Le réseau
de transport
d'électricité

PERSPECTIVES POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE POUR L'HIVER 2026-2027

NOVEMBRE 2026

PERSPECTIVES POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE POUR L'HIVER 2026-2027

NOVEMBRE 2026

Perspectives pour le système électrique pour l'hiver 2026-2027

SOMMAIRE

1. **Synthèse** 4

2. **Les déterminants de l'équilibre offre-demande en électricité favorables pour l'hiver 2026-2027** 6

- Consommation 6
- Nucléaire 7
- Hydraulique 10
- Éolien et solaire 10
- Gaz 11
- Parc thermique à flamme 12
- Effacements 13
- Interconnexions et déterminants européens 13

3. **Le risque sur le passage des pointes hivernales 2026-2027 apparaît faible, y compris en cas de vagues de froid** 14

4. **Prix de l'électricité sur les marchés : un avantage français préservé pour 2027, mais des prix en hausse à l'approche de l'hiver** 16

Synthèse

La disponibilité prévisionnelle de la production électrique pour l'hiver 2026-2027 apparaît à des niveaux hauts, comparables aux derniers hivers. Combinée à une consommation électrique qui demeure modérée, cette situation conduit à des perspectives favorables sur la sécurité d'approvisionnement électrique pour l'hiver 2026-2027, qui ne nécessite pas de vigilance particulière.

Alors que les prix de l'électricité sur les marchés ont atteint des niveaux élevés ces derniers mois, tirés par les prix du gaz et les tensions géopolitiques en cours, cette hausse ne se traduit pas en parallèle par un risque de manque d'électricité en France : en cela, la crise énergétique de 2026 est différente de celle de 2022-2023, qui était alors marquée par une très faible disponibilité de la production nucléaire et un risque élevé sur l'équilibre entre l'offre et la demande.

Bien que le niveau des stocks hydrauliques et de gaz dans toute l'Europe fasse l'objet de vigilance pour cet hiver suite à la canicule de l'été passé et dans le contexte des tensions géopolitiques sur le gaz au niveau mondial, **le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité lors du passage des pointes hivernales en France apparaît faible.**

La consommation d'électricité française, corrigée des effets météorologiques et calendaires, a légèrement augmenté au cours des trois dernières années. Cette légère hausse s'est poursuivie au premier semestre 2026 (environ +1 %), mais dans un contexte économique et énergétique contrasté et malgré des signes d'accélération du passage au véhicule électrique, la poursuite de la hausse de la consommation n'est pas acquise sur la fin de l'année 2026. À ce stade, l'évolution de la consommation reste très en deçà des rythmes d'électrification correspondant aux objectifs publics et la demande électrique demeure environ 5 % en dessous de la moyenne de la période pré-crises 2014-2019.

Au cours de l'année 2026, comme lors des années précédentes, le contexte énergétique en France est resté marqué par la situation d'abondance de production par rapport à la consommation électrique.

Malgré un été et un automne marqués par des épisodes d'indisponibilité pour causes climatiques, la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire pour cet hiver apparaît comparable aux hivers passés.

Les énergies renouvelables continuent en parallèle de se développer, contribuant à augmenter le potentiel de production en France. Les stocks hydrauliques atteignent des niveaux de remplissage particulièrement bas (minimum des dix dernières années) en raison des conditions météorologiques très défavorables de cet été mais la disponibilité de la production hydraulique lors des pointes devrait toutefois rester satisfaisante. Enfin, les stocks de gaz ont atteint le niveau requis de 85 % au 1er novembre en France, même s'ils restent inférieurs aux niveaux des années précédentes. Ils se trouvent à des taux de remplissage plus faibles en Europe (74 % à la même date) et sont en outre très variables selon les pays (notamment 61 % en Allemagne et 66 % aux Pays-Bas). Il n'existe à ce stade pas de risque identifié de pénurie de gaz ni de restrictions pour la production des centrales au gaz mais les stocks pourraient tomber à des niveaux bas d'ici la fin de l'hiver, en fonction des conditions météorologiques.

Dans l'ensemble, la combinaison d'une consommation toujours modérée et d'une disponibilité élevée des moyens de production conduit à un risque faible de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité cet hiver. Le recours aux moyens de sauvegarde ne peut être totalement exclu, mais apparaît très peu probable. De telles situations supposeraient la concomitance de plusieurs aléas défavorables (hausse rapide de la consommation, indisponibilités importantes et soudaines du parc nucléaire, vague de froid prolongée ou limitations des capacités d'imports).

Enfin, depuis le début de l'automne, les prix à terme de l'électricité sur les marchés ont fortement augmenté et atteignent des niveaux très élevés, bien qu'encore en dessous des sommets atteints fin 2022. Cette hausse résulte principalement de celle du prix du gaz qui a presque quadruplé entre janvier et novembre et continue de fluctuer en fonction des tensions géopolitiques. Les prix de l'électricité français restent toutefois parmi les plus bas d'Europe, témoignant d'une production qui reste abondante et compétitive. La hausse est par ailleurs restée modérée pour les années au-delà de 2027, reflétant des perspectives de long terme qui sont favorables.

