PREMIÈRES ANALYSES SUR LE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE AU COURS DE L'ÉTÉ 2026

Septembre 2026

L'été 2026 a été marqué par des vagues de chaleur exceptionnelles en termes de précocité, d'intensité et de durée ainsi que par une sécheresse persistante, en France et en Europe. Ces événements ont affecté, dans des proportions diverses, les différentes composantes du système électrique, mais sans mettre en difficulté l'approvisionnement électrique national. Notamment, la très forte capacité de production bas-carbone par rapport à la demande a nettement augmenté, depuis 2022, la faculté du système à faire face à des aléas sur la production ou la consommation.

Le retour d'expérience qui est progressivement tiré de cet été alimentera les études prévisionnelles publiques de RTE (dont notamment la réévaluation en cours de l'étude Futurs énergétiques 2050 ou le SDDR) ainsi que la préparation opérationnelle des prochains étés. Afin d'apporter des éléments d'éclairage sur ces impacts et dans la foulée du bilan du premier semestre, RTE publie une analyse préliminaire de l'été 2026. Ces analyses reposent en partie sur des données provisoires et seront affinées dans les prochains mois et restituées dans le Bilan électrique de l'année qui sera publié début 2027.

Consommation d'électricité

La consommation brute[1] d'électricité en France a atteint des niveaux relativement élevés, sous l'effet des températures caniculaires et des besoins associés pour la climatisation.

Tableau 1 : Consommation brute d'électricité en France (TWh)

	2026	2025	Moy. 2014-2019
Juin	33,1	31,8	32,8
Juillet	34,7	33,1	34,2
Août*	31,3	30,3	31,5

**Août : données provisoires, hors Corse (pour les années précédentes également, pour faciliter la comparaison)*

Sur les mois de juin et juillet, la consommation brute d'électricité a ainsi nettement augmenté par rapport aux mêmes mois de l'année précédente (entre +4 et +5 %) et dans une moindre mesure par rapport aux mêmes mois de 2024 (entre +1 et +3 %).

Dans ses différentes analyses, RTE compare systématiquement le niveau de la consommation réalisée à celui de la période 2014-2019, antérieure aux crises sanitaires et énergétiques de 2020 et 2023. Alors que le niveau général de la consommation électrique demeure en retrait par rapport à cette référence, il n'en a pas été de même au cours de l'été, qui a retrouvé des niveaux similaires à ceux de 2014-2019. En août, les effets de la chaleur sur la consommation semblent avoir été légèrement moins importants mais le constat pour ce mois devra être précisé une fois que les données consolidées seront disponibles.

Les analyses sur la consommation lors des journées les plus chaudes ne mettent à ce stade pas en évidence de modification très sensible du gradient moyen de thermosensibilité de la consommation à

[1] C'est-à-dire non corrigée des aléas météorologiques et des effets de calendrier.

la température par rapport aux dernières années. Bien que l'augmentation du taux d'équipement en climatisation tende à accroître la sensibilité de la consommation électrique aux températures élevées, ceci n'occasionne pour le moment pas de forte augmentation des pointes électriques estivales : la pointe de consommation atteinte au cours de l'été 2026 avoisine 60 GW, soit un niveau comparable à celui observé à l'été 2019 (avant-crise) malgré des vagues de chaleur exceptionnelles en termes d'intensité et de durée. Ce niveau de consommation demeure nettement inférieur à celui de la pointe hivernale (environ 90 GW en janvier 2026).

Ces observations sont cohérentes avec les analyses prévisionnelles de RTE publiées dans le bilan du premier semestre et des perspectives pour l'été 2026. **Elles confortent également les projections à l'horizon 2035 : le système électrique français devrait rester caractérisé par une pointe de consommation plus importante l'hiver que l'été, même en tenant compte d'une forte augmentation du taux d'équipement en climatisation, d'un accroissement du gradient estival et de la hausse des températures résultant du réchauffement climatique**.

En revanche, si la plage de variation du gradient national reste aujourd'hui similaire à celle observée par le passé (entre +0,7 GW et +1,1 GW pour chaque degré supplémentaire au-dessus de 25 °C en fonction de l'heure de la journée), sa forme a légèrement évolué au cours de l'été 2026, avec notamment le gradient maximum de la journée qui s'est décalé de la fin de l'après-midi vers le début de soirée. Cela semble provenir d'une thermosensibilité estivale accrue dans le secteur résidentiel, accompagnée d'une diminution dans le commerce et les entreprises.

En conséquence, lors des journées chaudes de l'été 2026, la pointe de consommation du soir a augmenté de manière plus forte que la consommation sur le reste de la journée, du fait de besoins de climatisation plus élevés pour compenser la chaleur accumulée. La pointe de consommation en fin de journée reste toutefois légèrement inférieure en moyenne à celle du midi.

Des analyses statistiques sur série longue, combinées à des enquêtes sur l'évolution du taux d'équipement en climatisation, seront nécessaires pour confirmer et préciser les effets du développement de la climatisation sur le système électrique français.

