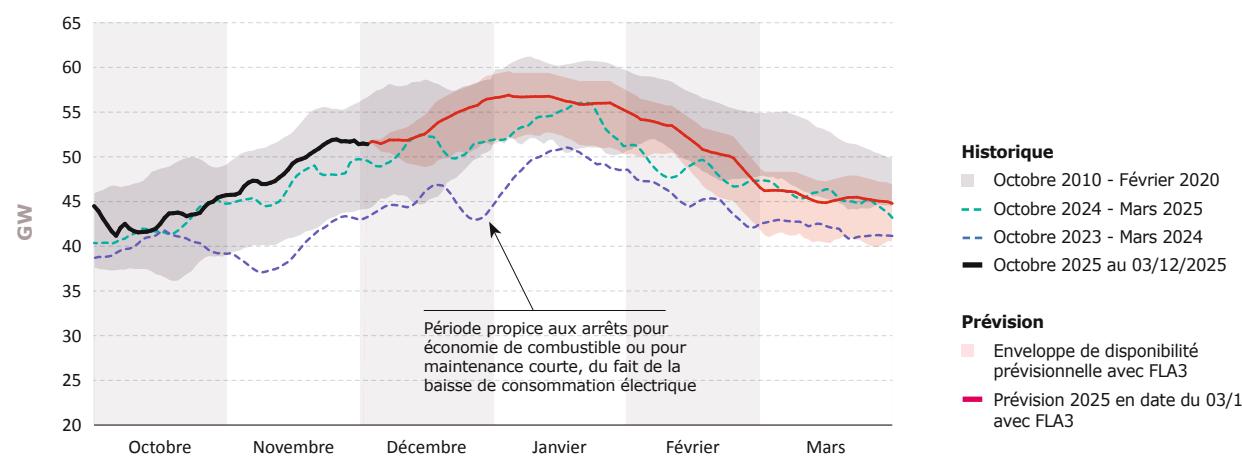


Nucléaire

Le parc nucléaire représentant la première source de production électrique en France, sa disponibilité constitue un déterminant majeur de la sécurité d'approvisionnement en électricité. Depuis l'hiver 2022, à la suite d'une série de contrôles et de

réparations des réacteurs concernés par le phénomène de corrosion sous contrainte, le parc nucléaire français affiche une disponibilité et des niveaux de production en forte hausse : 279 TWh en 2022, 320 TWh en 2023 et 362 TWh en 2024.

Figure 2 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire (avec l'EPR de Flamanville) sur le prochain hiver, au 3 décembre 2025³



3. La disponibilité du parc nucléaire affichée ici est différente de la production nucléaire (disponible par exemple sur l'application Eco2mix). L'écart s'explique notamment par la réservation d'une partie de la puissance disponible pour les services système, par des modulations de puissance pour des raisons économiques ou encore par des baisses de production faisant suite aux mouvements sociaux. Par ailleurs, la disponibilité affichée est lissée sur 7 jours.

Depuis le début de l'année, la disponibilité du parc se trouve à des niveaux supérieurs à ceux de 2024 (hors EPR de Flamanville), avec un maximum de disponibilité de 56 GW atteint début janvier, niveau qui n'avait pas été observé depuis 2019. L'amélioration continue de la disponibilité nucléaire s'explique également par une meilleure maîtrise des retours d'arrêt de tranches, résultat du plan d'actions «START 2025» lancé par EDF en 2019 pour renforcer l'efficacité opérationnelle du programme de maintenance. Ces évolutions ont par ailleurs conduit EDF à revoir plusieurs fois ses estimations de production pour 2025 pour finalement rehausser la fourchette de prévision à 365 TWh-375 TWh le 13 octobre dernier⁴.

Pour l'hiver à venir, RTE établit une trajectoire de disponibilité des réacteurs s'appuyant sur les informations communiquées par EDF sur la plateforme REMIT⁵ et en intégrant des prudences sur les dates des retours d'arrêt en tenant compte de la typologie de l'arrêt et des messages de prudence émis par EDF.