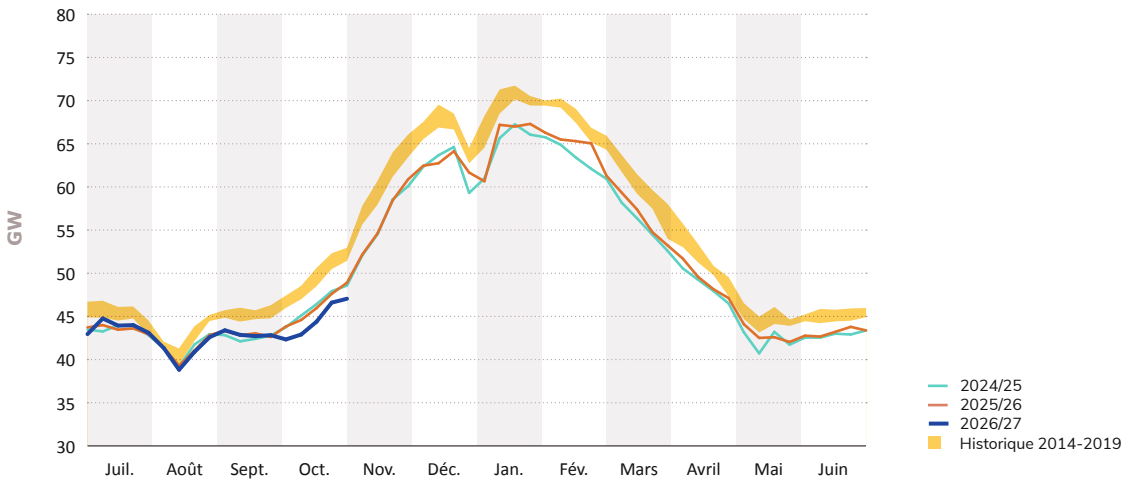
2 Les déterminants de l'équilibre offre-demande en électricité favorables pour l'hiver 2026-2027

Consommation

En 2025, la consommation électrique en France métropolitaine, corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires, était restée relativement stable par rapport à celle de l'année précédente, atteignant 445 TWh[1] (+0,5 % par rapport à 2024).

Le bilan du premier semestre 2026 publié par RTE a montré que la consommation corrigée a légèrement crû (de l'ordre de +1 %) durant cette période par rapport à la même période en 2025. La hausse cumulée au cours des trois dernières années (concernant les premiers semestres) s'élève à +2,8 % par rapport au point bas du 1er semestre 2023. Les premières données disponibles à date montrent que cette faible croissance semble légèrement ralentir s'agissant du second semestre 2026. RTE restituera les chiffres consolidés au sein du *Bilan électrique 2026* qui sera publié début 2027.

FIGURE 1 Appel de puissance moyen hebdomadaire, sur les jours ouvrés, corrigé du climat et des effets calendaires[2]



1. Cette valeur intègre une correction climatique basée sur l'actualisation à la hausse des températures normales effectuée par Météo France en 2026, et est donc de l'ordre de 6 TWh en deçà de la valeur corrigée publiée lors du *Bilan Electrique 2025,* fondée sur l'ancienne version des températures normales.
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 consommation brute a augmenté durant l'été en lien avec les vagues de chaleur et le recours à la climatisation mais la consommation corrigée des aléas météorologiques se situe structurellement toujours environ 5 % en dessous des niveaux de la période pré-crises 2014-2019.

Bien que les ventes des véhicules électriques et des pompes à chaleur progressent rapidement ces derniers mois, en partie sous l'effet de la hausse des prix des combustibles fossiles et des politiques publiques en faveur de l'électrification, leur impact sur la consommation électrique nationale reste à ce stade limité. Par ailleurs, RTE n'anticipe pas de forte hausse de consommation en lien avec les usages émergents (*datacenters*, électrolyseurs) durant l'hiver 2026-2027[3].

Sur la base de ces éléments, l'hypothèse de référence retenue pour les analyses du passage de l'hiver 2026-2027 s'inscrit dans le prolongement de la tendance observée sur l'année 2026, et correspond à un niveau de consommation similaire à celui de l'hiver 2025-2026.

Dans ce contexte, l'atteinte de niveaux de pointe de consommation d'électricité 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.

Nucléaire

La disponibilité du parc nucléaire constitue un déterminant majeur de la sécurité d'approvisionnement en électricité en France. 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, 362 TWh en 2024 et 373 TWh en 2025.