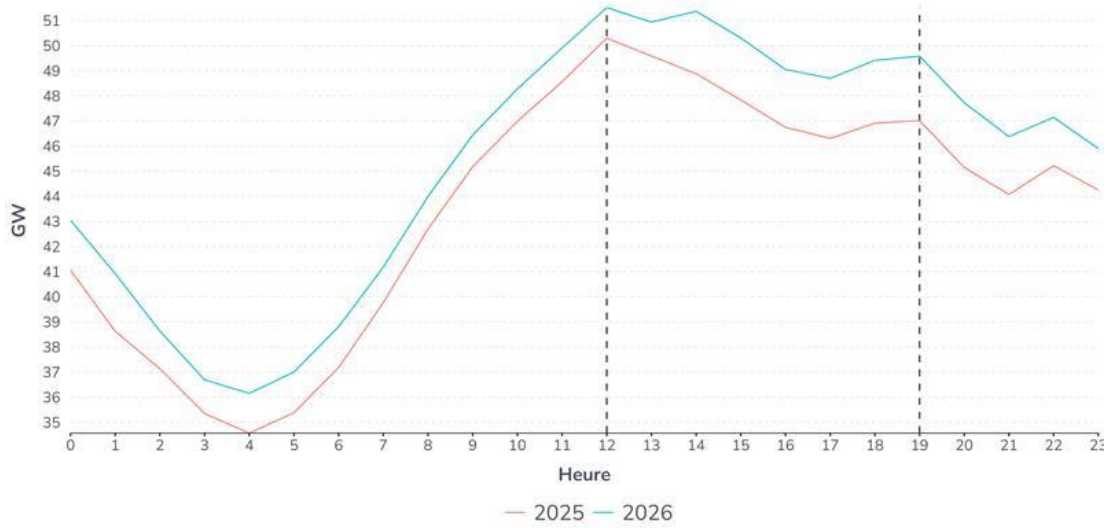

Figure 1 : Courbe de charge moyenne horaire pendant l'été 2025 et l'été 2026 (juin-août)

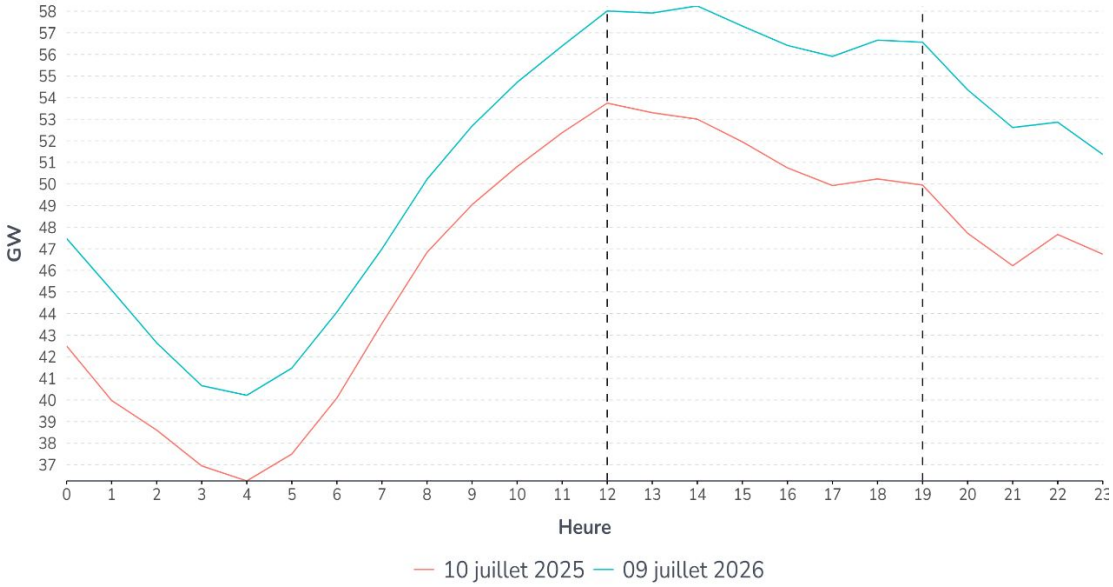

Figure 2 : Courbes de charge du jeudi 10 juillet 2025 (hors vague de chaleur, température proche des normales) et du jeudi 9 juillet 2026 (vague de chaleur, température environ 6°C plus élevée que la normale)

Production nucléaire

Malgré les épisodes caniculaires, la production nucléaire a atteint sur l'été des niveaux comparables aux années précédentes : 83,7 TWh entre juin et août contre 83,5 TWh et 84,4 TWh respectivement sur la même période en 2024 et 2025. Elle a représenté environ 67% de la production d'électricité française en moyenne sur les mois de juin à août et l'équivalent de 84% de la consommation électrique sur la période.

Ce résultat résulte de deux effets opposés : d'un côté, une disponibilité hors vagues de chaleur particulièrement haute pour la saison et de l'autre, des indisponibilités importantes, partielles ou totales, de réacteurs nucléaires en raison des vagues de chaleur et de la sécheresse.

Au pic de l'été, l'indisponibilité maximale observée a atteint 13,4 GW le 17 août entre 3h et 10h du matin (dont 1,8 GW à Gravelines en lien avec un afflux très important de méduses dans les prises d'eau de la centrale) et a concerné 15 réacteurs simultanément, répartis sur 8 centrales nucléaires. **Cette indisponibilité maximale représente 21% du parc installé et 29% de la capacité qui aurait été disponible sans ces contraintes environnementales**.

À date, ces indisponibilités climatiques représentent un volume maximal d'environ 10 TWh en 2026 (différence entre le potentiel théorique de production et la production effective, qui intègre des arrêts qui auraient sans doute été réalisés même en l'absence d'aléas climatiques), soit un niveau qui dépasse largement ceux observés historiquement (précédentes années record : 6 TWh en 2003, dans un cadre réglementaire plus contraint, et 3 TWh en 2020). Ce phénomène concerne principalement les centrales de Chooz (dont la production est limitée par des accords internationaux sur le débit de la Meuse), Saint-Alban, Golfech, Bugey et Cattenom.