Concernant l'EPR de Flamanville, le réacteur a été re-couplé au réseau le 15 octobre dernier, après une mise à l'arrêt le 19 juin pour des besoins de

contrôles des soupapes de protection du circuit primaire. Selon un communiqué, EDF anticipe l'atteinte de la pleine puissance du réacteur d'ici la fin de l'automne, sans impact pour la prévision de production pour 2025⁶. Dans les analyses du passage de l'hiver, RTE s'appuie sur une vision prudente par rapport aux communications de l'exploitant, supposant une montée en puissance progressive du réacteur sur la période des prochains mois, qui restera marqué par des aléas liés aux essais.

Dans l'ensemble, les prévisions de RTE pour l'hiver 2025-2026 conduisent à une disponibilité moyenne du parc nucléaire estimée à 54 GW (hors EPR de Flamanville) entre les mois de décembre et de janvier, avec un maximum pouvant atteindre autour de 57 GW début janvier 2026, marquant le retour vers une disponibilité proche des valeurs historiques observées dans les années 2010.

La situation prévisionnelle pour la disponibilité du parc nucléaire cet hiver apparaît par conséquent encore légèrement plus favorable que celle de l'année dernière.



Hydraulique

En conséquence de la sécheresse estivale, le niveau des stocks hydrauliques s'est situé en dessous des moyennes historiques (2015-2021) au cours de l'été, avec un rétablissement progressif durant le mois de septembre. Ainsi, en entrée

d'hiver, le niveau de stock hydraulique se trouve proche des niveaux moyens historiques, assurant une bonne contribution du parc hydraulique à l'équilibre offre-demande au cours des prochains mois, notamment en cas d'hiver froid.

4. Communiqué de presse du 13 octobre 2025, EDF (13/10/2025) : [EDF rehausse l'estimation de production nucléaire en France pour 2025](#)

5. Liste des indisponibilités et des messages, EDF : [Liste des indisponibilités | EDF FR](#)

6. Communiqué de presse du 15 octobre 2025, EDF (15/10/2025) : [Reconnexion de l'unité de production de Flamanville 3](#)



Éolien et solaire

Les productions éolienne et solaire représentent une part de plus en plus significative de la production d'électricité bas-carbone en France. Le photovoltaïque en particulier se développe à un rythme désormais soutenu. RTE projette pour l'année 2025 une augmentation des capacités installées atteignant un peu moins de 1 GW pour l'éolien terrestre et environ 6 GW pour le solaire (chiffres précis à venir dans le Bilan électrique 2025). S'agissant de l'éolien en mer, la mise en service du parc des îles d'Yeu et de Noirmoutier d'une capacité de 488 MW prévue fin décembre 2025 portera la capacité totale du parc éolien en mer français à près de 2 GW.

Ces installations contribuent à augmenter le potentiel de production bas-carbone en France, y compris en hiver. Dans le contexte actuel de consommation atone et de rétablissement rapide de la disponibilité nucléaire, le développement soutenu de ces filières présente en pratique de nouveaux enjeux pour l'exploitation du système électrique, qui ne se situent plus spécifiquement en hiver mais désormais plutôt lors des périodes d'abondance de production au printemps et à l'été (voir détails des projections pour les prochaines années dans le Bilan prévisionnel 2025).



Parc thermique à flamme

Le parc thermique français dispose de 12,2 GW de centrales à gaz, de 1,8 GW de centrales à charbon et de 1,4 GW de turbines à combustion au fioul, disponibles pour contribuer à la gestion de l'équilibre offre-demande cet hiver. La France affiche par ailleurs un niveau de remplissage des stocks de gaz élevé en entrée d'hiver (82 % au 1^{er} décembre) et conforme aux années précédentes. En Europe, selon le scénario de référence publié par l'ENTSOG⁷, les infrastructures gazières permettent également

de couvrir le niveau attendu de la demande, avec le remplissage des stocks avoisinant 75 % début décembre⁸.

Un point de vigilance pour cet hiver porte sur l'opérabilité du réseau gazier dans la région PACA. Sans remettre en cause son approvisionnement en gaz, des incidents récents pourraient limiter la flexibilité de certaines centrales pour la gestion de l'équilibre offre-demande et des besoins de réseau local.

7. Winter Supply Outlook 2025/2026, ENTSOG (octobre 2025) : [ENTSOG Winter Supply Outlook 2025_26 - With Summer 2026 overview_0.pdf](#)
8. REMIT Gas Storage Data, AGSI : [Gas Infrastructure Europe - AGSI](#)



Effacements

Les capacités d'effacement sont estimées à 3,7 GW et constituent un levier supplémentaire pour la

gestion des périodes de tension et des pointes électriques.



Interconnexions et déterminants européens

La disponibilité des interconnexions entre la France et les pays limitrophes est bonne pour l'hiver 2025-2026, malgré une certaine réduction de la capacité d'interconnexion avec la Grande Bretagne sur IFA 2000 jusqu'au 20 février 2026, sans impact *a priori* pour la sécurité d'approvisionnement en France. Tandis que les capacités de production renouvelables augmentent

fortement en Europe, le parc thermique européen s'est légèrement contracté en 2025. Comme pour la France, la consommation d'électricité est globalement demeurée stable au cours des derniers mois. Ainsi la situation en matière de sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne semble très favorable.

LE RISQUE SUR LE PASSAGE DES POINTES HIVERNALES 2025-2026 APPARAÎT TRÈS FAIBLE, Y COMPRIS EN CAS DE VAGUES DE FROID

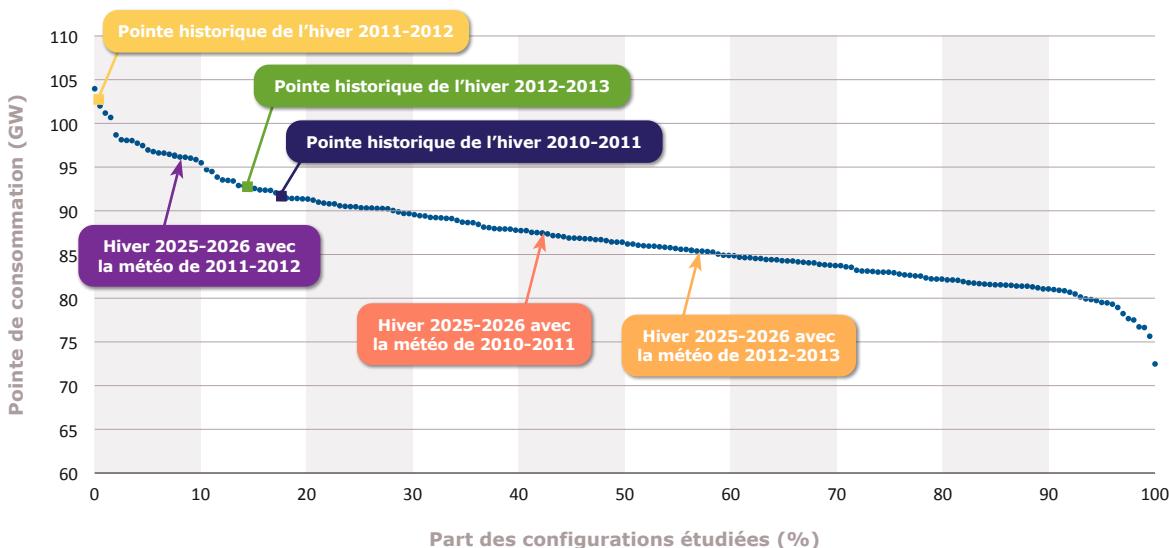
Dans la mesure où la capacité du parc de production a continué de s'accroître au cours de l'année 2025 et le niveau de consommation est resté stable et structurellement bas, la probabilité qu'une situation d'insuffisance de production se matérialise cet hiver, nécessitant de recourir à des moyens exceptionnels, apparaît très faible même en cas de vague de froid.

À titre d'exemple, avec des conditions météorologiques similaires aux vagues de froid du début des années 2010 (marquées par des pointes de consommation supérieures à 90 GW), les pointes

de demande électrique devraient rester sensiblement inférieures à 100 GW et seraient *a priori* largement couvertes par le parc de production français et les capacités d'imports disponibles.

En se fondant sur les informations disponibles à date, le niveau de risque évalué par RTE se situe significativement en dessous du critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement (fixé par les pouvoirs publics à trois heures de défaillance par an en espérance), et ce, dans toutes les configurations étudiées.

Figure 3 Distribution des pointes annuelles de consommation dans les différentes configurations étudiées



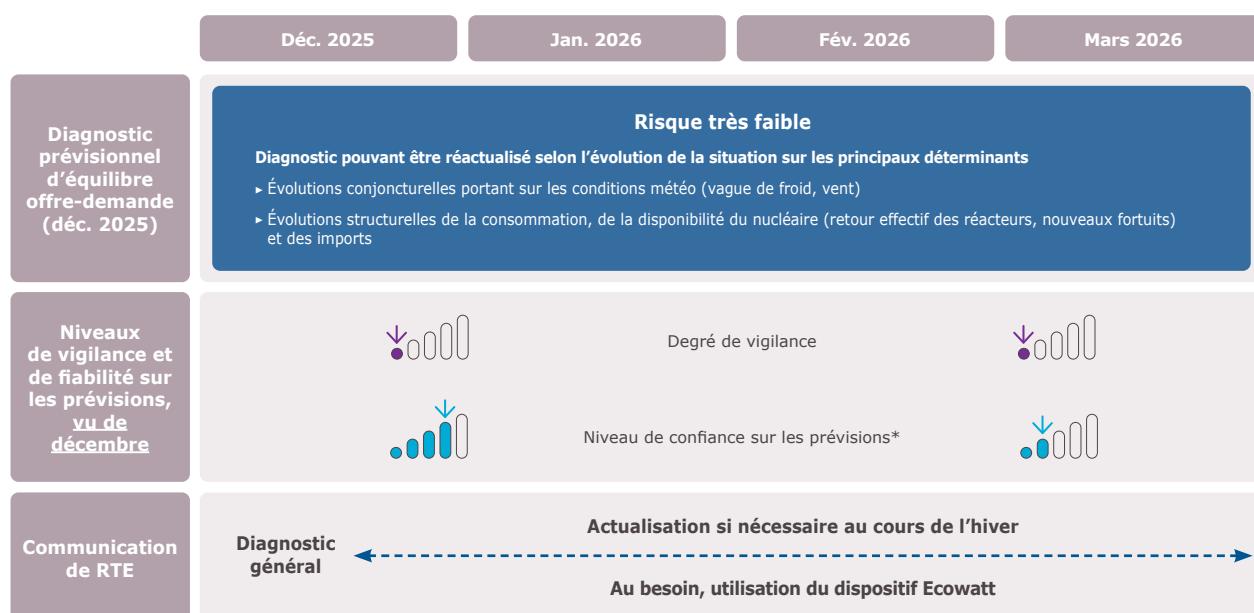
Des déséquilibres entre l'offre et la demande ne peuvent pas être totalement exclus mais ne se matérialiseraient qu'en cas de combinaison de conditions particulièrement défavorables, par exemple, en cas de vague de froid intense combinée à une production éolienne faible, une forte baisse de la disponibilité nucléaire ou une limitation de la possibilité d'imports. Dans ces situations, RTE pourrait être amené à mobiliser des moyens de sauvegarde du système (appel aux gestes citoyens, mobilisation du dispositif Ecowatt, baisse de tension momentanée sur les réseaux de distribution, etc.).

Les analyses de RTE montrent que les situations présentant le plus de défis en matière d'exploitation du système correspondent aux «creux» de

consommation résiduelle (*i.e.* situations d'abondance de production par rapport à la consommation). Ces situations sont notamment marquées par une vigilance sur les marges à la baisse, sur la dynamique d'arrêts et redémarrages des énergies renouvelables en cas de prix spot négatif et sur la maîtrise du plan de tension et des phénomènes dynamiques sur le réseau. Des analyses détaillées sur ces problématiques sont présentées dans le Bilan prévisionnel 2025.

Dans les mois à venir, RTE continuera à surveiller l'évolution des paramètres influençant la sécurité d'approvisionnement et pourra éventuellement actualiser son diagnostic au cours de l'hiver si de nouvelles informations ou prévisions l'amènent à éléver le niveau de risque.

Figure 4 Évaluation du risque sur l'équilibre offre-demande au cours de l'hiver



* Le niveau de confiance sur les prévisions dépend du degré global d'incertitudes sur les informations disponibles au début du mois de décembre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire et le niveau de consommation.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE

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