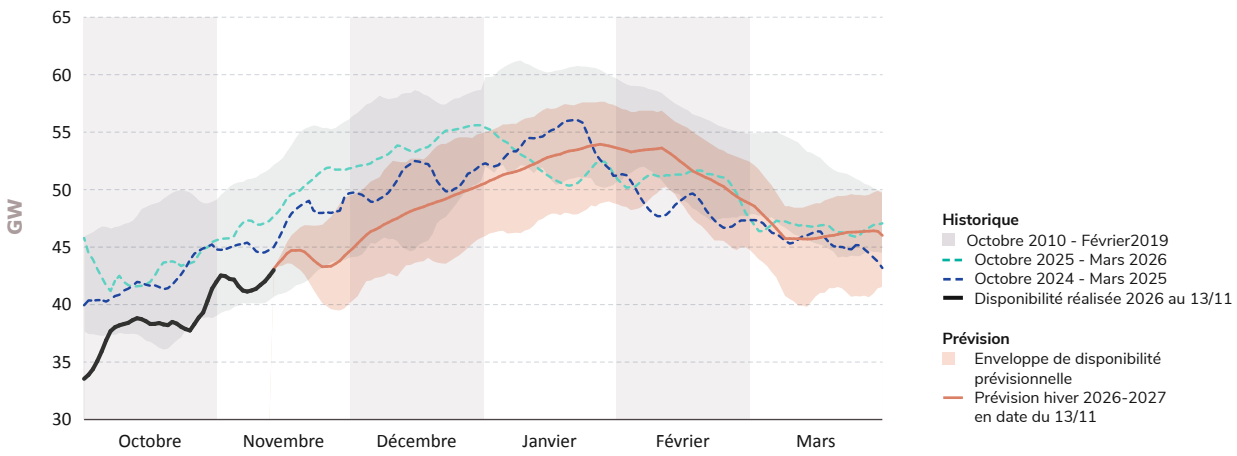
Lors des premiers jours de l'été, la disponibilité du parc se trouvait à son niveau le plus haut pour une saison estivale depuis 2019. Au cours de la saison, cette disponibilité élevée a été réduite par les indisponibilités climatiques, qui ont culminé à 13,4 GW (soit 21 % du parc installé) pendant quelques heures le 17 août. La production nucléaire est ainsi restée globalement stable entre juin et août par rapport aux années précédentes. La disponibilité du parc s'est ensuite dégradée à partir de la fin août et au cours du mois de septembre, du fait de travaux de maintenance déjà programmés par EDF, et s'améliore depuis le mois d'octobre (bien qu'elle demeure de façon générale à des niveaux inférieurs à la moyenne des dix dernières années à la même période).

EDF a maintenu ses objectifs de production de 350-370 TWh d'ici à la fin de l'année. À la fin octobre, la production nucléaire s'établit à 299 TWh, soit un niveau similaire à la même période en 2025.

Pour l'hiver à venir, RTE établit une trajectoire de disponibilité prévisionnelle des réacteurs s'appuyant sur les informations communiquées par EDF sur la plateforme REMIT[4], en y intégrant des prudences sur les dates des retours d'arrêt qui tiennent compte de la typologie de l'arrêt et des messages de prudence émis par EDF. En particulier, l'EPR de Flamanville 3 (1 600 MW de puissance installée) est à l'arrêt depuis le 26 septembre dernier jusqu'au mois de septembre 2027 pour sa première visite complète depuis sa mise en service en avril et sera donc indisponible pour l'hiver.

3. La mise en service de l'électrolyseur Normand'Hy (200 MW) prévue avant la fin de l'année 2026, si confirmée, ne devrait pas avoir d'impact significatif sur l'équilibre offre-demande national.
4. Liste des indisponibilités et des messages, EDF : Liste des indisponibilités | EDF FR

FIGURE 2 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver, au 13 novembre 2026[5]