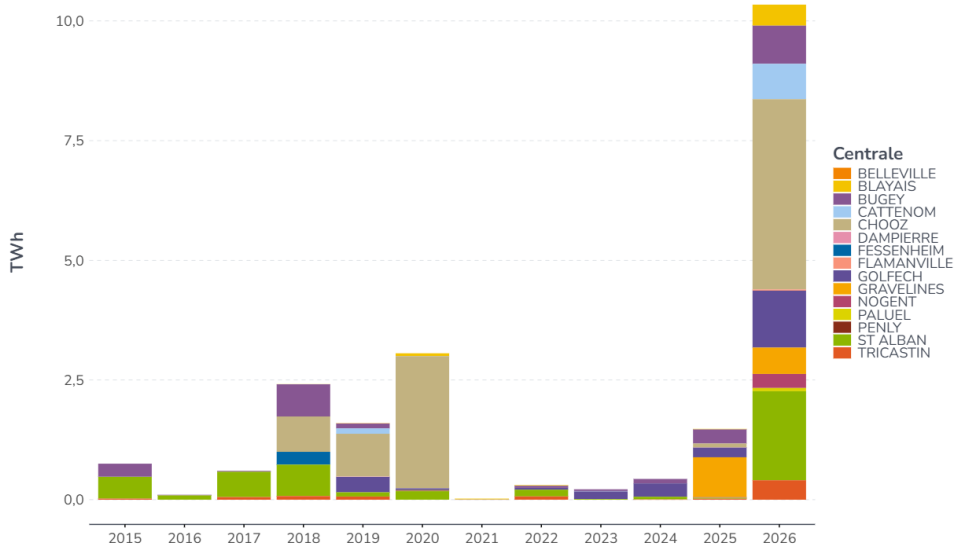

Figure 3 : Estimation de l'énergie non produite durant les périodes d'indisponibilités « climatiques » des réacteurs nucléaires

Ces indisponibilités « climatiques » du parc nucléaire, intervenues pendant une période de plus faible consommation et dans un système électrique français qui reste marqué par une abondance de production bas-carbone, n'ont pas généré de problématiques particulières pour la sécurité d'approvisionnement en électricité à l'échelle nationale.

Sur la base des données effectives de production et de consommation mesurées au cours de l'été, les effets de la canicule et de la sécheresse apparaissent avoir été correctement pris en compte dans les projections de RTE et les analyses prévisionnelles sur l'équilibre offre-demande, à l'exception des indisponibilités liées aux méduses qui sont aujourd'hui difficiles à anticiper. La comparaison aux analyses menées en 2021 dans le cadre des Futurs énergétiques 2050 (étude en cours d'actualisation) montrent que les niveaux d'indisponibilité observés cet été se situent bien dans la fourchette très haute des résultats simulés, correspondant aux derniers percentiles des situations projetées, alors même que la probabilité de telles vagues de chaleur va considérablement augmenter dans un climat davantage réchauffé. Ceci conduit actuellement RTE à actualiser la modélisation des effets des vagues de chaleur et de sécheresse et de réaliser des stress-tests climatiques dans le cadre de la révision de l'étude Futurs énergétiques 2050.

Production hydraulique

La production hydraulique a atteint 10,8 TWh sur les mois de juin, juillet et août 2026, contre 12,3 TWh l'année dernière. **C'est la deuxième production hydraulique la plus basse observée sur cette période depuis 50 ans**, derrière l'année 2022 où la production hydraulique avait été particulièrement basse pendant l'été (10,2 TWh), ce qui avait été un facteur important dans l'envolée des prix.

À fin août 2026, les stocks hydrauliques se situent à des niveaux historiquement bas : ils s'élèvent à 2,1 TWh, soit le niveau le plus bas jamais enregistré à cette période de l'année depuis 2015, devant les 2,3 TWh de fin août 2022 qui détenaient jusqu'alors ce record). La faiblesse de la production et des stocks hydrauliques s'explique par des conditions de sécheresse intense qui prévalent en Europe de l'Ouest depuis le mois de juin.

Pour autant, le faible niveau des stocks hydrauliques à la fin de l'été ne génère pas, en tant que tel, d'inquiétudes particulières pour la sécurité d'approvisionnement au cours de l'hiver prochain.