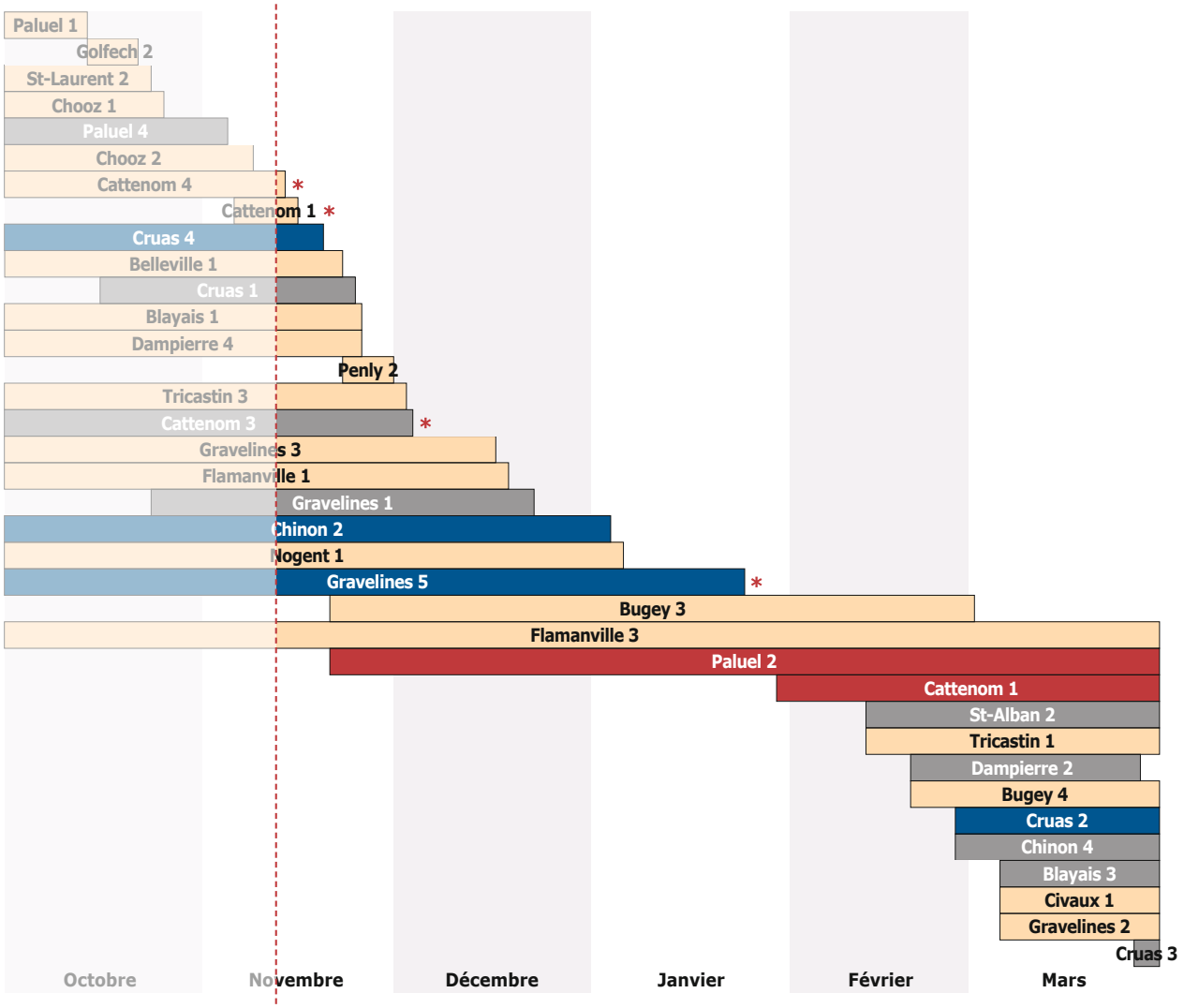


Dans l'ensemble, les prévisions de RTE pour l'hiver 2026-2027 conduisent à une disponibilité moyenne du parc nucléaire estimée à 48,5 GW entre les mois de novembre et de mars (contre 50,5 GW en 2025-2026 sur la même période), avec un niveau pouvant atteindre autour de 54 GW courant janvier 2027 (contre 55,5 GW atteints en janvier 2026), en fonction de la tenue des plannings de maintenance et du taux d'arrêts fortuits.

La situation prévisionnelle pour la disponibilité du parc nucléaire cet hiver apparaît par conséquent comparable à celle de l'année dernière, avec toutefois une disponibilité légèrement inférieure sur le début de l'hiver. Ces perspectives restent conditionnées à un calendrier d'arrêts maîtrisé.

5. 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.

FIGURE 3 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2026-2027



Hydraulique

La production hydraulique est particulièrement affectée par la sécheresse depuis plusieurs mois. Le remplissage du stock hydraulique (dans les barrages de type lac) se trouvait au printemps à un niveau compris dans l'enveloppe de l'historique des dix dernières années, mais les faibles précipitations de ces derniers mois, dans un contexte de sécheresse généralisée, ont en effet très fortement limité les apports hydrauliques depuis le début de l'automne.

Sur la base des données disponibles, la production hydraulique cumulée à fin septembre 2026 est en baisse de 4,7 % par rapport au niveau de 2025. Une baisse de production relativement plus importante pourrait néanmoins être observée durant l'hiver, compte tenu du niveau actuel des stocks : la production de l'année 2026 pourrait être inférieure à 55 TWh (à l'instar de 2017 et 2022, deux années particulièrement « sèches » ayant respectivement enregistré une production hydraulique de 53,2 TWh et 49,5 TWh), en fonction des conditions météorologiques et notamment de la pluviométrie.

Ainsi, début novembre, le niveau de stock[6] se trouve inférieur à 50 % alors qu'il était autour de 70 % en moyenne sur les dix dernières années à la même période. La production hydraulique représente un levier important pour l'équilibre offre-demande au cours de l'hiver à venir, en particulier pour la maitrise des prix de l'électricité. Les barrages français devraient toutefois être en mesure de produire à forte puissance lors des pointes de consommation hivernales (ce qui se traduira en pratique par une réduction des volumes disponibles en dehors des périodes de pointe). **Le faible stock ne génère donc pas, en tant que tel, d'inquiétudes particulières pour la sécurité d'approvisionnement en France, mais peut conduire à des répercussions sur les prix sur les marchés de gros.**

Éolien et solaire

Les productions éolienne et solaire continuent de représenter 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 encore soutenu. RTE projette pour les prochains mois une poursuite de l'augmentation des capacités installées selon le rythme constaté depuis le début de l'année (soit plus de 5 GW pour le solaire et légèrement moins de 1 GW pour l'éolien terrestre sur un an). S'agissant de l'éolien en mer, la fin de la mise en service des parcs de Dieppe et de Leucate prévue fin décembre 2026 portera la capacité totale du parc éolien en mer français à plus de 2,5 GW.

6. Le stock hydraulique à la maille France représente le taux agrégé de remplissage des réservoirs et centrales de stockage hydraulique de type Lac en lien avec les énergies de tête publié sur le portail de RTE : Stock Hydraulique - RTE Portail Services

Gaz

La France affiche un niveau de remplissage des stocks de gaz satisfaisant en entrée d'hiver (87 % au 1er novembre pour un niveau requis de 85 %), même s'il reste inférieur aux années précédentes.

Le reste de l'Europe présente quant à lui le plus faible niveau de remplissage des dix dernières années (74 % au 1er novembre sur toute l'Europe, France incluse). Cette situation défavorable résulte de plusieurs facteurs :

1) de niveaux de stockages assez faibles dès le début du printemps
2) d'un recours accru au gaz pour la production électrique durant les vagues de chaleur de l'été[7],

FIGURE 4 Évolution du remplissage du stock de gaz en France (%)

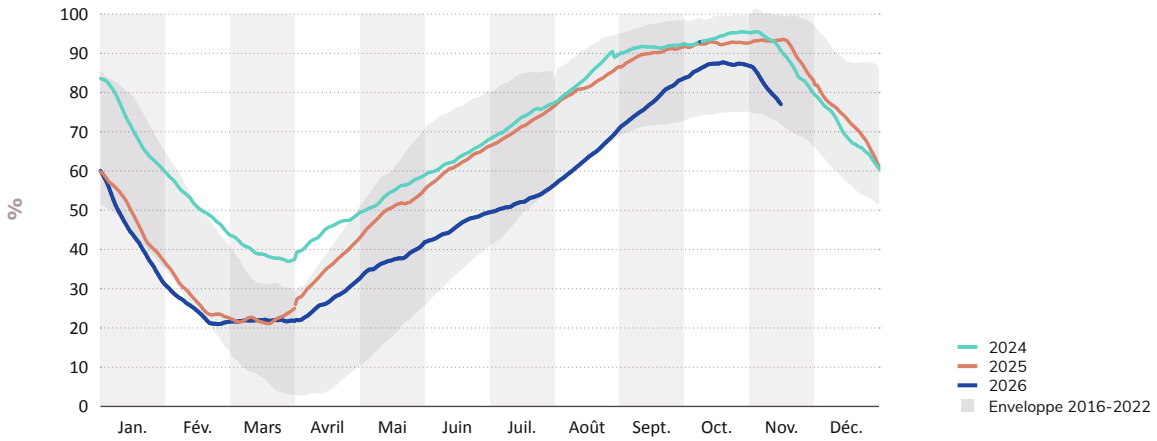
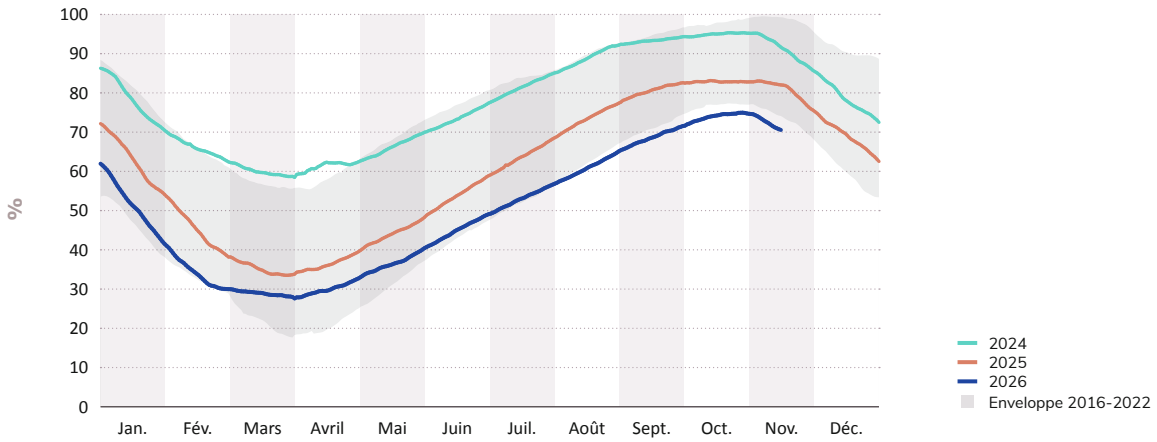


FIGURE 5 Évolution du remplissage du stock de gaz en Europe (%)



7. Dans son analyse de l'été 2026, l'ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) estime que la production d'électricité à partir de centrales thermiques au gaz a augmenté d'environ 9% en Europe par rapport à l'été 2025.

3) des retards de remplissage dans le contexte de tension sur les prix du gaz au niveau mondial.

Le taux de remplissage moyen européen précité masque en outre des disparités importantes entre pays, certains présentant des niveaux de remplissage relativement faibles, à l'instar de l'Allemagne (61 % au 1er novembre) ou des Pays-Bas (66 % à la même date).

L'analyse des perspectives gazières pour l'hiver 2026-2027 publiée par ENTSO-G[8] a toutefois conclu que malgré ces faibles niveaux de remplissage, les infrastructures gazières devraient permettre de couvrir le niveau attendu de la demande en gaz. L'atteinte de niveaux de stock particulièrement bas en fin de l'hiver ne peuvent en outre pas être exclus.