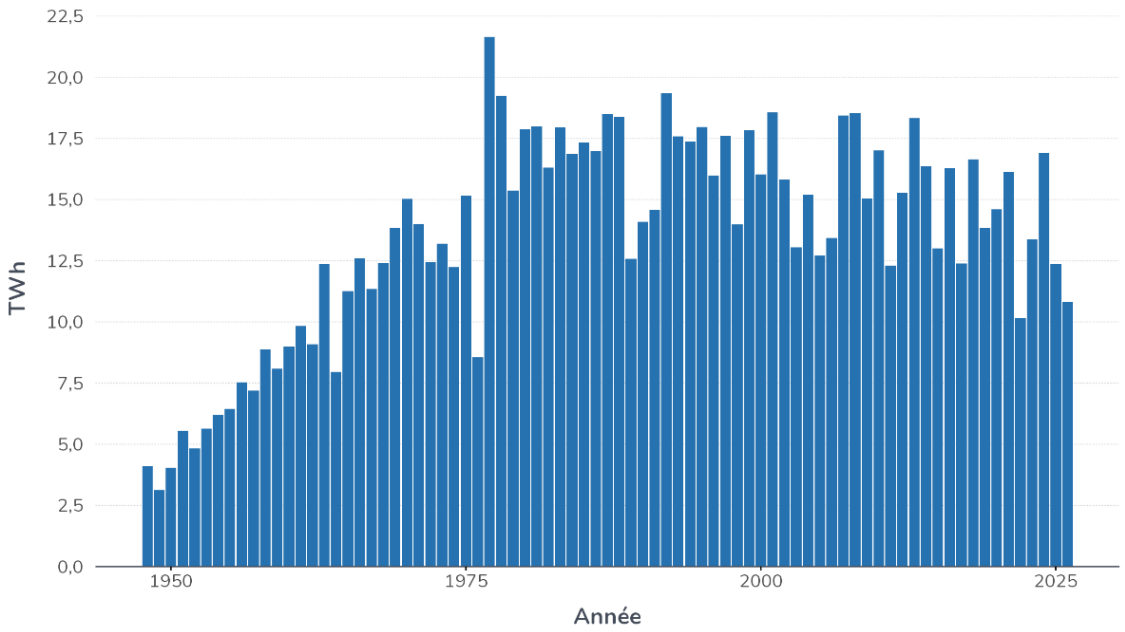

Figure 4 : Production hydraulique estivale (juin à août) entre 1948 et 2026

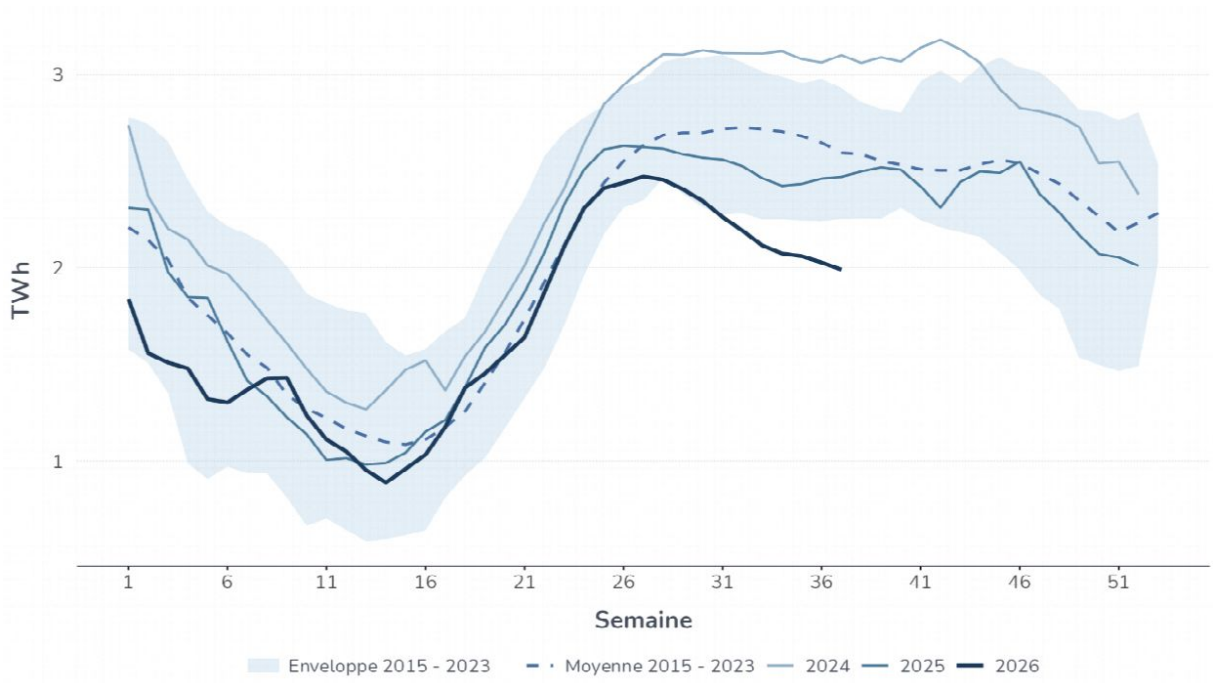

Figure 5 : Évolution hebdomadaire du stock hydraulique au cours de l'année et comparaison avec les années précédentes

Production éolienne et solaire

La production éolienne a atteint 8,9 TWh sur les mois de juin à août, soit un niveau supérieur aux années précédentes (6,7 TWh en 2024 sur la même période, 8 TWh en 2025). Cette augmentation résulte du développement du parc éolien (environ +1,4 GW de puissance installée fin juillet 2026 par rapport à juillet 2025, soit + 5,4 % du parc) et d'un facteur de charge légèrement plus élevé qu'en 2025 (14,4 % sur l'été 2026 pour l'éolien terrestre contre 13,6 % en 2025 ; 27,4 % contre 26,1 % pour l'éolien en mer).

Le facteur de charge moyen de l'éolien terrestre pendant l'été 2026 reste d'un niveau comparable à la moyenne des six derniers étés (14,4% sur juin-août 2026 contre 14,3% en moyenne sur la même période entre 2020 et 2025). Pour l'éolien en mer la comparaison avec les années précédentes est moins aisée parce qu'elles ont été caractérisées par la mise en service progressive de plusieurs parcs, ce qui comporte des arrêts pour réglages et maintenance. Le facteur de charge a atteint 27,4 % à l'été 2026 contre 24,0 % en moyenne au cours des étés de 2023 à 2025.

Pendant les périodes de vague de chaleur, les facteurs de charge de l'éolien sont statistiquement inférieurs à la moyenne, mais ils peuvent varier largement selon les épisodes concernés. Ainsi, c'est pendant la première vague de chaleur (juin) que le facteur de charge a été le plus faible (9,4 % pour l'éolien terrestre et 13,6 % pour l'éolien en mer). Cette configuration ne s'est pas reproduite lors de la seconde et de la troisième vague de chaleur, où la production éolienne était plus élevée (14,3 % et 30,5 % respectivement pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer au cours de la vague du 4 au 19 juillet 2026 et 11 % et 19,9 % pour la vague du 28 juillet au 19 août).