Parc thermique à flamme

Le parc thermique français est actuellement composé de 7,7 GW de cycles combinés et de turbines à combustion au gaz, de 1,8 GW de centrales à charbon, de 1,6 GW de turbines à combustion au fioul et de près de 5 GW de centrales à cogénération. Il joue un rôle important pour la gestion de l'équilibre offre-demande durant les périodes hivernales.

En 2025, la production d'électricité d'origine fossile en France s'est élevée à 18,7 TWh. Il s'agissait, pour la deuxième année consécutive, du niveau le plus bas depuis le début des années 1950 (en 2024, la production fossile s'était élevée à 19,9 TWh).

Cette baisse importante de la production thermique s'explique par le rétablissement progressif de la disponibilité nucléaire, une production hydraulique élevée, des températures plutôt clémentes et l'augmentation des capacités installées renouvelables : ces différents effets ont considérablement réduit la nécessité de recourir aux centrales à gaz. Cette baisse s'est poursuivie jusqu'à l'été 2026, avant un léger rebond lié au recours accru aux centrales à gaz pour couvrir la hausse de consommation lors des épisodes de forte chaleur en Europe.

Malgré cette moindre sollicitation, le parc thermique à flamme reste utile pour la sécurité d'approvisionnement durant les périodes hivernales et sa disponibilité durant cette période – comme celle des autres capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement – fait l'objet d'une rémunération spécifique dans le cadre du mécanisme de capacité. L'hiver 2026-2027 correspond à ce titre à la première période de livraison du nouveau mécanisme de capacité institué par la loi de finances pour 2025 et opéré par RTE. Pour cette période de livraison, qui court du 1er novembre 2026 au 31 mars 2027, la majorité du volume thermique certifié a été contractualisée lors de l'enchère organisée le 6 juillet dernier[9] et recevra donc une rémunération en fonction de la disponibilité qu'il offrira effectivement au système électrique au cours de l'hiver.

S'agissant spécifiquement du charbon, l'arrêt de la production d'électricité à partir de ce combustible constitue un objectif identifié depuis plusieurs années dans la stratégie énergie-climat de la France, avec une échéance fixée à 2027 pour décision de conversion aux combustibles décarbonés ou arrêt définitif des dernières unités. S'agissant du site de Cordemais, l'arrêt du groupe n° 4 a été avancé au 1er septembre via la mise en « arrêt garanti pluriannuel »[10], tandis que celui du groupe n° 5 est prévu au 31 mars 2027. Sur la base des déclarations REMIT, RTE considère pour l'analyse du passage de l'hiver 2026-2027 une capacité au charbon disponible de près de 1,2 GW.

8. Winter Supply Outlook 2026/2027, ENTSO-G (octobre 2026) : ENTSO-G Winter Supply Outlook 2026_27.pdf
9. Rapport d'enchère de la période de livraison 2026/2027 : rapport-enchere-public-pl-26-27.pdf
10. Listes des indisponibilités et des messages, EDF-2024-00219, EDF : Messages list | Groupe EDF

Effacements

Au cours de l'enchère du mécanisme de capacité organisée le 6 juillet 2026 au titre de la période de livraison 2026-2027, 4,4 GW de capacités d'effacement de consommation ont été contractualisées. Ces volumes constitueront un levier supplémentaire pour la gestion des périodes de tension et des pointes électriques.

Interconnexions et autres systèmes électriques européens

La consommation d'électricité en Europe devrait légèrement croître durant l'année. S'agissant de la production, la croissance du parc renouvelable s'est poursuivie au cours de l'année 2026

Malgré des indisponibilités programmées, une demande attendue légèrement supérieure à celle de l'hiver dernier et des réservoirs hydroélectriques globalement en dessous de la moyenne, ENTSO-E confirme dans son Winter Outlook[11] que la sécurité d'approvisionnement en Europe se présente de manière globalement favorable pour cet hiver. La disponibilité prévisionnelle des interconnexions entre la France et ses voisins est anticipée également comme bonne pour l'hiver 2026-2027. La contribution des autres systèmes électriques européens à la sécurité d'approvisionnement française apparaît donc favorable.

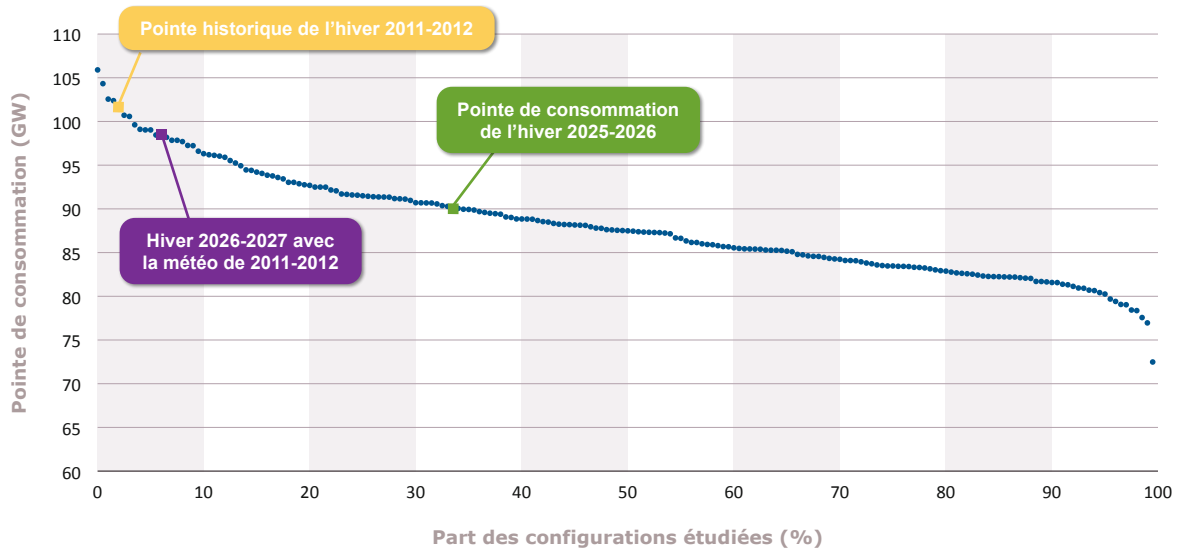
11. Winter Outlook 2026-2027, ENTSO-E : Winter Outlook 2026-2027_Report.pdf

Le risque sur le passage des pointes hivernales 2026-2027 apparaît faible, y compris en cas de vagues de froid

Dans la mesure où la production d'électricité française reste abondante, où sa disponibilité prévisionnelle est également anticipée comme élevée et où la consommation demeure stable et à un niveau inférieur à ses niveaux historiques, la probabilité qu'une situation d'insuffisance de production se matérialise cet hiver et nécessite de recourir à des moyens de sauvegarde[12] apparaît faible, y compris en cas de vague de froid.

À titre d'exemple, même en simulant des conditions météorologiques similaires aux vagues de froid du début des années 2010 (qui conduisaient alors à des pointes de consommation supérieures à 90 GW), les pointes de consommation pour l'hiver 2026-2027 devraient rester sensiblement inférieures à 100 GW (sauf cas très exceptionnels) et seraient *a priori* largement couvertes par le parc de production français et les capacités d'imports disponibles.

FIGURE 6 Distribution des pointes annuelles de consommation dans les différentes configurations étudiées



12. Les moyens de sauvegarde à disposition de RTE comprennent *(i)* la mobilisation des entreprises, collectivités et particuliers lors des signaux Ecowatt rouge, *(ii)* la baisse de tension de 5 % sur les réseaux de distribution) et *(iii)* en ultime recours, des coupures organisées, temporaires et tournantes (délestage).

En se fondant sur les informations disponibles à date, le niveau de risque évalué par RTE se situe donc 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.

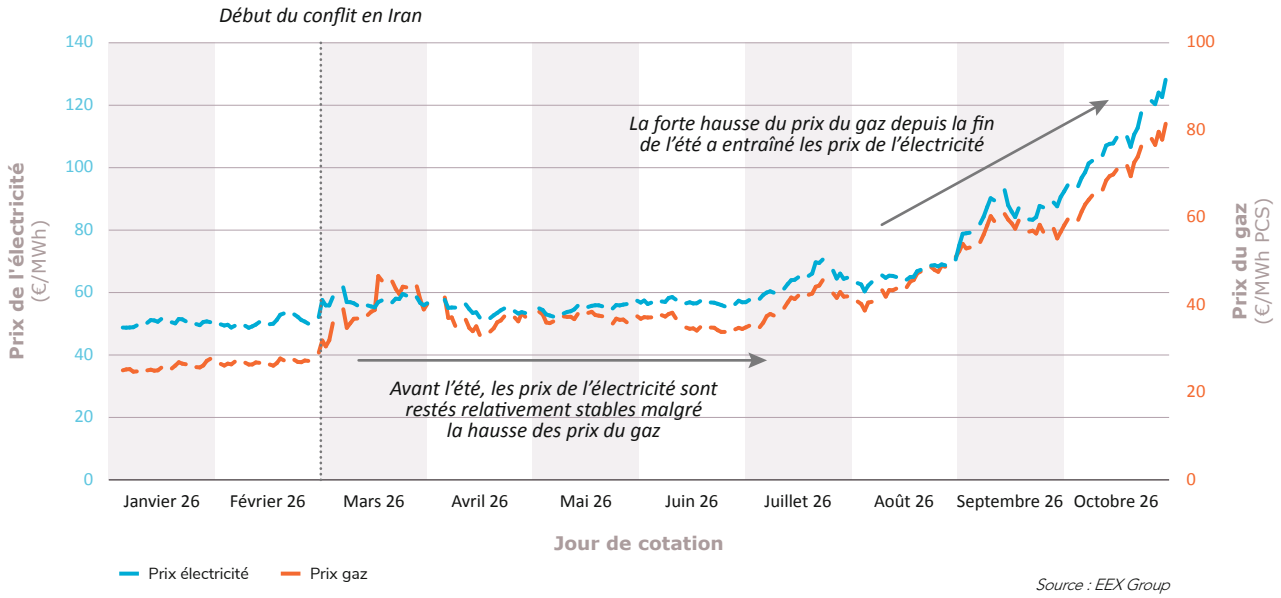
Des situations de déséquilibre entre l'offre et la demande ne peuvent pas être totalement exclues mais ne se matérialiseraient qu'en cas de combinaison de conditions particulièrement défavorables, par exemple, en cas de vague de froid intense combinée à une production éolienne faible, une forte baisse de la disponibilité nucléaire ou une limitation de la possibilité d'imports. Dans ces situations, RTE pourrait être amené à mobiliser les moyens de sauvegarde du système électrique.