Les facteurs de charge atteints en juin sont comparables à ceux enregistrés durant d'autres vagues de chaleur, par exemple celle du 29 juillet au 2 août 2024, où le facteur de charge de l'éolien terrestre avait atteint 8,4 % et celui de l'éolien en mer 13,7 %, ou celle du 6 au 13 août 2020 quand l'éolien terrestre avait atteint un facteur de charge de 8,1 %.

La production solaire est en croissance (15,1 TWh de juin à août 2026 contre 12,5 TWh sur la même période en 2025), sous l'effet d'un développement de la capacité installée (environ +5,9 GW entre juillet 2025 et juillet 2026, soit +21,3 % du parc) et d'un mois de juillet particulièrement ensoleillé.

En situation de canicule, le rendement des panneaux photovoltaïques peut légèrement diminuer avec la température (au-delà de 25°C environ selon la littérature), mais les observations montrent que cet effet reste minime. Du fait d'un ensoleillement généralement élevé lors des vagues de chaleur, la production solaire a atteint des niveaux importants tout au long de l'été et a contribué à couvrir les hausses de consommation liées à la climatisation.

A conditions d'ensoleillement similaires, les facteurs de charge photovoltaïques atteints pendant les journées les plus chaudes de 2026 se situent en moyenne légèrement en-dessous de ceux atteints hors vague de chaleur, mais ils restent élevés dans l'absolu.

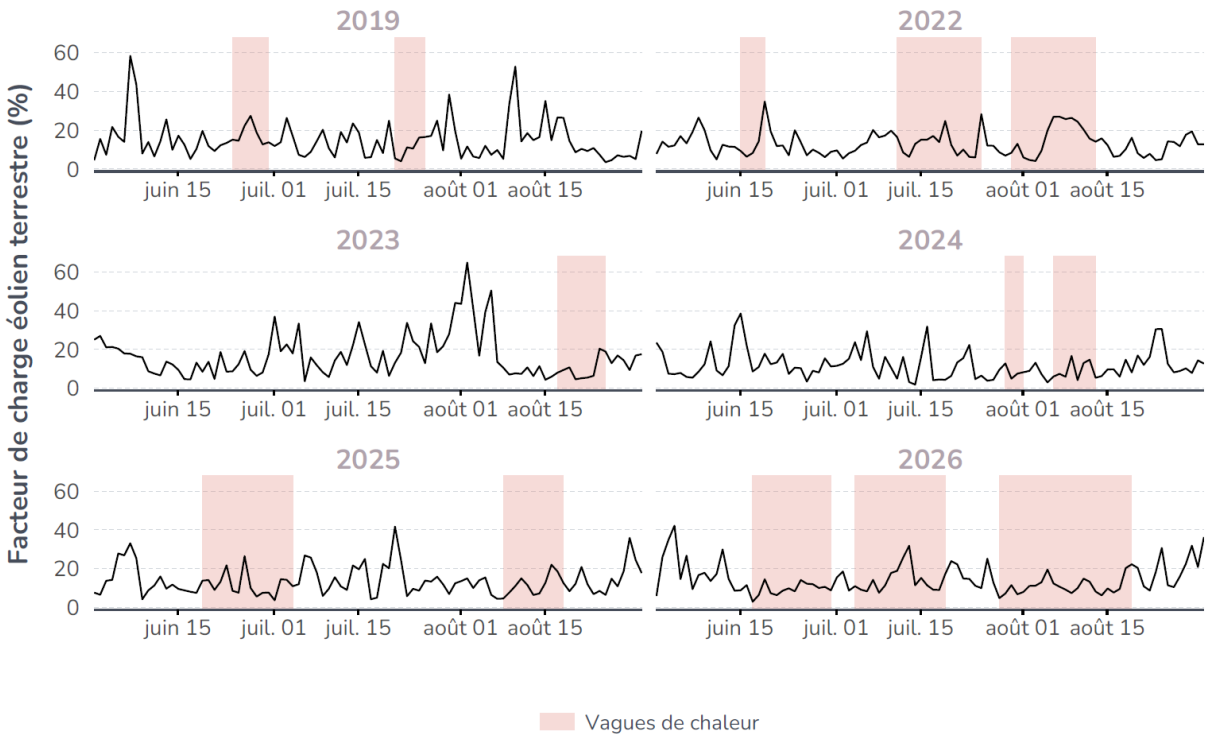

Figure 6 : Facteur de charge éolien terrestre pendant plusieurs étés entre 2019 et 2026, avec mise en évidence des vagues de chaleur

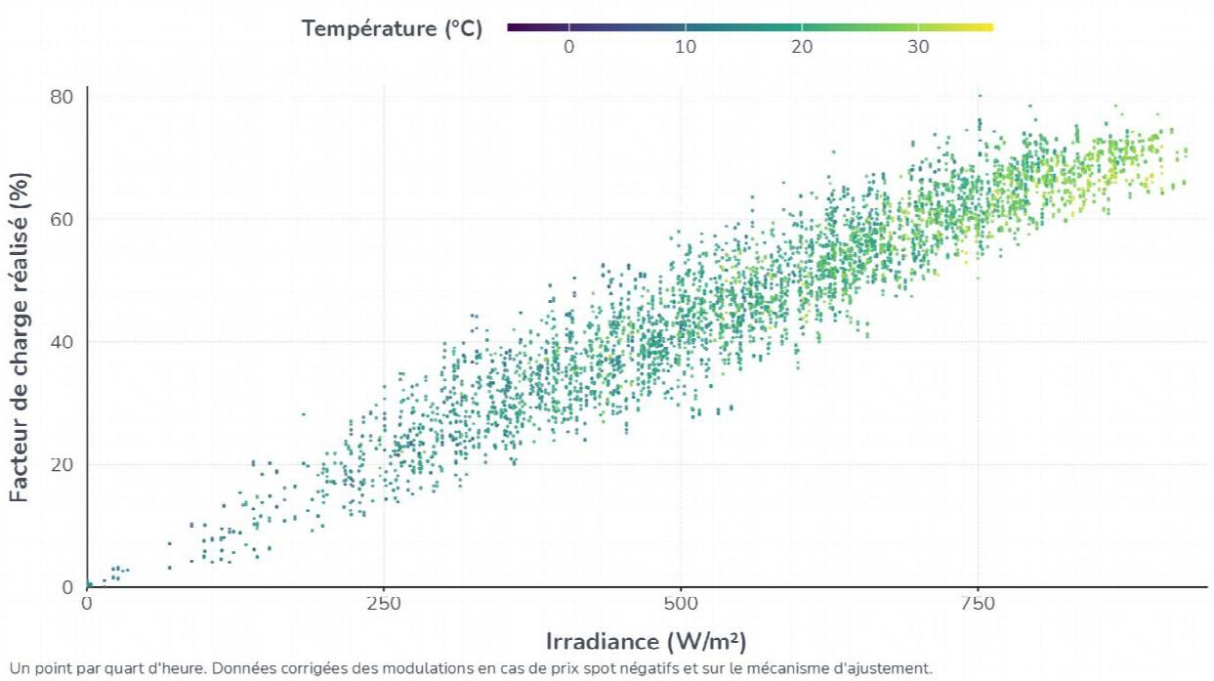

Figure 7 : Relation entre le facteur de charge solaire, l'irradiance et la température en 2025 et 2026 (un point par quart d'heure)

Production thermique fossile

Du fait d'une consommation brute globalement plus élevée, des contraintes environnementales sur le parc nucléaire et d'une production hydraulique plus faible, le recours aux centrales thermiques fossiles

a nettement augmenté au cours de l'été 2026 par rapport aux précédents étés : 4,1 TWh contre 2,6 TWh au cours de la même période en 2025, et 2,1 TWh en 2024.

Ce niveau de sollicitation des centrales thermiques reste faible dans l'absolu : entre 2014 et 2019, la production thermique fossile moyenne au cours de l'été était de 5,1 TWh. En outre, cette production thermique repose désormais quasi-exclusivement sur du gaz, (plus de 90% du total) tandis que la production au charbon est restée quasi-nulle (0,03 TWh). Du fait de l'abondance de production d'électricité bas-carbone en France, les centrales au gaz ne fonctionnent plus en continu et leur démarrage est ainsi plus « remarqué » par les observateurs du système électrique. La production des centrales au gaz françaises a d'ailleurs été essentiellement mobilisée pour contribuer à exporter de l'électricité vers les pays voisins afin d'éviter de faire fonctionner des centrales plus coûteuses : la production d'électricité bas-carbone en France suffisait à couvrir la consommation durant presque tous les jours de l'été 2026.

Le profil de production des centrales au gaz observé cet été se révèle très spécifique. Ces centrales ont été principalement mobilisées entre 18h et minuit, et dans une moindre mesure pendant la nuit jusqu'à environ 8h. Le reste de la journée, lorsque la production solaire est abondante en France et dans les pays voisins, la production au gaz est restée faible en moyenne.

Échanges

Le système électrique français est resté largement exportateur tout au long de l'été : le solde exportateur a atteint 23,7 TWh au cours des mois de juin à août, soit un niveau comparable mais légèrement inférieur aux deux étés précédents (25,1 TWh en 2024, 24,7 TWh en 2025).

Au cours de ces trois mois, la France s'est retrouvée en situation d'importation nette uniquement sur neuf « pas quart d'heure », soit un peu plus de 2h (0,1% du temps). Il s'agit de situations d'import « économiques » : durant ces périodes, il existait systématiquement des marges disponibles en France.

Ainsi, l'évènement caniculaire n'a pas modifié l'une des caractéristiques principales du système électrique français en Europe : sa compétitivité sur les marchés, qui résulte dans des exports massifs, réalisés de plus cet été durant des périodes de prix spot élevés.

Prix de l'électricité

Sur les marchés spot, le prix de l'électricité a fortement augmenté durant l'été.

Cette augmentation découle en premier lieu de la forte hausse des prix du gaz et des énergies fossiles qui découle du conflit en Iran et le blocage du détroit d'Ormuz. Le prix spot PEG du gaz a ainsi atteint 68,4 €/MWh le 24 août, son plus haut niveau depuis décembre 2022 et en moyenne mensuelle, les mois de juillet et août 2026 marquent également les plus hauts niveaux observés depuis janvier 2023.

Cette situation se combine avec une plus grande convergence des prix spots de l'électricité français avec ceux des pays voisins : les capacités d'exportation ayant été un peu moins souvent saturées que les mois précédents, le prix spot français s'est retrouvé plus fréquemment identique aux prix de l'électricité sur les marchés allemand, belge et dans une moindre mesure italien, qui dépendent eux-mêmes plus fortement du prix du gaz (les centrales au gaz étant régulièrement mobilisées pour couvrir la demande dans ces pays-là).

*Tableau 2 : Prix spot du gaz (PEG) moyen mensuel (€/MWh) pour les mois de juin, juillet, août et septembre de 2022 à 2026. *Seules les données des quinze premiers jours de septembre sont affichées pour 2026.*

	2022	2023	2024	2025	2026
Juin	94,9	31,1	34,2	35,6	44,2
Juillet	124,0	29,1	32,1	33,0	53,1
Août	154,0	32,8	37,9	31,6	61,5
Septembre	111,0	35,8	35,9	31,6	75,5*

Le prix spot français de l'électricité a par conséquent atteint des niveaux très élevés au cours de l'été. Les moyennes mensuelles se sont établies à 95,2 €/MWh en juillet et 122,8 €/MWh en août, soit les deuxièmes valeurs les plus hautes jamais observées pour des mois de juillet et d'août, derrière 2022, lorsque la triple crise énergétique était à son paroxysme.

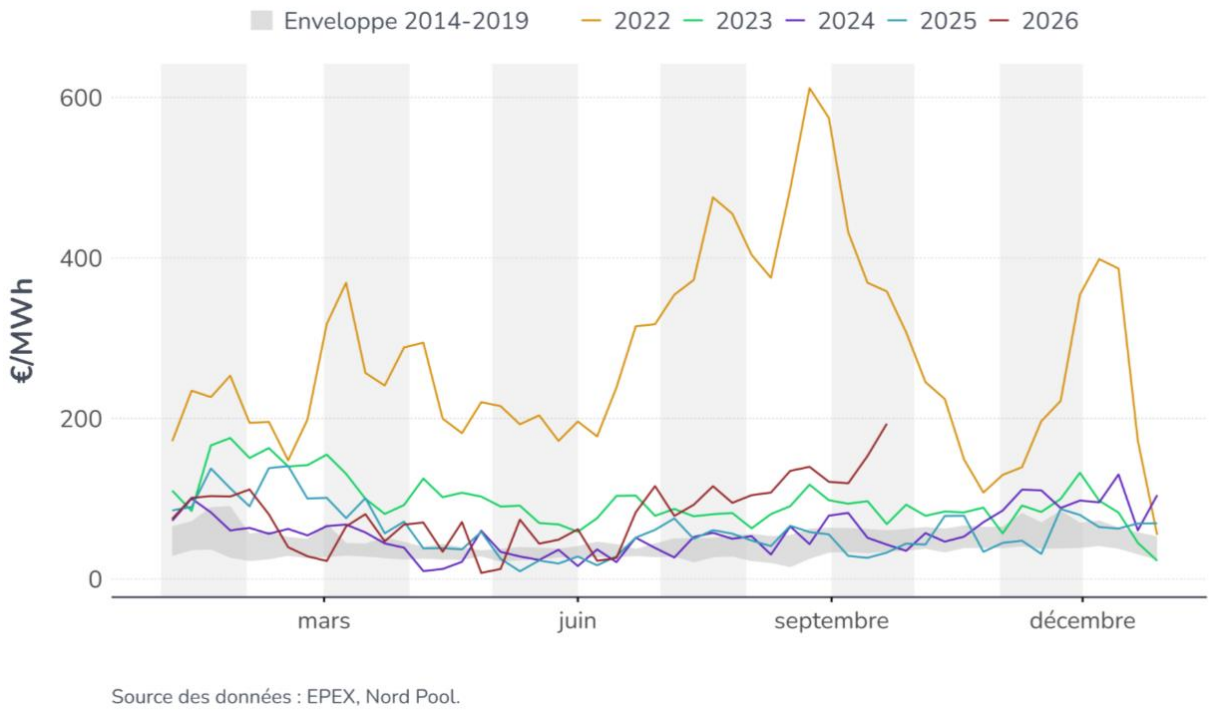

Figure 8 : Prix spot moyens hebdomadaires de l'électricité au cours de l'année, pour différentes années dont 2026

Les vagues de chaleur de fin juin et début août ont donné lieu à trois journées avec des prix supérieurs à 400 €/MWh en soirée, ce qui n'avait pas été observé depuis janvier 2025 (mois marqué par des épisodes de froid combinés à une faible production éolienne et des prix du gaz très élevés). Le prix spot français a atteint son maximum (au pas quart d'heure) de l'année 2026 le 13 août à 19h45 avec une valeur de 487,4 €/MWh, son plus haut niveau depuis décembre 2022.

Durant la période estivale, le prix sur les marchés à terme – qui représente un meilleur indicateur du prix futur de l'électricité – a fortement augmenté. Cette évolution est générale en Europe, et s'est réalisée sans altération des écarts de prix entre la France et ses voisins : le prix français demeure très inférieur à celui des pays voisins, sauf l'Espagne dont le niveau est assez proche. Notamment, **les *spreads* avec les prix voisins restent du même ordre de grandeur qu'avant la hausse des prix des combustibles (de l'ordre de 40 €/MWh de différence avec l'Allemagne par exemple)**, signe que l'avantage compétitif lié à l'abondance de production électrique en France demeure, malgré une hausse généralisée des prix de l'électricité en Europe.

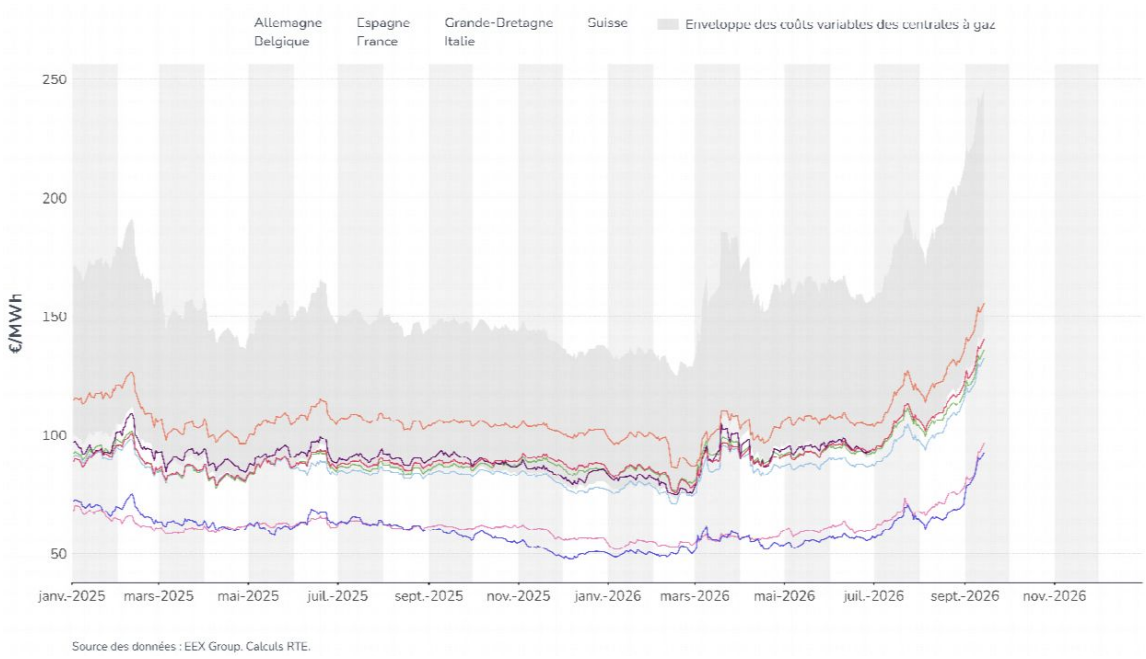

Figure 9 : Évolution journalière des prix à terme de l'électricité pour livraison l'année suivante (A+1) dans plusieurs pays européens et comparaison avec les coûts variables des centrales à gaz en France

Réseau de transport d'électricité

Les fortes chaleurs ont également des effets sensibles sur le fonctionnement du réseau électrique et sur les équipements associés.

D'une part, les vagues de chaleur peuvent limiter les transits d'électricité admissibles sur certaines lignes du réseau, notamment les plus anciennes qui n'ont pas été conçues pour faire face à un climat réchauffé. Pour maîtriser les impacts sur le transport d'électricité, RTE a déployé depuis le 1er juin et jusqu'au 30 septembre un plan « fortes chaleurs » consistant notamment en une surveillance accrue de certains ouvrages du réseau (en particulier les lignes les plus anciennes et les plus sensibles aux températures élevées) lorsque les températures excèdent 35°C.

D'autre part, les vagues de chaleur peuvent ponctuellement conduire à des avaries sur certains équipements, notamment lorsque se produisent des différentiels de température jour / nuit importants, à l'instar de l'incident survenu le 23 juin dans un poste situé au nord de Quimper (poste de Squividan), dans le Finistère. Ces défaillances sont néanmoins restées exceptionnelles et les analyses des étés précédents ne montrent pas d'augmentation notable du nombre de ce type d'évènements sous l'effet des fortes chaleurs. RTE a engagé une surveillance renforcée pour les équipements identifiés comme sensibles afin de prévenir d'éventuels nouveaux incidents.

Enfin, les incendies ont constitué une des principales menaces pour les infrastructures du réseau de transport tout au long de l'été. La multiplication de feux de grande intensité – voire de « mégafeux » – sur le territoire a constitué un défi spécifique. En particulier, l'incendie qui s'est déclaré en Gironde fin juillet a nécessité de nombreuses mises hors tensions préventives de lignes à la demande des services départementaux d'incendie et de secours pour permettre l'intervention des pompiers. Les ouvrages essentiels au maintien de la continuité d'alimentation dans la zone et aux opérations de lutte contre l'incendie ont été identifiés en coordination avec les pompiers et Enedis et ont été efficacement protégés. La survenue d'incendies plus ponctuels à proximité d'ouvrages du réseau de transport, notamment dans les départements du Vaucluse, du Var, du Gard ou de l'Ardèche, a également nécessité des mises hors tension sans occasionner de rupture d'alimentation en électricité.

Dans l'ensemble, la disponibilité du réseau de transport d'électricité est restée très bonne tout au long de l'été et l'infrastructure de réseau n'a pas été marquée par des contraintes de grande ampleur. Cette bonne disponibilité a permis d'assurer l'acheminement de l'électricité bas-carbone la plus compétitive vers les centres de consommation et a également favorisé des exports d'électricité importants vers les pays voisins.

De manière générale, les analyses menées sur l'été confirment que la gestion du système électrique ne peut plus être résumée à un enjeu d'équilibre national entre offre et demande : les capacités de transit du réseau, confrontées à de nouvelles géographies de la production et de la consommation, à la variabilité de la production et aux aléas induits par les fortes chaleurs, jouent un rôle crucial dans l'approvisionnement en électricité. Le programme de renouvellement et d'adaptation du réseau au changement climatique présenté par RTE dans le SDDR, chiffré à environ 24 Md€ d'ici à 2040, a été construit en référence à la trajectoire d'adaptation au changement climatique de l'Etat (climat réchauffé de +4°C à l'horizon 2100). Il doit permettre l'augmentation de la température pouvant être supportée par les ouvrages neufs ou réhabilités, via des surélévations des pylônes afin d'augmenter la distance entre les câbles et le sol et l'utilisation de câbles de plus grand diamètre pour limiter le phénomène de dilatation.