4 Prix de l'électricité sur les marchés : un avantage français préservé pour 2027, mais des prix en hausse à l'approche de l'hiver

Grâce à l'abondance de sa production bas carbone, la France a bénéficié en 2025 et au premier semestre 2026 de prix de gros de l'électricité parmi les plus bas d'Europe, comparables à ceux de l'Espagne et nettement inférieurs à ceux de ses autres voisins, quelle que soit l'échéance de livraison[13]. Début 2026, le prix à terme de l'électricité en France pour une livraison en base sur l'année 2027 (produit dit « calendaire 2027 ») s'établissait ainsi autour de 50 €/MWh. Cette position a constitué une protection face au choc gazier lié au conflit en Iran.

Les tensions sur le marché du gaz se sont ensuite accentuées. Aux difficultés d'approvisionnement (détroit d'Ormuz, dégâts sur des unités de GNL au Qatar) s'est ajoutée, pendant un été marqué par des canicules et la sécheresse, une forte consommation

FIGURE 7 Évolution du prix de l'électricité et du gaz en France pour livraison en bande en 2027



Source : EEX Group

13. Voir le Bilan électrique du premier semestre 2026.

de gaz pour la production d'électricité en Europe. Elle a pesé sur le remplissage des stocks européens, aujourd'hui au plus bas depuis dix ans.

Malgré la décarbonation progressive du mix électrique européen, les prix de l'électricité restent en général largement déterminés par le prix du gaz. Ils le sont directement lorsqu'une centrale à gaz fixe le prix, en France ou dans un pays voisin via le couplage des marchés. Ils le sont aussi indirectement car les moyens flexibles peuvent également valoriser leur production en fonction de ces mêmes prix[14].

Sur le marché spot, les prix ont fortement augmenté à partir de l'été, dépassant ponctuellement 200 €/MWh, largement au-dessus des moyennes historiques.

Les prix à terme ont suivi le même mouvement : le produit calendaire 2027 a dépassé 120 €/MWh fin octobre. De tels niveaux n'avaient jusqu'ici été dépassés que pendant la crise énergétique, entre septembre 2021 et novembre 2023.

Ces niveaux, tant sur le marché spot que les marchés à terme, restent toutefois très en deçà des niveaux atteints lors de cette période : le calendaire 2023 s'était échangé en moyenne à 369 €/MWh sur l'année 2022 et avait culminé à plus de 1 100 €/MWh fin août 2022.

Cette hausse n'a pas inversé l'écart de prix avec les pays voisins : sur le calendaire 2027, la France présente un prix inférieur à celui de l'Allemagne (écart de l'ordre de 35 €/MWh), de la Belgique (écart de 30 €/MWh) et de l'Italie (écart de 55 €/MWh). Ce constat, qui reflète la situation d'abondance de production bas-carbone en France, est cohérent avec les analyses publiées précédemment par RTE.

S'agissant de la période hivernale, les prix à terme pour livraison au quatrième trimestre 2026 et au premier trimestre 2027 sont en France structurellement plus élevés que le produit calendaire : la consommation hivernale accroît le recours aux centrales à gaz, et la hausse du gaz s'y répercute donc de façon amplifiée.

En 2022, la CRE et RTE avaient souligné la formation d'une prime de risque importante sur les marchés à terme de l'électricité, dans un contexte de prix du gaz très élevés et de crise de disponibilité du parc nucléaire français. La situation actuelle reste à ce stade globalement en phase avec les fondamentaux, mais une évolution est intervenue depuis la fin de l'été sur les produits d'hiver : les prix à terme de l'électricité pour le premier trimestre 2027 sont devenus plus sensibles à ceux du gaz.

Deux explications, non exclusives, peuvent être avancées. La première tient aux fondamentaux : le faible niveau des stocks hydrauliques et les révisions à la baisse de la disponibilité attendue du parc nucléaire augmentent le recours prévisible aux centrales à gaz. La seconde tient au comportement des acteurs de marché, prêts à payer plus cher pour se couvrir contre une nouvelle hausse des prix.

Dans ses études sur l'hiver, RTE constate un écart croissant entre les prix issus des résultats bruts de simulation[15] pour le même hiver et les prix observés sur les marchés à terme, ce qui suggère qu'une prime de risque croissante s'ajoute à l'effet de l'évolution des fondamentaux, avec une difficulté à identifier la part respective de ces deux effets.

14. La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025
15. Coûts marginaux horaires issus des simulations du système électrique européen pour l'hiver 2026-2027, en moyenne sur un ensemble de scénarios climatiques et d'aléas de disponibilité, pour des prix des combustibles identiques à ceux des marchés à terme. Ils ne constituent pas des prévisions de prix de marché.

Le réseau
de transport
d'électricité

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

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose