Le réseau
de transport
d'électricité

BILAN DU PREMIER SEMESTRE 2026 ET PERSPECTIVES SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ POUR LES PROCHAINS MOIS

JUILLET 2026

BILAN DU PREMIER SEMESTRE 2026 ET PERSPECTIVES SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ POUR LES PROCHAINS MOIS

JUILLET 2026

Bilan du premier semestre 2026

SOMMAIRE

Synthèse 4

1. La consommation d'électricité française a très légèrement augmenté au premier semestre 2026 malgré un contexte macroéconomique dégradé 8

2. La stratégie française en matière d'électrification se précise 15

3. La production française d'électricité continue de croître et se maintient à un niveau inédit de décarbonation 19

4. Le solde des échanges a été historiquement élevé pour un premier semestre 25

5. Les prix de l'électricité sur les marchés ont légèrement diminué, malgré le contexte international tendu, et présentent une volatilité importante et croissante 33

6. Un parc nucléaire dont la disponibilité continue de progresser et qui a moins modulé 46

7. Les capacités solaires et éoliennes contribuent de manière croissante à la flexibilité du système 48

8. Équilibre offre-demande : perspectives à court terme 52

Synthèse

Bilan du premier semestre 2026

La consommation d'électricité française, corrigée des effets météorologiques et calendaires, a montré au premier semestre 2026 des signes de très légère reprise, en s'établissant à 230,6 TWh, soit +1 % (+2,2 TWh) par rapport au 1er semestre 2025 (et +2,2 % d'effet cumulé depuis 2023, année où les effets de la crise énergétique avaient été les plus marqués). La pérennisation de cette légère hausse au cours du second semestre 2026 et au-delà n'est pas encore acquise et ne permet pas à ce stade de conclure quant à l'engagement d'une véritable inflexion de la consommation d'électricité pour atteindre les objectifs publics.

La hausse a été portée par les grands consommateurs industriels raccordés au réseau de transport d'électricité (0,5 TWh, soit +1,9 %), ainsi que par le secteur résidentiel (1,1 TWh, soit +1,6 %). La consommation brute (non corrigée) est restée en revanche stable par rapport au premier semestre 2025, sous l'effet d'un hiver chaud qui a limité les besoins de chauffage.

En parallèle, la production française a continué de progresser, atteignant 284,3 TWh sur le premier semestre 2026 (+12,5 TWh, soit +4,6 %) par rapport au premier semestre 2025 et atteignant un niveau inédit de décarbonation pour un premier semestre (95,2 %). L'augmentation a été portée par les filières nucléaire (189,8 TWh, soit +7,9 TWh), éolienne (26,4 TWh, soit +3,2 TWh) et solaire (19,0 TWh, soit +2,8 TWh) tandis que la production hydraulique a légèrement baissé (34,5 TWh, soit -0,4 TWh). La production d'électricité à partir de ressources fossiles a dans le même temps encore diminué (9,3 TWh, soit -1,0 TWh) du fait de l'abondance de production bas-carbone.

En conséquence, les émissions de gaz à effet de serre liées à production d'électricité en France ont été particulièrement basses : 4,9 $Mt_{CO2éq}$, soit le total le plus faible jamais observé pour un premier semestre.

La stabilité de la consommation électrique brute, combinée à l'abondance de la production décarbonée, a conduit à un nouveau record d'exportations nettes pour un premier semestre (solde exportateur de 51,0 TWh), très supérieur aux premiers semestres d'années ayant pourtant déjà établi de précédents records (solde exportateur de 92,3 TWh en 2025 sur toute l'année, mais 37,8 TWh au premier semestre). La France a été exportatrice nette vers toutes les frontières – Allemagne-Belgique (13,9 TWh), Grande-Bretagne (12,4 TWh), Italie (14,4 TWh) et Suisse (11,3 TWh) – à l'exception de l'Espagne, frontière vers laquelle le solde a été proche de l'équilibre et légèrement importateur (-1,0 TWh), comme en 2025.

La valorisation nette totale des exportations d'électricité de la France durant le premier semestre 2026 s'est élevée à 3,0 Md€ (et de l'ordre de 5,7 Md€ en prenant en compte le prix moyen des pays vers lesquels la France exporte). Cette valorisation, qui contribue à réduire la « facture énergétique » de la France, constitue la valorisation la plus élevée jamais enregistrée pour un premier semestre : elle est supérieure de 0,6 Md€ à celle enregistrée au premier semestre 2025.

Le prix moyen de l'électricité exportée s'est établi à 61,2 €/MWh en la valorisant au prix spot moyen français (méthode utilisée par les douanes), voire 111,6 €/MWh en la valorisant au prix moyen des pays vers lesquels la France exporte. Comme en 2025 et 2024, la France n'a pas « bradé » son électricité : elle a exporté presque en permanence sa production compétitive et excédentaire, en bénéficiant d'un écart de prix plus élevé avec la plupart des pays voisins.

Dans le prolongement d'une tendance avérée depuis le début de l'année 2024, les prix spot et les prix à terme français sont restés découplés de ceux de la plupart des pays voisins du fait de l'abondance de la production décarbonée par rapport à la consommation nationale : le prix à terme français pour livraison en 2027 s'est élevé en moyenne à 54 €/MWh, contre 89 €/MWh en Allemagne, et 101 €/MWh en Italie. Il s'est même établi à un niveau inférieur à celui de l'Espagne (57 €/MWh), qui figure toutefois également parmi les plus faibles d'Europe.

Les prix à terme français ont en outre légèrement diminué par rapport au premier semestre 2025 (-10,6 €/MWh), malgré le contexte international tendu et les répercussions du conflit en Iran sur les prix des combustibles. La compétitivité à l'échelle européenne du mix français, plus protégé que celui des pays plus dépendants du gaz pour la production d'électricité, est ainsi confirmée.

En parallèle, le nombre d'épisodes de prix négatifs a augmenté (407 heures en un semestre, soit 10 % du temps, contre 363 heures au premier semestre 2025 et 513 heures sur l'année). Cette hausse s'accompagne de l'apparition de prix fortement négatifs, avec l'atteinte le 26 avril et le 1er mai de niveaux très négatifs inédits (-478,8 €/MWh et -498,7 €/MWh). La volatilité des prix s'est ainsi accentuée.

Ces résultats sont conformes aux analyses prévisionnelles de RTE, détaillées par exemple dans le dernier Bilan prévisionnel. En particulier, ils mettent en évidence la forte sollicitation du réseau dans les situations combinant faible consommation et forte production, notamment au printemps. À ce titre, ils confirment le besoin des renforcements programmés du réseau et de développer la flexibilité de la production et de la consommation pour assurer la gestion de ces épisodes. Dans un système quasi intégralement bas-carbone, les unités de production, y compris renouvelables et nucléaires, sont amenées à moduler davantage pour assurer l'équilibre du système dans toutes ses dimensions (gestion de l'équilibre offre-demande et gestion des flux) : une coordination étroite de tous les acteurs est alors nécessaire pour assurer ce bon fonctionnement. La gestion du système électrique au premier semestre confirme par ailleurs le besoin de renforcement du réseau dans le centre de la France : cette étape est planifiée par RTE dans son plan d'investissement.

Dans ce cadre, plusieurs évolutions règlementaires ont permis d'accroître significativement le volume d'installations renouvelables susceptibles de moduler leur production en cas de prix spot négatifs (jusqu'à 7,4 GW de capacités éoliennes et solaires sous obligation d'achat désormais mobilisables), ainsi que celles susceptibles de moduler leur production à la demande de RTE pour assurer l'équilibre du système (multiplication par quatre, pour atteindre 22 GW). Ces évolutions, indispensables, permettent de mieux piloter le système.

Les volumes de modulation renouvelable ont augmenté au premier semestre 2026 (2,5 TWh) par rapport au premier semestre de l'année 2025 (1,9 TWh) et représentent de l'ordre de 5 % de la production éolienne et solaire.

Le volume de modulation du parc nucléaire en période de prix de marché bas a quant à lui fortement diminué par rapport à la même période en 2025 (environ 10 TWh au premier semestre 2026 contre 15 à 20 TWh au premier semestre 2025).

Perspectives pour les prochains mois

La situation pour l'été 2026 apparaît favorable en matière d'équilibre offre-demande en électricité.

1) Les pointes de consommation hebdomadaire au cours de l'été devraient se situer autour de 51 GW à température normale (soit un niveau stable par rapport à l'année dernière) et pourraient atteindre près de 60 GW en période de canicule (comme lors des deux périodes caniculaires de fin juin et début juillet). En cas d'accélération de l'équipement en climatisation au cours de l'été par rapport aux rythmes observés jusqu'à fin juin, ces niveaux pourraient être ponctuellement et légèrement dépassés, tout en restant très significativement inférieurs aux pointes de consommation observées en période hivernale (qui s'établissent historiquement autour de 90 GW).

2) La poursuite du développement des énergies renouvelables, combinée à une forte disponibilité du nucléaire, contribue à renforcer le niveau global d'offre en France et dans les pays voisins. Les épisodes de canicule pourraient conduire à une baisse temporaire du rendement des installations photovoltaïques, mais le pic de production solaire en milieu de journée devrait rester dans tous les cas très élevé (de l'ordre de 20 GW). Ces épisodes conduisent régulièrement (mais pas systématiquement) à une forte diminution de la production éolienne en Europe, et à un recours à des centrales thermiques, qui reste ponctuel en France.

3) À conditions normales, la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire se situe à des niveaux proches des records historiques durant l'été (environ 45 GW en moyenne jusqu'à fin août). Les épisodes de canicule sont susceptibles de générer des indisponibilités totales ou partielles de certains réacteurs nucléaires situés en bord de fleuves, du fait des réglementations sur l'échauffement des cours d'eau et les températures de rejet. Ces indisponibilités peuvent être accentuées en cas de sécheresse prolongée qui impacterait alors la production sur des sites ayant de fortes contraintes de débit. Cependant, à l'échelle de la production totale du parc nucléaire, ces indisponibilités demeurent de second ordre en volume.

4) Les stocks hydrauliques et de gaz se situent à des niveaux globalement satisfaisants pour la saison, même si le remplissage des stocks de gaz est moins avancé que les années précédentes.

Dans ce contexte, la France devrait conserver au cours de l'été une position fortement exportatrice, comme au premier semestre, grâce à une production abondante et compétitive. Le recours ponctuel aux importations ou aux moyens de production thermique fossile durant la période estivale est possible, surtout pour des raisons d'optimisation économique permise par le couplage des marchés européens. Cette optimisation permet notamment d'alimenter la consommation française ou celle des pays voisins au moindre coût, tout en préservant des marges disponibles au niveau national.

Dans l'ensemble, du point de vue de l'équilibre offre-demande national, même en tenant compte de possibles effets de la canicule sur la consommation et la disponibilité de la production, et même en tablant sur un développement de l'usage de la climatisation, la disponibilité du parc de production devrait rester largement suffisante pour assurer l'approvisionnement en électricité en France.

La période de canicule survenue à la fin du mois de juin confirme cette analyse. Malgré des températures records, la consommation est restée inférieure à 60 GW. Le parc de production français s'est comporté comme attendu : la disponibilité du nucléaire est demeurée forte bien que quelques réacteurs nucléaires aient connu des limitations de production, la production solaire a été abondante, la production éolienne limitée, et le parc thermique a été sollicité dans le cadre de l'équilibre offre-demande européen. Durant la période, la France a conservé des marges suffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement. En revanche, les situations de canicule peuvent avoir un impact sur certains matériels de réseau ou occasionner des incendies à proximité de lignes électriques, ce qui peut conduire à des coupures localisées. L'adaptation au changement climatique des réseaux constitue une priorité pour leurs gestionnaires et fait d'ores et déjà l'objet d'investissements conséquents qui s'étendront au cours des prochaines

décennies : pour le réseau de transport, ces perspectives sont par exemple détaillées dans le schéma de développement du réseau publié par RTE en 2025.

Pour le reste de l'été, la gestion des excédents de production bas carbone, particulièrement lors des périodes de forte production solaire, restera l'un des principaux axes de vigilance. Les épisodes de prix négatifs devraient rester fréquents jusqu'à la fin de l'été. L'équilibrage du système reposera par conséquent sur la disponibilité des marges à la baisse, le recours accru à la modulation de la production bas carbone et à la flexibilité de la demande et une forte sollicitation du réseau.

1. La consommation d'électricité française a très légèrement augmenté au premier semestre 2026 malgré un contexte macroéconomique dégradé

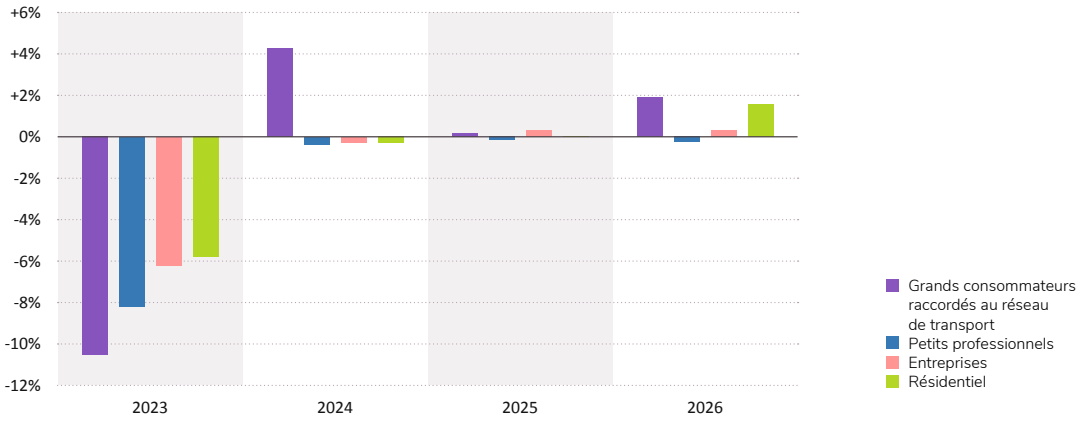
1.1 Une légère reprise de la consommation portée par la grande industrie et le secteur résidentiel

La consommation corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires (voir focus ci-après) a légèrement progressé (+2,2 TWh, soit +1 %) pour atteindre 230,6 TWh au cours du premier semestre 2026[1] comparativement à la même période en 2025 (228,4 TWh)[2].

L'effet combiné s'élève à 2,2 % d'augmentation depuis le point bas atteint en 2023, même si la consommation reste encore éloignée de ses niveaux précédents aux crises sanitaire et énergétique (5,7 % en dessous de la période 2014-2019).

La légère reprise de la consommation au premier semestre 2026 est portée par la grande industrie raccordée au réseau de transport (+1,9 % sur les cinq premiers mois, par rapport à la même période en 2025) et par le secteur résidentiel (+1,6 % sur les

Figure 1 - Variation de la consommation au 1er semestre de l'année affichée par rapport au 1er semestre de l'année précédente, par secteur*



* Consommation corrigée des effets météorologiques et calendaires. Correction météorologique et calendaire et calculs réalisés par RTE sur la base des données brutes RTE, et ENEDIS en open data.

1. Les données pour le mois de juin 2026 sont provisoires (données en temps réel). Pour assurer la comparabilité avec le premier semestre 2025, la consommation de juin 2025 est également établie sur la base des données en temps réel correspondantes.
2. Les valeurs indiquées peuvent varier légèrement des valeurs indiquées au sein des précédents bilans publiés par RTE, du fait de la mise à jour des températures normales utilisées pour le calcul de la consommation corrigée (voir focus ci-après)
3. Consommation corrigée des effets météorologiques et calendaires. Correction météorologique et calendaire et calculs réalisés par RTE sur la base des données brutes RTE, des données brutes ENEDIS disponibles en open data.

cinq premiers mois[3], par rapport à la même période en 2025), alors que le reste de la consommation raccordée aux réseaux de distribution reste relativement stable par rapport à l'année précédente.

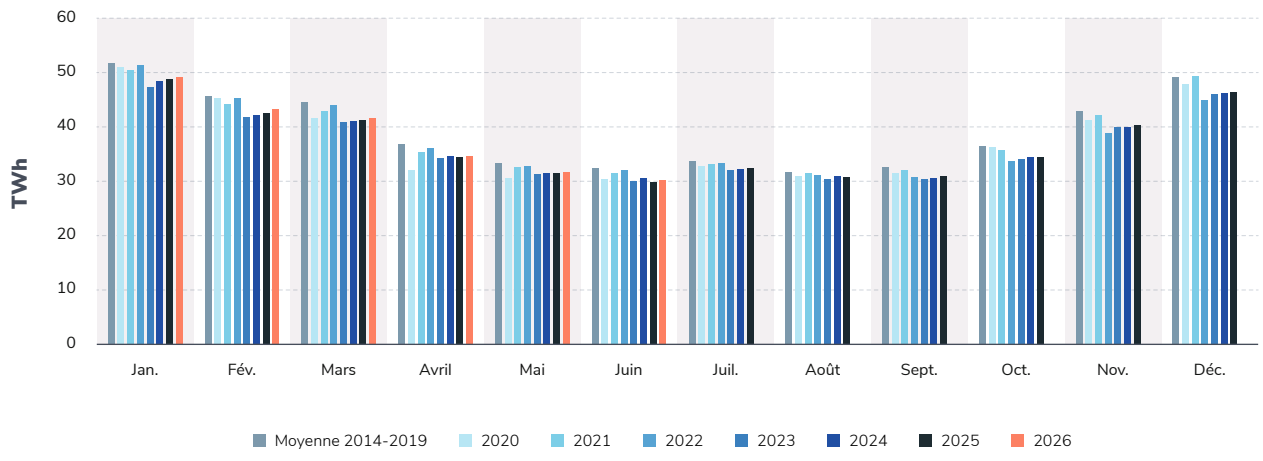
Cette hausse, particulièrement visible en février, concerne la plupart des mois, même si à ce stade il n'est pas possible de conclure à un engagement structurel de la bascule des énergies fossiles vers l'électricité. Il est par ailleurs trop tôt à ce stade pour évaluer l'impact du plan d'électrification publié par le Gouvernement en avril 2026 (*cf.* ci-après) dont les effets ne se traduiront que progressivement sur la consommation électrique et devront s'apprécier sur le temps long.

Cette reprise de la consommation intervient dans un contexte géopolitique et macroéconomique marqué par des fortes incertitudes, comme c'était déjà le cas en 2025 avec la mise en place de la part des États-Unis de droits de douane à des niveaux inédits. En 2026, le contexte s'est progressivement dégradé sous l'effet du conflit au Moyen-Orient entre les États-Unis, Israël et l'Iran depuis la fin du mois de février, en raison des incertitudes sur sa durée et son impact sur l'économie mondiale. L'inflation en France est ainsi repartie à la hausse atteignant 1,8 %[4] (après 0,9 % en 2025), portée par les prix de l'énergie (hors électricité) ; par ailleurs, l'indicateur de confiance des ménages produit par l'INSEE s'est de nouveau dégradé, atteignant son plus bas niveau depuis mars 2023[5].

Le choc énergétique, conséquence du conflit, a cependant été moins marqué que celui de 2022 et s'est limité aux combustibles fossiles sans atteindre l'électricité, dont les prix sur les marchés (voir partie « *Prix* ») n'ont pas augmenté, grâce à l'abondance de production décarbonée, au contraire de ce qui avait été le cas en 2022.

Ceci souligne l'atout que représente l'électrification des usages (voir partie « *Électrification* ») tant pour renforcer la souveraineté énergétique française et la compétitivité industrielle que pour la décarbonation des usages fossiles qui contribuent au dérèglement climatique.

Figure 2 - Consommation mensuelle corrigée d'électricité au cours de l'année 2026 et comparaison avec les années précédentes



4. En juin 2026, les prix à la consommation augmenteraient de 1,8 % sur un an - Informations rapides - 162 | Insee
5. En mai 2026, la confiance des ménages se dégrade de nouveau - Informations rapides - 127 | Insee

FOCUS

Mise à jour des températures normales utilisées pour le calcul de la consommation corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires

La consommation corrigée des aléas météorologiques est la consommation d'électricité qui aurait été observée si les températures avaient été alignées sur les températures de référence pour la période. Ce calcul est réalisé chaque année sur la base des données de consommation et de température. De cette manière, il est possible de distinguer les variations de consommation dues à des tendances structurelles (démographie, activité économique, changements de comportement) ou à la conjoncture (crise sanitaire, etc.) de ce qui relève uniquement de la thermosensibilité du système électrique français. Par exemple, si lors d'une semaine d'hiver les températures sont plus élevées que les normales de saison, les besoins de chauffage diminuent et la consommation brute (c'est-à-dire non corrigée) sera plus faible que la consommation ramenée aux températures normales. La consommation est également corrigée pour tenir compte de certains éléments de calendrier (jours chômés, année bissextile…).

RTE utilise pour le calcul de consommation corrigée des températures normales fournies par Météo France. En 2026, Météo France a actualisé ces températures normales, notamment pour tenir compte du réchauffement climatique constaté au cours de la décennie précédente. Cette mise à jour entraine une hausse de l'ordre de 0,5 °C de la température moyenne annuelle de la France. RTE a ainsi recalculé l'historique des consommations corrigées depuis 2014, pour tenir compte de cette nouvelle référence. Les nouvelles consommations sont en général plus faibles que celles calculées auparavant pour les mêmes années avec les anciennes températures normales.

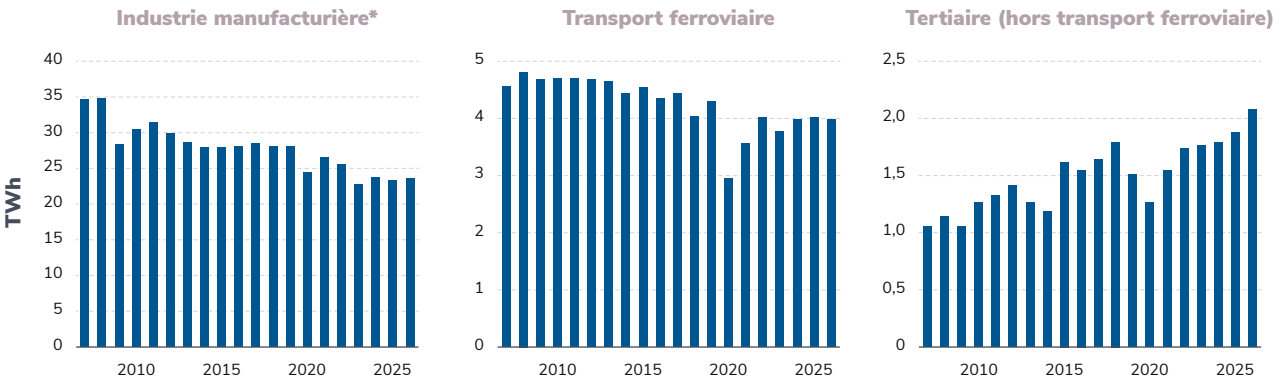
1.2 La consommation des grands consommateurs raccordés au réseau de transport d'électricité a augmenté

La consommation électrique des grands consommateurs raccordés au réseau public de transport (en grande partie des sites industriels) s'est redressée au premier semestre 2026, avec une augmentation de 1,9 % de la consommation corrigée par rapport à la même période en 2025 (+1,3 % pour la consommation brute). Elle a notamment été portée par une production manufacturière en hausse de 1,9 % de janvier à mai 2026 par rapport à celle des mêmes mois de 2025[6] et par un climat des affaires en amélioration[7] dans l'industrie grâce notamment à des carnets de commande légèrement meilleurs même s'ils restent encore dégradés.

L'augmentation de la consommation est ainsi portée principalement par l'industrie manufacturière ainsi que par les clients du secteur tertiaire bien que ceux-ci représentent des volumes moindres sur le réseau de transport d'électricité (+10,7 % soit +0,2 TWh). Parmi ces derniers figurent les centres de données, dont la consommation a progressé considérablement : plus de 30 % en comparaison au 1er semestre 2025 (soit +0,1 TWh), même si leur consommation en valeur absolue reste modérée comparée à la consommation du secteur manufacturier.

Au sein de l'industrie manufacturière, ce sont les secteurs électro-intensifs de la sidérurgie et de la chimie[8], qui avaient été particulièrement touchés par le contexte dégradé des dernières années, qui ont contribué majoritairement à la hausse. La consommation de la sidérurgie a augmenté de 0,3 TWh, soit +6,6 %, tandis que celle de la chimie a augmenté de 0,1 TWh, soit +2,3 % (après une baisse de 10 % en 2025).

Figure 3 - Consommation d'électricité des consommateurs raccordés au réseau public de transport (hors énergie et construction), au 1er semestre de chaque année

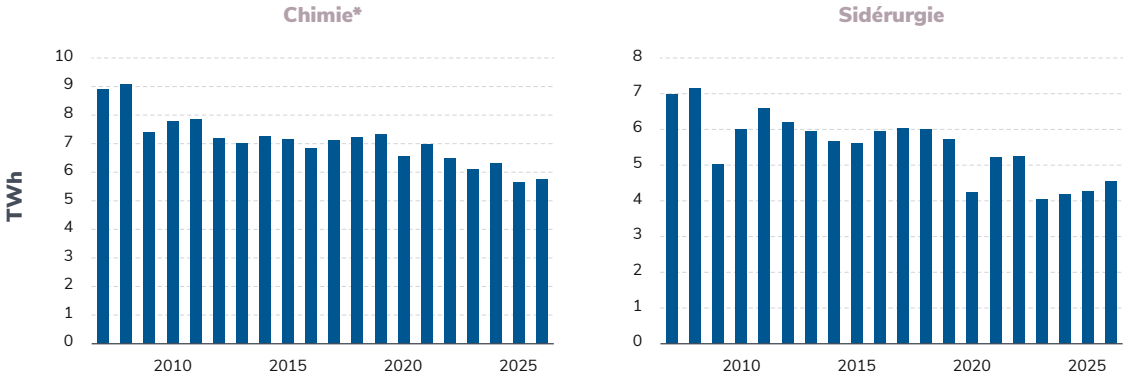


* Hors enrichissement d'uranium

6. Calculs effectués à partir des indices mensuels de la production industrielle publié par l'INSEE
7. En mai 2026, le climat des affaires dans l'industrie s'éclaircit de nouveau - Informations rapides - 123 | Insee
8. L'évolution des consommations des différents secteurs (chimie, industrie manufacturière etc.) est présentée en consommation brute.

L'activité de l'industrie chimique française a notamment été favorisée par l'arrêt de certains sites concurrents situés dans le Golfe, affectés par le conflit au Moyen-Orient. L'industrie agro-alimentaire poursuit quant à elle son redressement avec une consommation 2,4 % plus élevée que celle du premier semestre 2025 après déjà 8 % de hausse entre les premiers semestres 2024 et 2025.

Figure 4 - Consommation d'électricité des secteurs de la chimie et la sidérurgie raccordés au réseau public de transport, au 1er semestre de chaque année



* Hors enrichissement d'uranium

1.3 La consommation d'électricité brute (non corrigée) est restée stable, du fait de températures plus élevées que la normale au cours de l'hiver

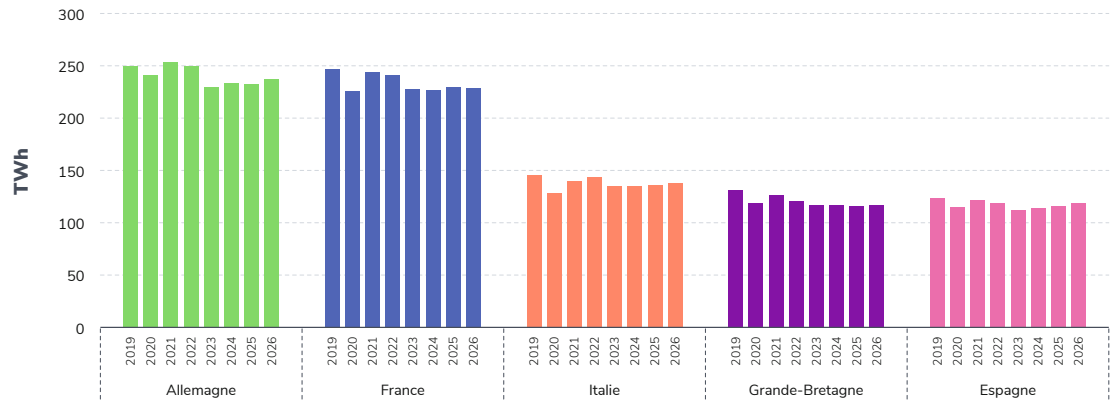
La consommation française d'électricité non corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires (consommation « brute ») est restée globalement stable au premier semestre 2026 en atteignant 229 TWh (contre 230 TWh en 2025).

Cette stabilité, alors que la consommation corrigée augmente légèrement, s'explique par des températures réalisées plus élevées au premier semestre que les températures normales de saison, particulièrement entre les mois de février et avril (l'écart moyen par rapport aux normales a été de +2 °C), alors qu'elles étaient plus conformes aux normales au premier semestre 2025 (+0,3° C).

Les températures élevées ont réduit les besoins de chauffage, hormis en tout début d'année. En effet, cette période a été marquée par des températures très faibles (5,6 °C en moyenne en dessous des normales sur les sept premiers jours de l'année) qui ont coïncidé avec des pointes de consommation supérieures à celle de 2025 (88 GW) à plusieurs reprises entre le 5 et le 7 janvier. **Le 6 janvier, la consommation a ainsi atteint 90,5 GW, un niveau qui n'avait pas été atteint depuis 2018.**

Parmi les principaux pays consommateurs d'électricité en Europe, seule la Grande-Bretagne a vu sa consommation non corrigée stagner sur le premier semestre 2026, comme en France. En Allemagne, en Italie et en Espagne la consommation a, au contraire, augmenté plus significativement, autour de 2 % pour chacun de ces pays. Les températures élevées du premier semestre expliquent notamment la différence de dynamique observée entre la France et ses voisins. En effet, comme la thermosensibilité de la consommation française est plus prononcée en hiver que dans les pays voisins du fait de la plus grande diffusion du chauffage électrique, les températures élevées ont freiné l'augmentation de la consommation française par rapport à l'année précédente plus qu'elles ne l'ont fait dans les autres pays.

Figure 5 - Consommation brute (non corrigée des aléas météorologiques et des effets calendrier) au 1er semestre pour une sélection de pays européens



Sources des données : ENTSO-E, RTE, NESO

1.4 Perspectives pour les prochains mois

À conditions normales de saison, la pointe hebdomadaire de consommation devrait rester relativement stable durant l'été 2026, autour de 51 GW, avec une légère baisse à 49 GW à la mi-août, traduisant l'impact des congés estivaux sur la consommation des ménages et des entreprises. Au point le plus bas, elle pourrait descendre jusqu'à 29 GW en creux de nuit au mois d'août.

Si la consommation estivale estimée est en très légère hausse par rapport à la même période en 2025, notamment portée par le développement des usages de la climatisation dans les secteurs résidentiel et tertiaire, les appels de puissance moyens hebdomadaires (hors week-ends et jours fériés) restent en deçà de l'enveloppe observée entre 2014 et 2019.

En période de canicule, la consommation à la pointe pourrait atteindre autour de 60 GW, soit un niveau proche de celui observé lors de la canicule qui a touché la France fin juin (59 GW[9] atteints le mercredi 24 juin sur la plage méridienne) et des niveaux constatés lors des épisodes de canicule précédents (~60 GW en juillet 2019 et juin 2025). Cette augmentation pourrait s'avérer particulièrement notable sur la plage méridienne et sur la pointe du soir.

Selon la fréquence d'apparition et la durée de ces épisodes, une accélération de l'équipement en climatisation pourrait contribuer à une augmentation supplémentaire de la pointe par rapport aux niveaux anticipés, avec un impact estimé de l'ordre de +0,75 GW en cas d'installation d'un million de climatiseurs mobiles supplémentaires par rapport aux rythmes d'équipement actuels.

À titre indicatif, l'impact de la climatisation et de la ventilation sur la consommation électrique devient significatif lorsque la température extérieure dépasse 25 °C. L'ordre de grandeur du gradient estival est aujourd'hui estimé entre +0,7 GW et +1,1 GW pour chaque degré supplémentaire et reste très inférieur au gradient estimé pour les besoins de chauffage en période hivernale (de l'ordre de + 2,0 à +2,4 GW par degré en moins).

9. Valeur provisoire tirée des estimations en temps réel

2. La stratégie française en matière d'électrification se précise

2.1 Les récentes annonces gouvernementales consacrent désormais l'électrification comme une politique publique prioritaire

Au premier semestre 2026, plusieurs annonces gouvernementales ont érigé l'électrification du pays comme une priorité nationale pour la première fois depuis la première phase d'électrification du pays qui s'est déroulée durant les années 1980 et 1990. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) publiée en février 2026 fixe ainsi un objectif de part d'électricité dans la consommation d'énergie finale de 34 % en 2030 puis de 38 % en 2035, contre 27 % en 2024, soit une trajectoire globalement cohérente avec le scénario de décarbonation rapide présenté par RTE dans le Bilan prévisionnel 2025.

Le Gouvernement a par ailleurs publié en avril 2026 un plan d'électrification des usages[10], qui doit permettre d'engager une bascule structurelle de certains usages énergétiques utilisant aujourd'hui les énergies fossiles vers l'électricité, afin d'atteindre les objectifs de décarbonation et de souveraineté énergétique. Les bénéfices associés à ce plan du point de vue de la réduction des dépendances stratégiques du pays ont été confirmés par le contexte géopolitique dégradé résultant du déclenchement du conflit entre les États-Unis, Israël et l'Iran fin février, qui a été à l'origine d'une hausse marquée du prix des combustibles fossiles (pétrole, gaz). Il rappelle que « l'électrification massive des usages est un levier majeur pour renforcer la souveraineté, accélérer la décarbonation, protéger le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises. »

Au travers de 22 mesures, il vise à accompagner trois principaux ensembles de secteurs :

- Le bâtiment, en favorisant l'installation de pompes à chaleur (PAC) (lancement d'une offre labellisée « tout compris » de pompes à chaleur pour les ménages modestes, fléchage des aides à la rénovation vers les solutions électriques, fin des chaudières au gaz dans le neuf, expérimentation de sortie du gaz à l'échelle de 100 territoires…).
- Les transports, en soutenant l'acquisition de véhicules électriques de tous types, véhicules légers, utilitaires légers et poids lourds, et en planifiant le déploiement de bornes de recharges supplémentaires.
- L'industrie, l'artisanat et l'agriculture, en soutenant l'acquisition d'engins agricoles, engins de chantier et navires de pêche électriques, et l'électrification des sites industriels et des entreprises artisanales.

La mise en place de ces mesures doit s'étaler du mois de juin 2026 à début 2027, pour des objectifs à atteindre dès 2026 jusqu'à la période 2030-2035. Le financement doit en être assuré par la redirection des certificats d'économie d'énergie (CEE). Ce mécanisme créé en 2005 impose aux fournisseurs d'énergie et aux vendeurs de carburant de financer certaines actions promouvant l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels. Ces actions sont définies par des fiches standardisées

10. Présentation du plan d'électrification des usages | economie.gouv.fr

établies par arrêtés ministériels[11]. Par exemple, la fiche TRA-EQ-117 permettant l'obtention de certificats en cas d'achat ou de location longue durée d'un véhicule électrique a été modifiée par l'arrêté du 18 mai 2026 pour augmenter le nombre de certificats délivrés par chaque opération.

Dans ce cadre, et à l'occasion de la réunion de l'équipe de France de l'électrification organisée par le président de la République le 26 mai, RTE a présenté plusieurs engagements d'ampleur pour accélérer le rythme de l'électrification au travers d'investissements massifs, d'une évolution du cadre de raccordement et d'un ciblage des zones en tension.

RTE a ainsi annoncé tripler d'ici 2030 son rythme d'investissements annuels par rapport à 2024 pour contribuer aux objectifs de politique énergétique et industrielle de la France et 8 milliards seront spécifiquement consacrés à l'électrification des usages. Une refonte approfondie du cadre de raccordement sera également achevée d'ici la fin d'année. Le nouveau cadre reposera sur les principes de surréservation et de « premier prêt premier servi » (mesure n° 2 du plan d'électrification) pour favoriser la concrétisation des projets d'électrification matures.

Ce nouveau cadre de raccordement sera expérimenté dès le second semestre en Ile-de-France (zone actuellement sujette à de très nombreuses demandes d'accès au réseau, dont certaines spéculatives). Les porteurs de projets disposant de droits d'accès au réseau assortis de limitations recevront ainsi une proposition améliorée de connexion, c'est-à-dire affranchie des limitations pour l'accès rapide à pleine puissance au réseau, en contrepartie d'un engagement financier de la part du bénéficiaire, et d'un engagement sur un planning de montée en charge contractualisé entre RTE et le demandeur, afin d'éviter que des projets « fantômes » ne réservent des capacités d'accueil au détriment des projets matures.

S'agissant des zones, RTE a également affiché une priorité au fort développement de la capacité d'accueil de projets d'électrification dans les grandes zones industrialo-portuaires de Dunkerque, Le Havre et Fos. 9 GW de capacité supplémentaire seront ainsi mis à disposition d'ici 2029 en cohérence avec le calendrier le plus optimiste des grands projets industriels (sidérurgie, batteries) et numériques. 5 GW de capacité d'accueil supplémentaire seront également créées dans cinq « zones prioritaires d'électrification P2 » (Sud Île-de-France, Sud Alsace, Saint-Avold, Valenciennes-Maubeuge, Port-la-Nouvelle). Enfin, le raccordement « fast track » de cinq grands projets compris entre 700 et 2 000 MW de grands *data centers* sera lancé d'ici à la fin de l'année 2026.

RTE travaille par ailleurs à la mise en œuvre d'un système de déclaration de projets industriels d'électrification visant à évaluer les besoins futurs des sites existants, afin de les prendre en considération le plus en amont possible dans le développement du réseau, en collaboration avec les services de l'État, les acteurs accompagnant la décarbonation de l'industrie et les gestionnaires de réseau de distribution.

11. Opérations standardisées d'économies d'énergie | Ministères Transition écologique, Aménagement du Territoire, Transports, Ville et Logement

2.2 L'électrification a progressé au premier semestre grâce à la hausse continue des ventes de véhicules électriques et à la reprise des ventes de pompes à chaleur

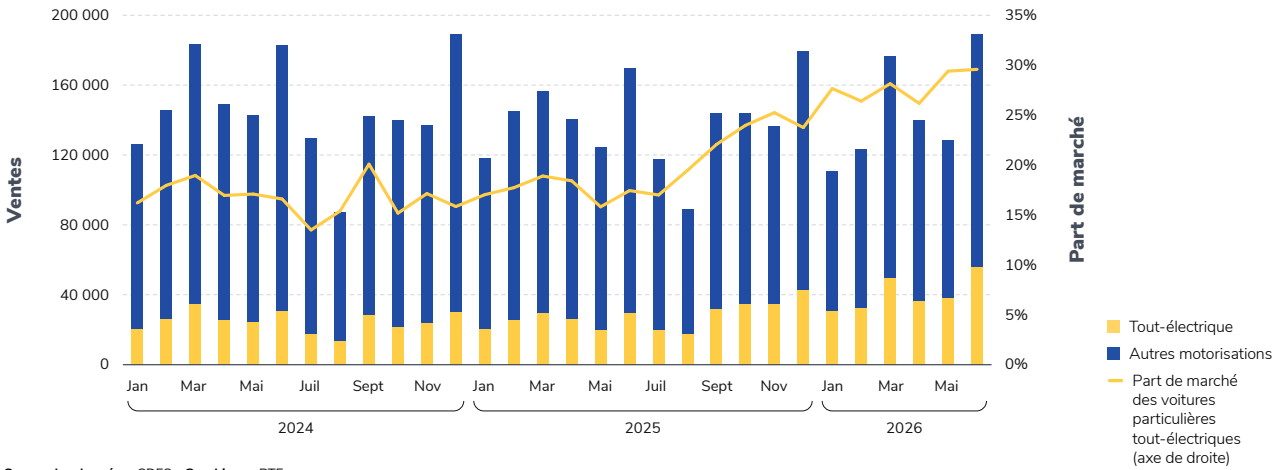
Les immatriculations des voitures tout-électriques ont poursuivi leur progression au premier semestre 2026, avec 40 000 immatriculations par mois en moyenne, soit une hausse de 62 % par rapport à la même période en 2025. Plus de 55 000 véhicules ont été immatriculés en juin 2026, un record mensuel pour cette catégorie (le précédent record étant de près de 50 000 unités en mars de la même année). La prime « coup de pouce » a contribué à ces ventes, déjà en forte hausse en fin d'année 2025. Il est également probable que le dispositif de leasing social, qui doit être renouvelé au mois de juillet, engendre un effet haussier sur le nombre de véhicules électriques en circulation.

Introduit en 2024 et renouvelé en 2025 puis 2026, le *leasing* social est un dispositif de location longue durée[12] visant à permettre l'accès aux véhicules électriques aux ménages les plus modestes, pour qui le coût élevé d'un véhicule électrique neuf est un obstacle. Chaque édition du dispositif permet l'attribution de 50 000 véhicules. La prime « coup de pouce véhicules particuliers électriques »[13], instaurée en juillet 2025 et héritière du bonus écologique, permet l'attribution d'un montant situé entre 3 000 et 6 000 €, selon conditions de ressources, à l'achat d'un véhicule électrique, montant complété de 1 200 à 2 000 € si la batterie a été fabriquée en Europe.

La part des véhicules tout-électriques dans le total des véhicules immatriculés a elle aussi fortement augmenté, se situant à 28 % en moyenne sur les cinq premiers mois de l'année contre 18 % en moyenne sur la même période en 2025. Dans le même temps, les immatriculations des véhicules non-électriques ont diminué de près de 11 % entre les deux périodes, la vente totale de véhicules ayant légèrement augmenté, de 2 %. Si les chiffres varient d'un mois à l'autre (on voit par exemple tous les ans une hausse en mars et une baisse en avril), la dynamique globale est haussière.

Alors que la vente de pompes à chaleur était en constante augmentation depuis le milieu des années 2010, celle-ci avait ensuite diminué en 2024 puis était restée stable en 2025. Le premier trimestre 2026 a vu une nouvelle augmentation des ventes, de 21 % par rapport à 2025[14], soit légèrement plus que l'augmentation à l'échelle européenne (17 %).

Figure 6 - Ventes mensuelles de voitures particulières tout-électriques neuves en France entre 2024 et 2026



Source des données : SDES - **Graphique :** RTE

12. Voitures électriques : 50 000 véhicules attribués dans le cadre du leasing social | economie.gouv.fr
13. Achat d'un véhicule électrique : pouvez-vous bénéficier de la prime « coup de pouce véhicules particuliers électriques » ? | economie.gouv.fr
14. Energy crisis sees rise in heat pump sales - European Heat Pump Association

2.3 Les centres de données constituent la majorité de la puissance de raccordement contractualisée au premier semestre

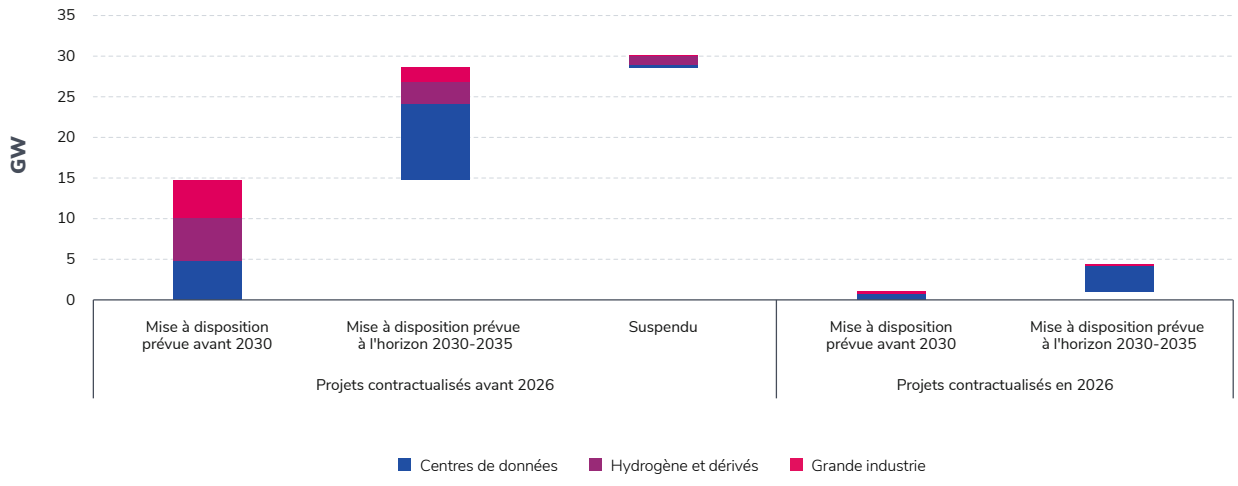
À mi-juin 2026, la puissance totale des projets en développement ayant contractualisé avec RTE un accès au réseau de transport pour les prochaines années s'élève à 33 GW.

Les demandes de connexion au réseau avant 2030 se répartissent en parts égales entre centres de données, projets industriels et projets relatifs à l'hydrogène, pour environ 5 GW par secteur. Les autres demandes de connexion au réseau se concentrent essentiellement sur les années 2030 à 2032 (environ 7 GW en 2030, environ 3,5 GW en 2031 et environ 3,5 GW en 2032). Les centres de données représentent la majorité de ces projets (53 %) et la grande majorité de la puissance demandée (72 %).

Sur les 27 projets de consommateurs ayant contractualisé un accès au réseau de transport au premier semestre 2026, la moitié concerne des centres de données, et l'autre moitié des projets industriels. Les centres de données contractualisés au 1er semestre 2026 totalisent une puissance demandée de 3,8 GW, soit plus de 85 % de la puissance totale demandée au premier semestre 2026 ; ils ne comprennent pas encore les centres de données annoncés au dernier sommet « Choose France ».

Il est toutefois difficile d'estimer précisément les puissances qui seront effectivement mises en service, du fait des incertitudes qui pèsent sur les taux de réalisation des projets et les délais de développement et de montée de charge. Il est toutefois important de noter qu'une partie des contrats récemment signés pour l'accès au réseau concernent des projets « fast track » pour des centres de données : ceux-ci reposent sur un engagement financier plus important des porteurs de projets en amont de la phase de raccordement, ce qui conduit à une perspective de concrétisation plus forte que pour beaucoup d'autres projets suivant le processus de raccordement « classique ».

Figure 7 - Projets en développement ayant contractualisé un accès au réseau de transport avec RTE pour les prochaines années (situation à mi-juin 2026)



3. La production française d'électricité continue de croître et se maintient à un niveau inédit de décarbonation

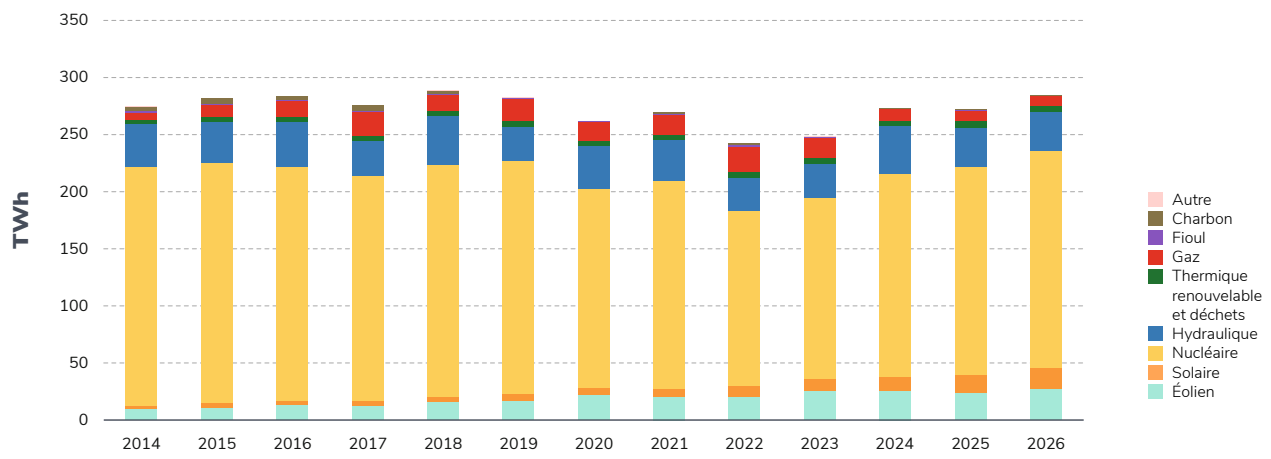
3.1 La hausse de la production est portée par le nucléaire, l'éolien et le solaire

La production française d'électricité, toutes filières confondues, s'est établie à 284,3 TWh sur le premier semestre 2026, en progression de 12,5 TWh (soit 4,6 %) par rapport à son niveau sur le premier semestre 2025. La production d'électricité décarbonée a augmenté dans des proportions identiques (+4,8 % par rapport au premier semestre 2025). Ainsi, la part de la production décarbonée dans le mix électrique français s'est maintenue sur le début de l'année 2026 à un niveau historiquement élevé pour un premier semestre, à hauteur de 95,2 %.

La croissance de la production électrique française sur le premier semestre 2026 s'explique essentiellement par la progression de la production des filières nucléaire (+7,9 TWh), éolienne (+3,2 TWh) et solaire (+2,8 TWh) tandis que la production hydraulique a légèrement baissé (-0,4 TWh). La production d'électricité à partir de ressources fossiles a dans le même temps diminué (-1,0 TWh) du fait de l'abondance de production bas-carbone.

Plus de la moitié de la hausse de la production nucléaire (4,5 TWh) tient à l'EPR de Flamanville, dont les essais à pleine puissance ont débuté en décembre 2025. Le reste du parc nucléaire a également bénéficié d'une meilleure disponibilité (73,9 % sur le premier semestre 2026 contre 73,0 % sur le premier 2025) et

Figure 8 - Production d'électricité en France par filière, au cours du premier semestre, entre 2014 et 2026



a relativement moins modulé sa production lorsque les prix de marché étaient bas sur le premier semestre 2026 que lors du début d'année 2025.

La production renouvelable a quant à elle bénéficié d'un contexte météorologique globalement plus favorable depuis le début d'année 2026 que pendant la première partie de l'année précédente.

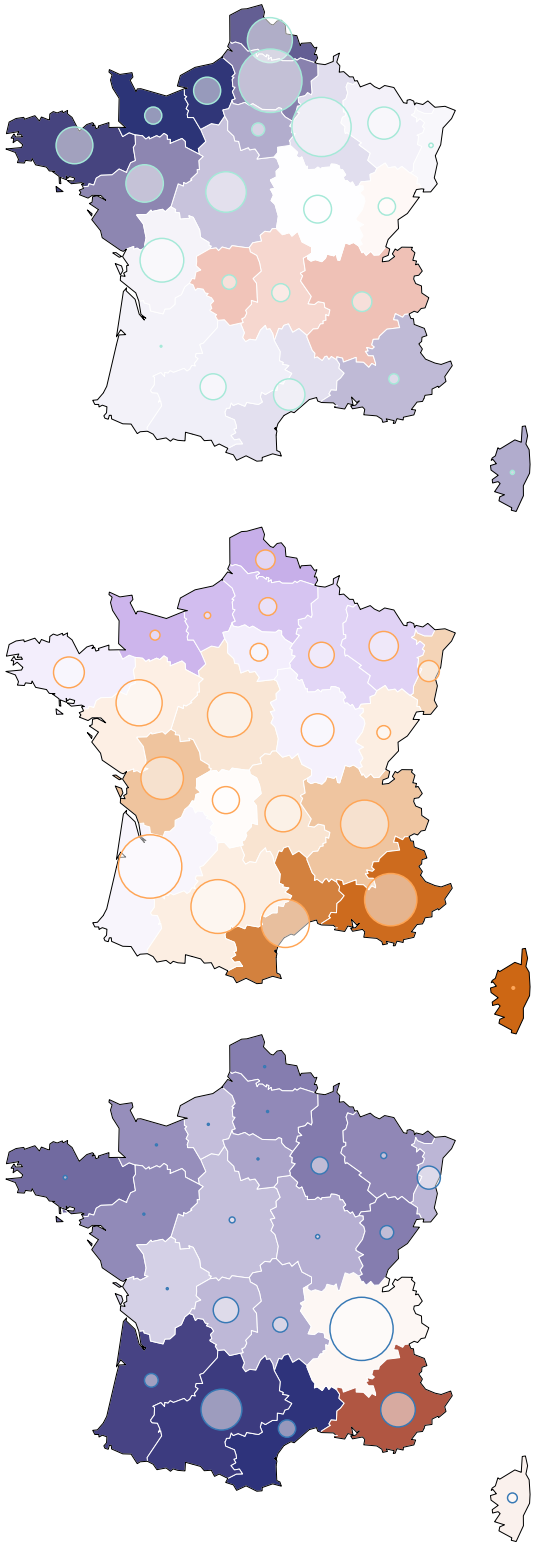
L'amélioration des conditions de vent et d'ensoleillement a été particulièrement prégnante dans les zones où se concentrent la majorité des installations éoliennes et solaires. Sur la moitié nord du territoire métropolitain, où sont installées plus de 80 % des capacités éoliennes françaises, la vitesse moyenne du vent a été supérieure de 5,2 % à celle observée pendant les cinq premiers mois de 2025. Sur la moitié sud, bassin d'implantation de 55 % des capacités solaires françaises, l'irradiance a dépassé son niveau des cinq premiers mois de 2025 de 2,6 %. La production solaire et, dans une moindre mesure, la production éolienne ont également bénéficié du développement des capacités intervenu au cours de la dernière année glissante (depuis mai 2025, soit +5,0 GW de capacité solaire et +1,2 GW de capacité éolienne).

Le premier semestre 2026 a été marqué par une pluviométrie très contrastée. L'hiver a été très humide, avec le mois de février le plus pluvieux jamais observé[15]. À l'inverse, le printemps 2026 s'est inscrit parmi les dix printemps les moins pluvieux depuis 1959[16]. Sur l'ensemble du semestre, les précipitations sont néanmoins restées excédentaires par rapport au début d'année 2025. Pour la production hydroélectrique française, l'effet de cet excédent de précipitation est demeuré modéré. D'une part, les précipitations ont été déficitaires dans le Sud-Est du pays où se concentrent 55 % des capacités hydrauliques françaises. D'autre part, les surplus pluviométriques ont également permis un rétablissement progressif des stocks, dont le niveau était faible en début d'année et qui a atteint un niveau proche de la moyenne décennale à la fin du premier semestre 2026.

Les émissions directes liées à la production d'électricité française baissent chaque année depuis 2023. Cette tendance se poursuit sur le premier semestre 2026 durant lequel ces émissions ont atteint 4,9 $Mt_{CO2éq}$, en recul de 9,1 % par rapport à leur niveau du premier semestre 2025.

15. *Bilan climatique de l'hiver* 2025-2026, Météo France, 2026
16. *Bilan climatique du printemps* 2026, Météo France, 2026

Figure 9 : Évolution des conditions de vent, d'ensoleillement et de précipitations entre le premier semestre 2025 et le premier semestre 2026



Source de données : RTE, Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)

3.2 Le développement du parc renouvelable se poursuit selon un rythme en léger recul par rapport à l'année précédente

Sur les cinq premiers mois de 2026, le développement du parc renouvelable s'est poursuivi avec 2,1 GW de capacités supplémentaires. Ce rythme de développement est inférieur à celui qui avait été observé sur la même période les deux années précédentes (2,5 GW sur le début d'année 2025 et 2,9 GW sur les cinq premiers mois de 2024).

Ce ralentissement résulte à la fois du faible développement des capacités éoliennes terrestres (+0,2 GW) dont le rythme ralentit depuis 2022 et de l'infléchissement du développement des capacités solaires, limité à +1,9 GW sur la période, contre 2,4 GW sur la même période l'année précédente.

Le parc éolien en mer poursuit son développement (+0,1 GW) avec la mise en exploitation des dernières éoliennes du parc des îles d'Yeu et Noirmoutier et de la ferme pilote EolMed au large de Gruissan. Les capacités éoliennes en mer devraient poursuivre leur développement au cours de l'année 2026 avec la mise en service des premières éoliennes du parc de Dieppe Le Tréport et de la ferme pilote de Leucate-Le Barcarès.

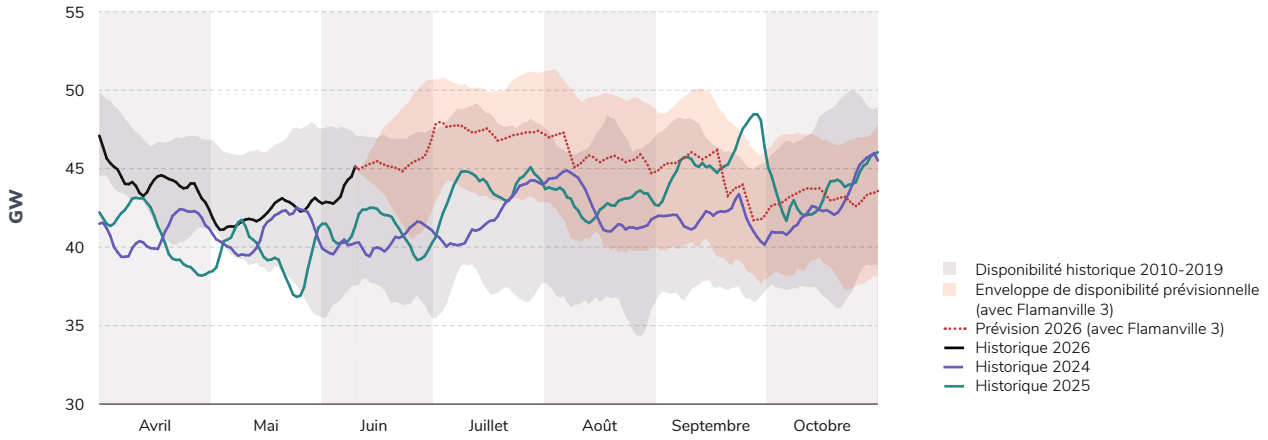
3.3 Perspectives pour les prochains mois

Pour l'été 2026, la poursuite du développement des énergies renouvelables contribuera à renforcer structurellement le niveau de l'offre de production bas-carbone en France et dans les pays voisins.

Même si les épisodes de canicule pourraient conduire à une baisse du rendement des installations photovoltaïques avec une hausse de température (jusqu'à -0,5 % par degré au-delà de 25 degrés), le pic de production solaire au milieu de la journée restera très élevé (avoisinant 20 GW).

À conditions climatiques normales, la disponibilité anticipée du parc nucléaire durant la période estivale

Figure 10 - Disponibilité réalisée (avril-juin) et prévisionnelle du parc nucléaire (hors indisponibilités liées aux contraintes environnementales et hors arrêts pour économie de combustible)



se situe en moyenne autour de 45 GW jusqu'à fin août (43 GW en 2025), des niveaux proches des records historiques durant l'été.

Toutefois, les épisodes de canicule peuvent entraîner des indisponibilités totales ou partielles de réacteurs nucléaires, en particulier pour les installations situées en bord de fleuve, en raison des contraintes réglementaires relatives à l'échauffement des cours d'eau et aux températures de rejet. Ces indisponibilités sont susceptibles de concerner certains sites bien identifiés (Golfech, Bugey, Saint-Alban, Nogent-sur-Seine, et potentiellement Tricastin et Blayais à terme).

À titre d'exemple lors des épisodes de canicule de juin et juillet 2026, la perte de disponibilité effective du parc pour respecter les seuils réglementaires de rejets thermiques a atteint jusqu'à environ 8 GW fin juin selon les journées et jusqu'à environ 9 GW vers mi-juillet. La perte de production associée est cependant restée du second ordre à l'échelle de la production totale du parc nucléaire et la France a maintenu les marges positives tout au long de ces épisodes.

Les seuils réglementaires sur les rejets des centrales nucléaires peuvent être temporairement adaptés à la demande de RTE en cas de besoin pour maintenir l'approvisionnement en électricité et assurer l'équilibre des flux sur le réseau. C'est le cas sur la centrale de Bugey qui dispose jusqu'au 20 juillet 2026 d'une autorisation de l'ASNR permettant de modifier temporairement les prescriptions encadrant ses rejets thermiques afin de maîtriser en particulier les contraintes sur les transits dans le sud-est (il ne s'agit pas d'une problématique d'équilibre offre-demande national). Cette dérogation s'inscrit en complément d'autres mesures déployées par RTE (report de chantiers…) pour assurer l'exploitation du réseau et minimiser l'impact environnemental associé à la modification des prescriptions sur les rejets thermiques de la centrale de Bugey.

À ces effets pourraient s'ajouter des indisponibilités supplémentaires en cas de concomitance d'un épisode caniculaire et d'une sécheresse susceptible de restreindre la production sur certains sites soumis à des contraintes de débit (notamment Chooz, voire Cattenom). En cas de sècheresse prolongée, notamment en fin d'été, cet effet pourrait représenter jusqu'à près de 2 à 3 GW.

Par ailleurs, au-delà des indisponibilités, la hausse des températures, qui affecte en particulier la température de la source froide, a un effet baissier sur le rendement des centrales nucléaires qui, cumulé à l'échelle du parc, peut atteindre de l'ordre de 1 GW par rapport aux températures normales de la période estivale.

Figure 11 - Évolution du stock hydraulique (« *énergie de tête* »)

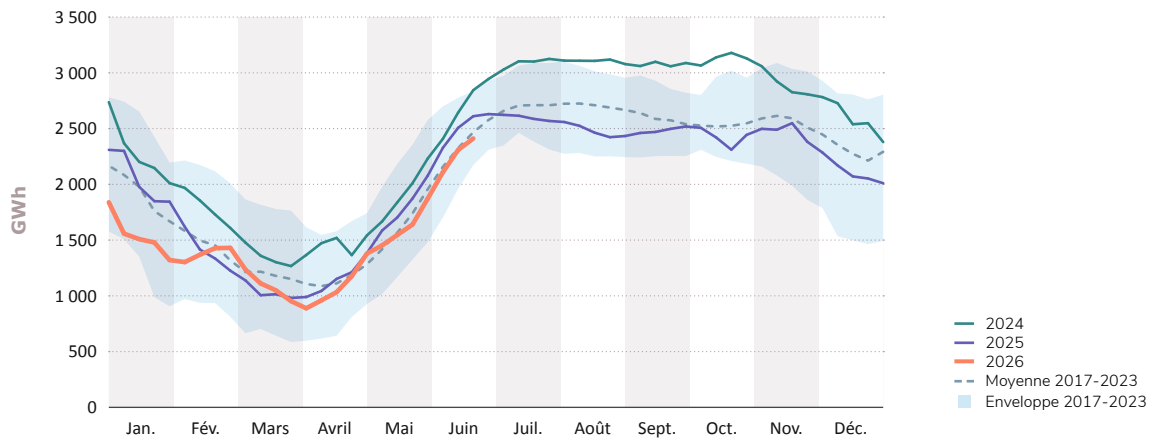
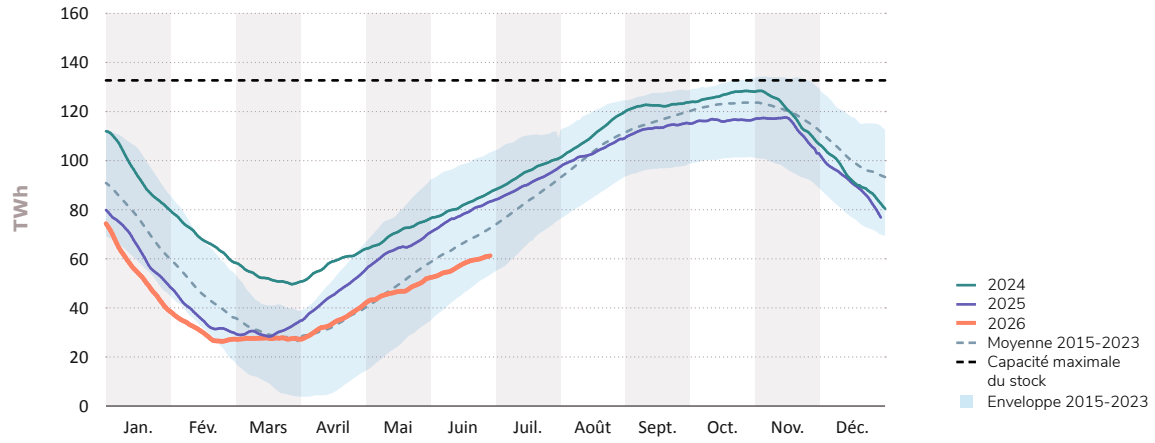


Figure 12 - Évolution du stock de gaz en France[17]



Bien que ces indisponibilités puissent ponctuellement représenter des pertes de puissance importantes, elles n'engendrent pas à ce stade d'inquiétude sur la sécurité d'approvisionnement en électricité sauf à se combiner avec plusieurs aléas sur d'autres composantes du système électrique (restriction des imports, aléas sur le réseau, *cf.* partie 8).

Les stocks hydrauliques, soutenus notamment par des précipitations importantes en début d'année, se situent à un niveau satisfaisant à la fin du premier semestre, dans la moyenne des dernières années à la même période, et ce malgré les épisodes de forte chaleur.

Les stocks de gaz français présentent des niveaux relativement faibles par rapport à l'historique, correspondant au remplissage de 50 % au 1er juillet 2026. Ces niveaux sont comparables au niveau de remplissage global à l'échelle européenne. En particulier, le recours aux centrales à gaz durant l'épisode de canicule de juin n'a eu qu'un impact limité sur le niveau des stocks français. Par ailleurs, la disponibilité des centrales thermiques ne fait pas apparaître de point de vigilance particulier pour l'été.

17. Gas Infrastructure Europe - AGSI

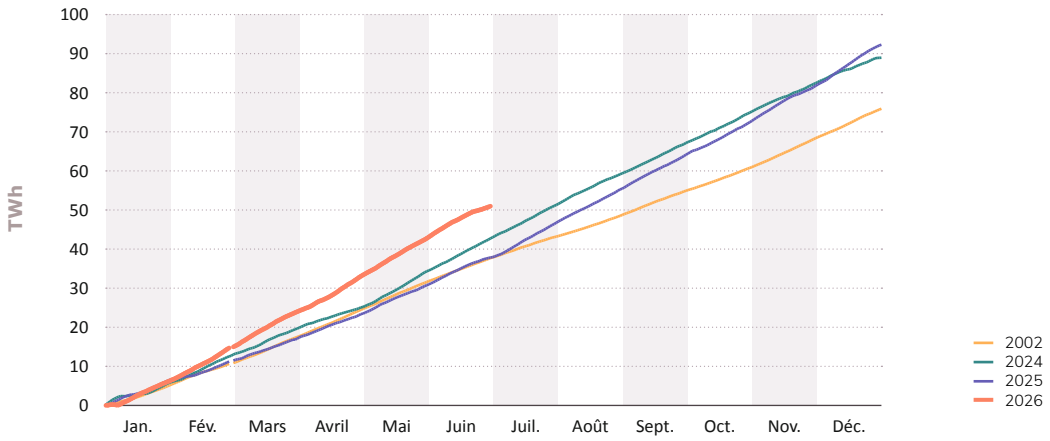
4. Le solde des échanges a été historiquement élevé pour un premier semestre

4.1 Le solde des échanges français a été nettement exportateur vers toutes les frontières (hors Espagne), dans la continuité des deux années précédentes

Le solde net des échanges d'électricité de la France au cours du premier semestre 2026 s'est élevé à 51 TWh dans le sens des exportations. Il s'agit du solde exportateur le plus élevé jamais atteint pour un premier semestre, devant le premier semestre 2024 (43 TWh) et le premier semestre 2025 (38 TWh). La France a en moyenne exporté 11,7 GW vers les pays voisins, ce qui correspond à la production d'environ 12 réacteurs nucléaires.

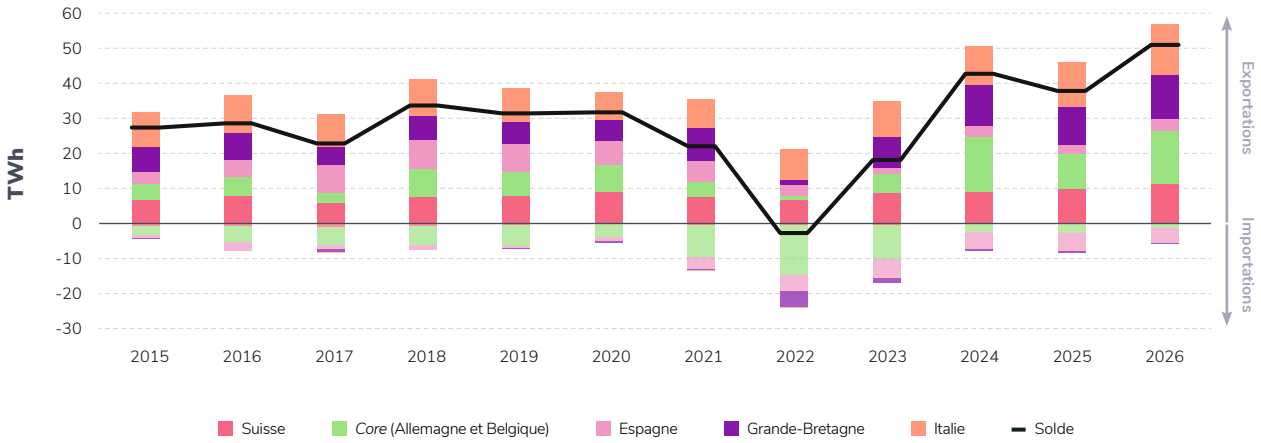
Ce volume d'exportations reflète des fondamentaux similaires à ceux des deux années précédentes, marqués par une production française bas-carbone élevée et très compétitive à l'échelle européenne, et une consommation brute, c'est-à-dire non corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires, stable et en retrait par rapport aux niveaux d'avant-crise[18].

Figure 13 - Solde des échanges cumulé en 2026, comparé à d'autres années caractérisées par des soldes annuels élevés



18. Il est toutefois à rappeler que la consommation corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires, a en revanche légèrement augmenté. La consommation brute est restée stable en raison d'un hiver chaud.

Figure 14 - Échanges annuels d'électricité entre la France et les pays voisins au cours du premier semestre, entre 2015 et 2026



Le solde des échanges a été très exportateur vers toutes les frontières, à l'exception de l'Espagne, où il a été proche de l'équilibre.

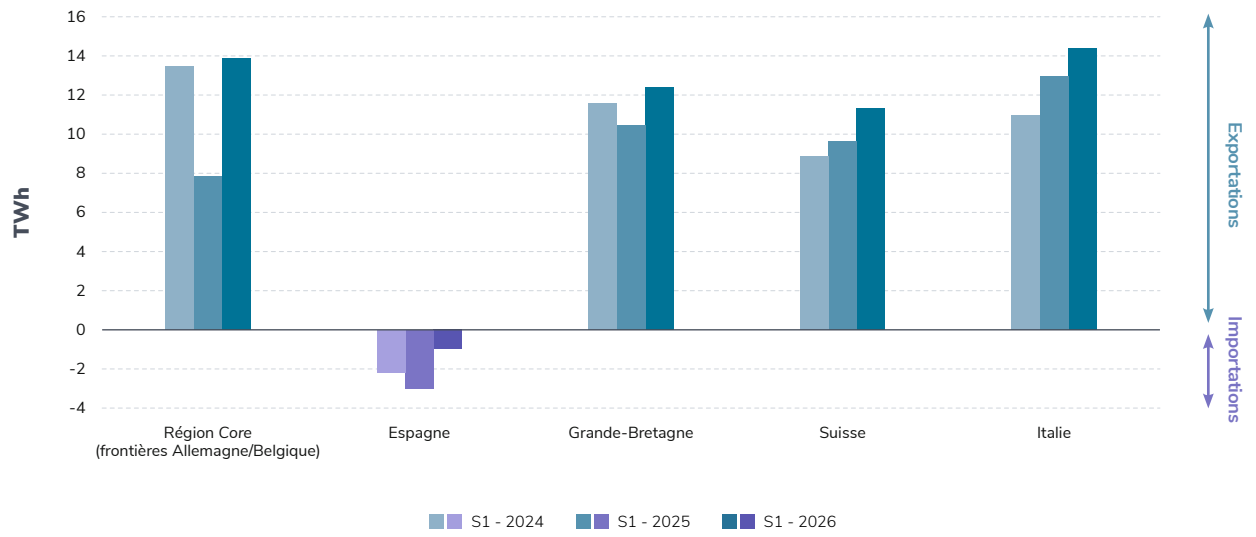
Il s'est élevé à 12,4 TWh avec la Grande-Bretagne, à 11,3 TWh avec la Suisse et à 14,4 TWh avec l'Italie, en légère croissance par rapport au premier semestre 2025 pour ces trois frontières. Sur la frontière avec l'Allemagne et la Belgique (région *Core*), le solde des échanges au premier semestre (13,9 TWh) a retrouvé des niveaux proches de ceux du 1er semestre 2024, après un solde plus bas au 1er semestre 2025 sous l'effet d'importants travaux de maintenance des interconnexions franco-belges. Le solde vis-à-vis de l'Espagne est plus équilibré, du fait de son mix largement décarboné (renouvelable et nucléaire), comme pour le premier semestre des années précédentes. Il a été légèrement importateur, à hauteur de 1 TWh.

Dans l'ensemble, le solde des échanges d'électricité entre la France et les pays voisins a été exportateur net tous les mois. L'Espagne a été le seul pays vis-à-vis duquel les échanges ont été orientés dans le sens des importations au cours du premier trimestre, puis exportateurs dès le mois d'avril. En effet, le prix spot moyen mensuel espagnol a été inférieur au prix français entre janvier et mars.

Au début du mois de janvier, marqué par une période de froid et une consommation élevée, la France s'est trouvée pendant quelques jours en situation d'importation nette depuis les pays voisins, sollicitant ainsi les capacités de production les moins coûteuses (et souvent les moins carbonées) disponibles à l'échelle du système européen interconnecté, ce qui a permis d'éviter la sollicitation de moyens plus coûteux et carbonés en France. Le pays s'est notamment trouvé en position d'imports nets le 6 janvier pendant plus de 21 heures consécutives, avec un maximum de 8 GW d'importations nettes. Il s'agit d'une configuration qui n'était pas apparue depuis mars 2023, tant en durée qu'en niveau de puissance importée. Au total, la France a été importatrice nette pendant 85 heures en janvier.

À compter du mois de février, la France a été en position importatrice nette pendant environ 7 heures seulement, dont 5,5 heures concernées par des prix spot négatifs. Le solde exportateur a atteint des niveaux historiquement hauts, établissant chaque mois un nouveau record par rapport aux années précédentes.

Figure 15 - Comparaison du solde des échanges aux premiers semestres 2024, 2025 et 2026, par frontière (positif si exportateur)

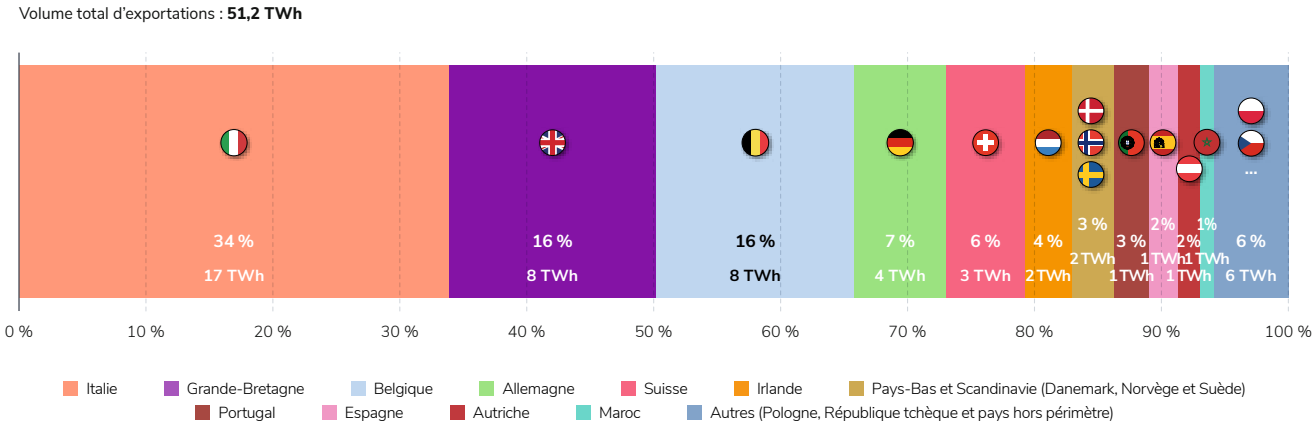


4.2 Un tiers des exportations ont eu pour destination ultime l'Italie

L'analyse à un périmètre plus élargi révèle qu'un tiers des exportations françaises ont eu pour destination ultime l'Italie (34 %, contre 25 % en considérant uniquement les exportations directes) ; suivie par la Grande-Bretagne (16 %, contre 22 % en exportations directes, sachant que 4 % des exportations ont traversé la Grande-Bretagne pour être consommées en Irlande ou en Irlande du Nord) et par la Belgique (16 %). La part des exportations vers la Belgique a augmenté par rapport au premier semestre 2025 (9 %), notamment sous l'effet de la fermeture de trois réacteurs nucléaires en Belgique courant 2025. L'Allemagne et la Suisse ont été respectivement la destination de 7 % et 6 % des exportations françaises, contre respectivement 11 % et 4 % au 1er semestre 2025. La part des exportations vers la Suisse a augmenté sous l'effet de la mise à l'arrêt en mai 2025 de la centrale nucléaire suisse de Gösgen[19], qui couvrait en moyenne 13 % du besoin en électricité de la Suisse.

De façon notable, les exports français vers l'Espagne ont été en grande partie réexportés vers le Portugal, et plus minoritairement vers le Maroc. Ainsi, le Portugal représente 3 % des exportations de la France, contre 2 % pour l'Espagne. Le Portugal, fortement interconnecté avec l'Espagne, dispose notamment de 3,5 GW de stations de pompage-turbinage (STEP), alors que sa consommation dépasse rarement les 10 GW[20]. Cela lui permet de stocker une quantité importante d'énergie peu coûteuse en journée lorsque la production solaire fait baisser les prix, pour la redistribuer quand la production électrique est moins abondante.

Figure 16 - Exportations de la France au périmètre élargi (avec traçage des flux) au cours du premier semestre 2026*

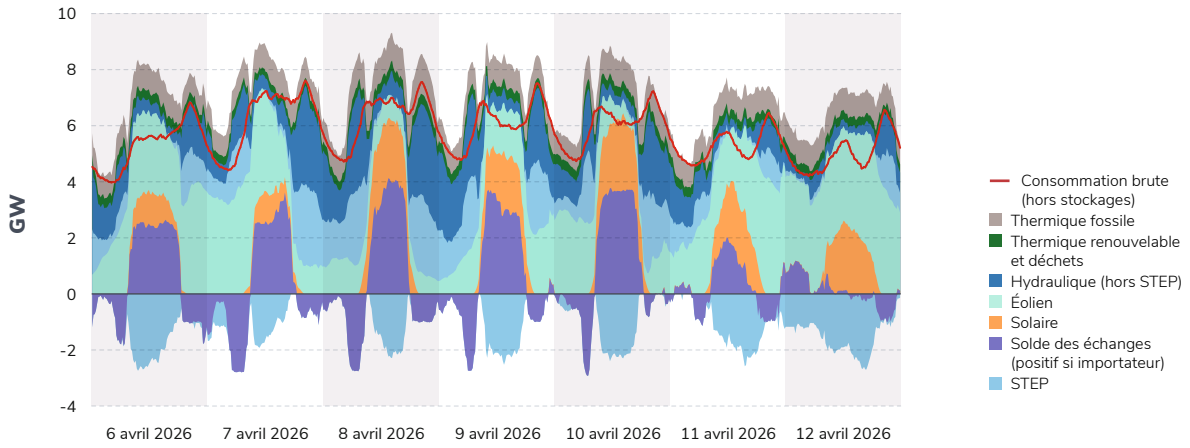


** Exportations reconstituées par RTE sur la base des flux d'échanges commerciaux entre les différents pays européens.*

Données : RTE, ENTSO-E, NESO, REE.

19. L'arrêt est dû à la découverte d'une faiblesse potentielle dans le dimensionnement du système d'alimentation en eau.
20. Electricity - Monthly Balance

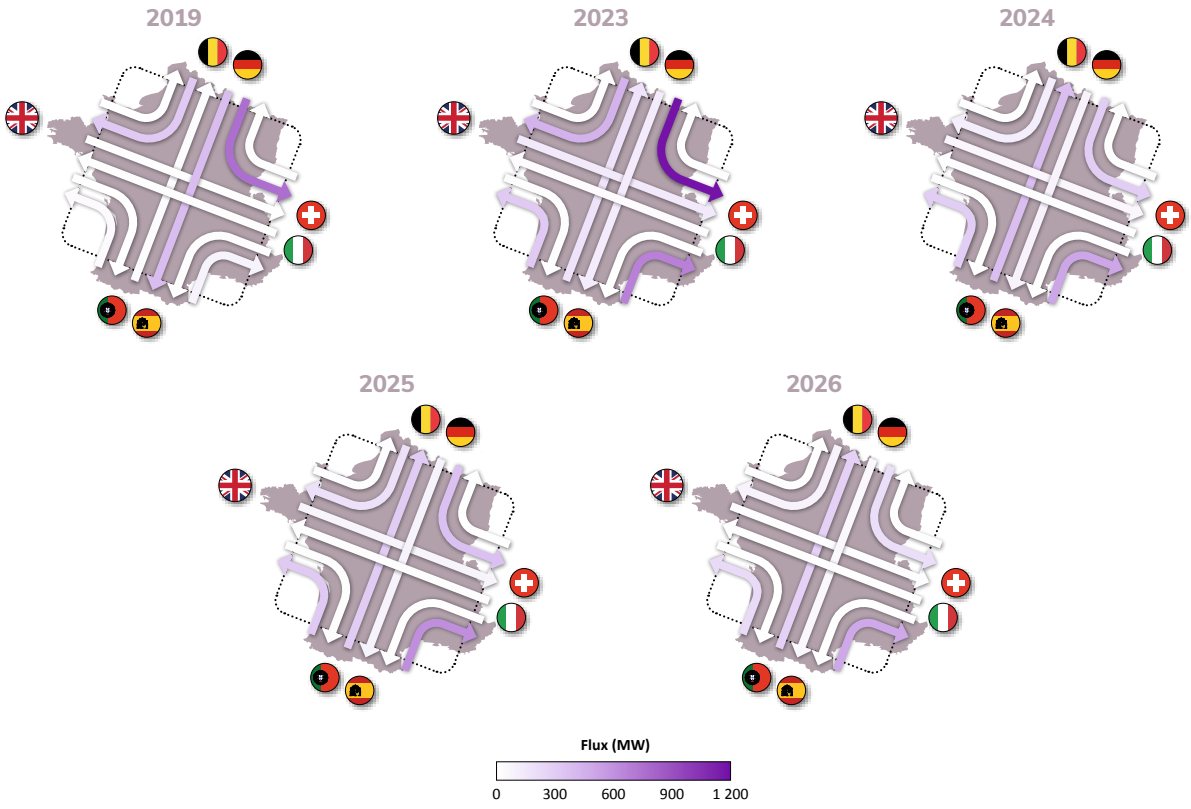
Figure 17 - Production par filière, échanges et stockages au Portugal au cours de la semaine du 6 avril 2026



4.3 Les flux traversants ont diminué par rapport aux années précédentes

Les flux « traversants » désignent des flux en provenance d'une des frontières de la France qui se dirigent directement vers une autre frontière, sans alimenter la consommation française. Au premier semestre 2026 ils ont représenté 5,5 TWh, en diminution par rapport au premier semestre 2025 (8,1 TWh) et au premier semestre 2024 (7,5 TWh), sous l'effet de l'augmentation du volume d'exportations françaises. Comme l'année précédente, ils ont été principalement en provenance d'Espagne (4 TWh) et à destination des autres pays interconnectés (Italie, Suisse, région *Core*, Royaume-Uni), dans des volumes quasi-équivalents. Il s'agit d'une évolution par rapport à la fin de la décennie 2010, où ces flux provenaient principalement de la région *Core* pour se diriger vers l'Italie et la Suisse.

Figure 18 - Flux traversant la France au cours du premier semestre d'une sélection d'années

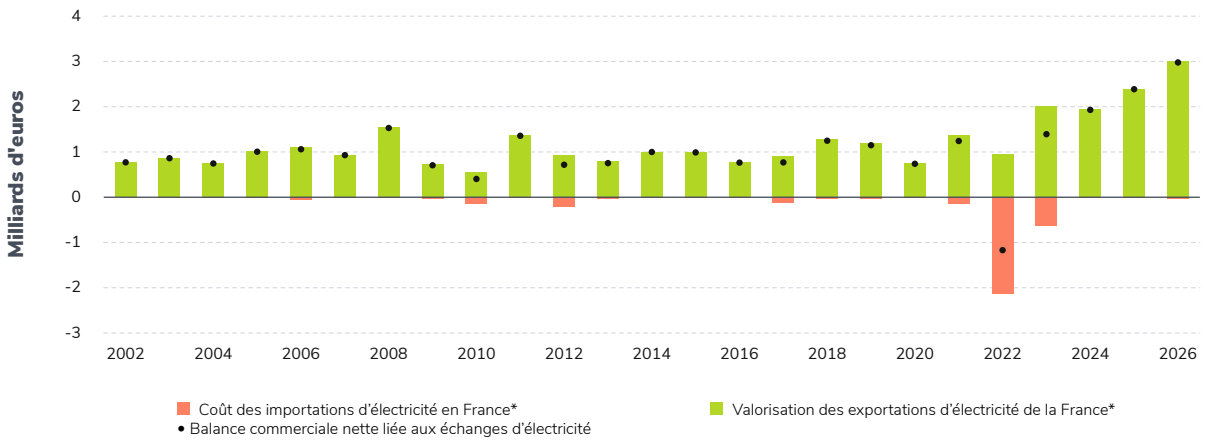


4.4 La valorisation des exportations a poursuivi sa croissance

La valorisation des exportations nettes de la France a atteint environ 3,0 Md€ au 1er semestre 2026 (et de l'ordre de 5,7 Md€ en prenant en compte le prix moyen des pays vers lesquels la France exporte). Cette valorisation, qui contribue à réduire la « facture énergétique » de la France, constitue la valorisation la plus élevée jamais enregistrée pour un premier semestre : elle est supérieure de 0,6 Md€ à celle enregistrée au premier semestre 2025. L'augmentation de la balance nette est portée par l'augmentation des volumes exportés.

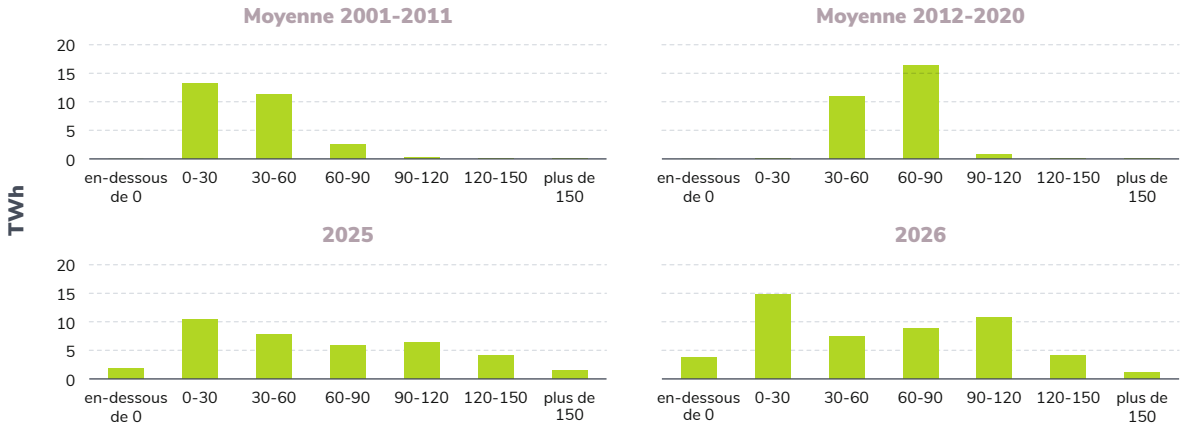
La volatilité accrue des prix spot en 2026 se reflète également dans la distribution des prix auxquels se font les exportations : en effet, les volumes exportés à des prix relativement bas (inférieurs à 30 €/MWh)

Figure 19 - Valorisation des échanges d'électricité entre la France et les pays voisins au premier semestre de chaque année



** valorisées au prix français (méthode utilisée par les douanes)*

Figure 20 - Volumes exportés en fonction de la gamme de prix, au premier semestre de chaque année



ou à des prix élevés (supérieurs à 90 €/MWh) ont plus augmenté que les volumes exportés à des prix intermédiaires.

Le prix moyen du MWh exporté s'est établi à 61,2 €/MWh (en le valorisant au prix spot moyen français), voire 111,6 €/MWh (en le valorisant au prix moyen des pays vers lesquels la France exporte). **Comme en 2025 et 2024, la France n'a pas « bradé » son électricité : elle a exporté presque en permanence sa production compétitive et excédentaire, en bénéficiant d'un écart de prix plus élevé avec la plupart des pays voisins.**

5. Les prix de l'électricité sur les marchés ont légèrement diminué, malgré le contexte international tendu, et présentent une volatilité importante et croissante

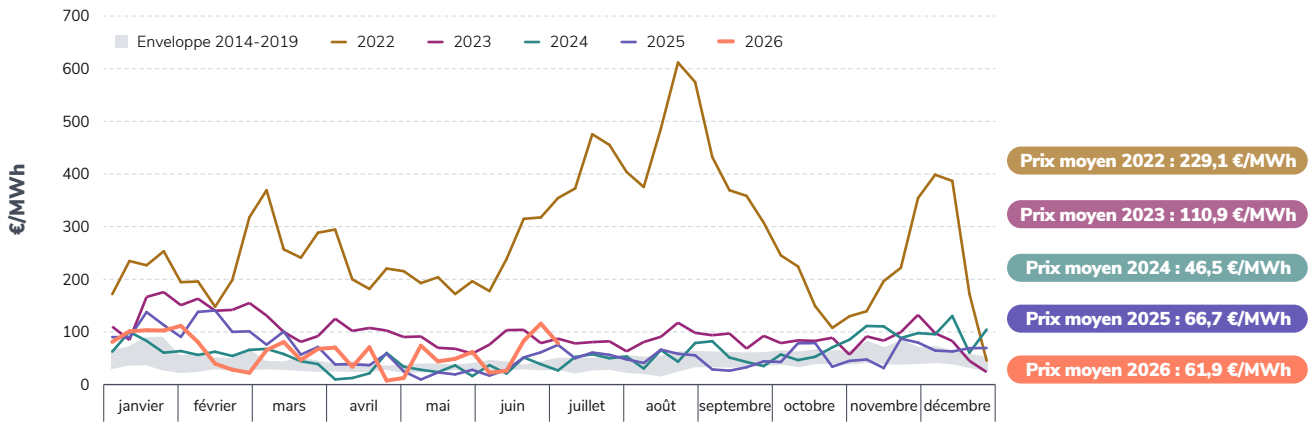
5.1 Les prix spot de l'électricité ont diminué en moyenne et restent très compétitifs par rapport à ceux d'autres pays européens

Les prix spot J-1 de l'électricité ont légèrement diminué au premier semestre 2026 comparé au premier semestre 2025 : le prix français s'est établi en moyenne à 61,9 €/MWh contre 66,7 €/MWh en 2025.

L'écart de prix s'est majoritairement constitué en février, du fait d'un prix particulièrement élevé en février 2025 (122,7 €/MWh) contre 46,0 €/MWh en février 2026. Cet écart s'explique par une consommation brute plus faible en février 2026 (40,1 TWh, contre 42,5 TWh en février 2025), une production éolienne plus élevée (6,5 TWh en février 2026 contre 3,7 TWh en février 2025) et des prix du gaz sensiblement plus faibles qu'à la même période l'année précédente (le prix spot moyen mensuel du gaz a atteint 31,3 €/MWh en février 2026 contre 50,3 €/MWh en février 2025). Le niveau des prix spot du premier semestre reste supérieur à celui de la période 2014-2019 et du premier semestre 2024, mais toujours bien en deçà des niveaux atteints pendant la crise énergétique.

Les prix moyens mensuels sur les marchés infrajournaliers ont suivi la même tendance baissière que le spot. Le prix moyen sur les trois guichets IDA est ainsi passé de 66,5 €/MWh au premier semestre 2025 à 62,3 €/MWh au premier semestre 2026,

Figure 21 - Évolution des prix spot moyens hebdomadaires



Sources des données : EPEX, Nord Pool

tandis que le prix moyen sur le marché continu[21] a reculé de 66,4 €/MWh à 63,5 €/MWh sur la même période. Ils ont évolué au cours du semestre selon un profil similaire à celui du marché spot, avec un pic en janvier 2026. À l'inverse, le mois d'avril a été marqué par les prix moyens mensuels les plus bas sur l'ensemble des guichets IDA, avec un minimum mensuel de 24 €/MWh observé sur le guichet 3.

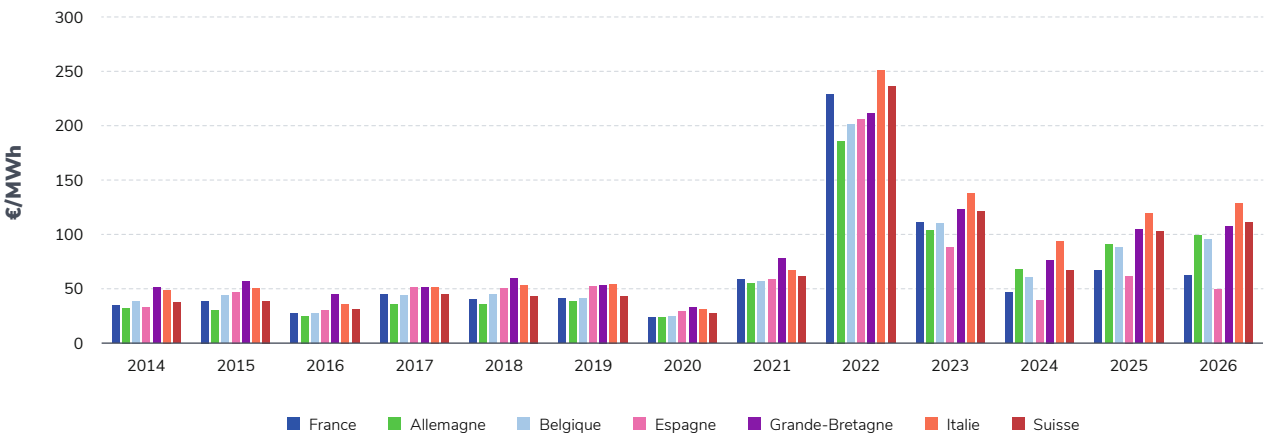
Par rapport aux pays voisins, les prix spot de l'électricité en France ont été globalement très compétitifs : le prix français moyen au cours du premier semestre atteint un écart d'une trentaine d'euros avec le prix moyen allemand (98,7 €/MWh) et belge (95 €/MWh) et plus conséquent encore avec le prix britannique (107 €/MWh soit +45,1 €/MWh), Suisse (111,3 €/MWh soit +49,40 €/MWh) et italien (128,7 €/MWh soit +66,8 €/MWh). Seule l'Espagne, autre pays caractérisé par un mix de production très décarboné (nucléaire et renouvelable)[22], affiche un niveau de prix inférieur au prix français. En effet, son prix a diminué dans des proportions plus importantes que le prix français entre le premier semestre 2025 et le premier semestre 2026 en atteignant 49,8 €/MWh.

Le prix du produit à terme calendaire pour livraison l'année suivante a également diminué par rapport à son niveau de l'année précédente. Il a atteint 54,02 €/MWh en 2026 contre 64,6 €/MWh en 2025, soit un niveau plus compétitif que ceux de tous ses voisins, y compris l'Espagne. Les prix à terme sont bien plus élevés pour l'Allemagne (89,4 €/MWh), la Belgique (84,0 €/MWh), la Grande Bretagne (89,1 €/MWh) et l'Italie (101,2 €/MWh). Seul le prix espagnol affiche un niveau similaire (57,0 €/MWh), qui reste toutefois supérieur au prix français.

Du point de vue des fondamentaux, le conflit au Moyen-Orient a eu pour effet une hausse très marquée des prix des combustibles fossiles, notamment le gaz (32,8 €/MWh avant le début du conflit contre 46,4 €/MWh après soit + 40 %) et le fioul dans une proportion encore plus importante (328 €/t avant le conflit et 500 €/t après, soit + 52 %).

Pour autant, les prix de l'électricité français ont été relativement peu affectés puisque l'abondance de la production décarbonée au printemps a rendu les prix français peu dépendants des prix du gaz, en dehors des périodes de pointe. Ainsi, le prix moyen du produit

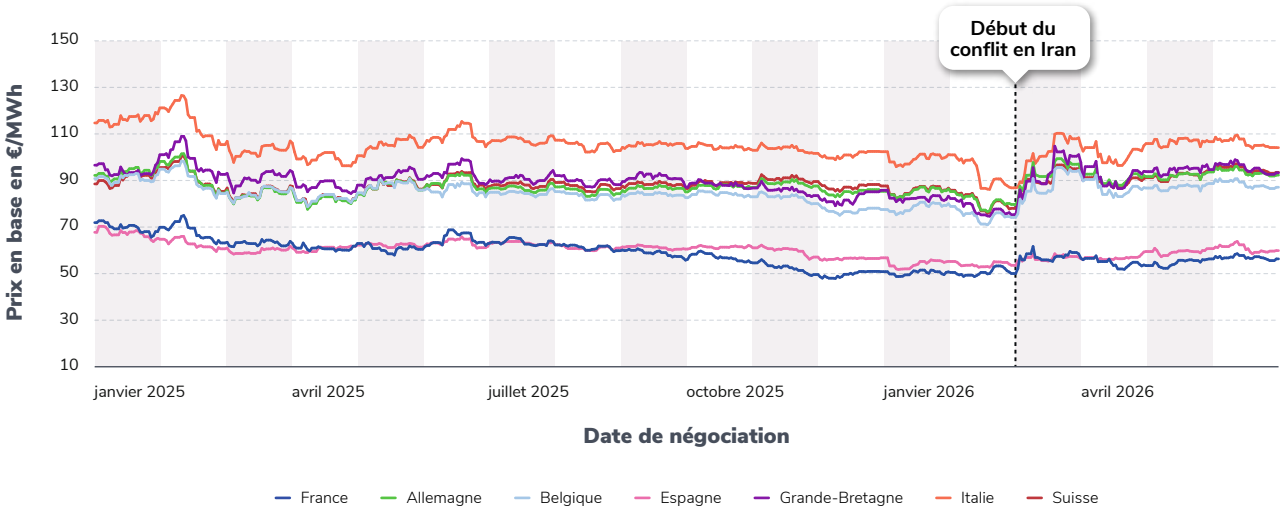
Figure 22 - Prix spot moyens au cours des premiers semestres depuis 2014, pour la France et les pays voisins



Sources des données : EPEX, Nord Pool

21. Le prix moyen sur le marché continu est la moyenne des prix moyens pondérés horaires. Le prix moyen pondéré horaire est obtenu en calculant, sur l'heure observée, la moyenne des prix des transactions effectuées pondérés par les volumes échangés.
22. La part décarbonée (nucléaire et renouvelable) dans le mix espagnol est passée de 66 % en moyenne sur la période 2015-2019, à 78 % en moyenne sur la période 2023-2025.

Figure 23 - Évolution depuis janvier 2025 des prix à terme pour livraison en A+1, pour plusieurs pays européens



Sources des données : EEX Group

calendaire « base » pour l'électricité, pour livraison l'année suivante, n'a que très légèrement augmenté après le début du conflit. Comparativement, les prix du produit calendaire ont augmenté davantage dans la plupart des pays européens et plus spécifiquement chez ceux dont le mix de production est plus dépendant du gaz. L'effet du conflit iranien est plus marqué sur le produit trimestriel base pour livraison au T4 2026, du fait d'une plus forte corrélation attendue par les acteurs entre les prix de l'électricité et ceux du gaz en période hivernale. Le prix du produit T4 a ainsi augmenté en France d'une manière comparable à celle des autres pays après le début du conflit mais reste inférieur en niveau absolu.

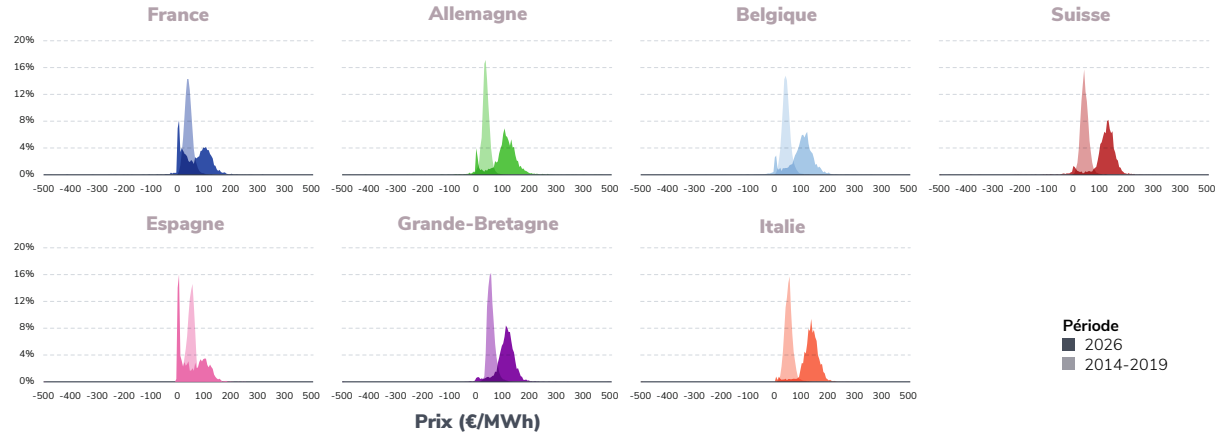
Ces tendances confirment le diagnostic formulé au sein du Bilan prévisionnel 2025. **La compétitivité du mix électrique français qui découle de l'abondance de production bas carbone à faible coût variable offre une protection face aux crises qui affectent les prix des combustibles fossiles et constitue un atout considérable pour décarboner l'économie et accueillir de nouveaux usages (voir la partie *Électrification*).**

5.2 La volatilité accrue reflète la transformation des mix électriques et le contexte international

Au cours des dernières années, l'apparition d'un nombre croissant d'épisodes de prix négatifs s'est accompagnée d'une augmentation des épisodes de prix élevés. La distribution des prix dans plusieurs pays européens conduit ainsi à un nouveau paysage de prix : **la configuration d'avant 2020 dans laquelle la plupart des prix était centrée autour de 40 €/MWh laisse progressivement place à une configuration organisée autour de deux plages de prix, l'une formée de prix nuls ou proches de zéro, l'autre de prix relativement élevés (environ 100 €/MWh).**

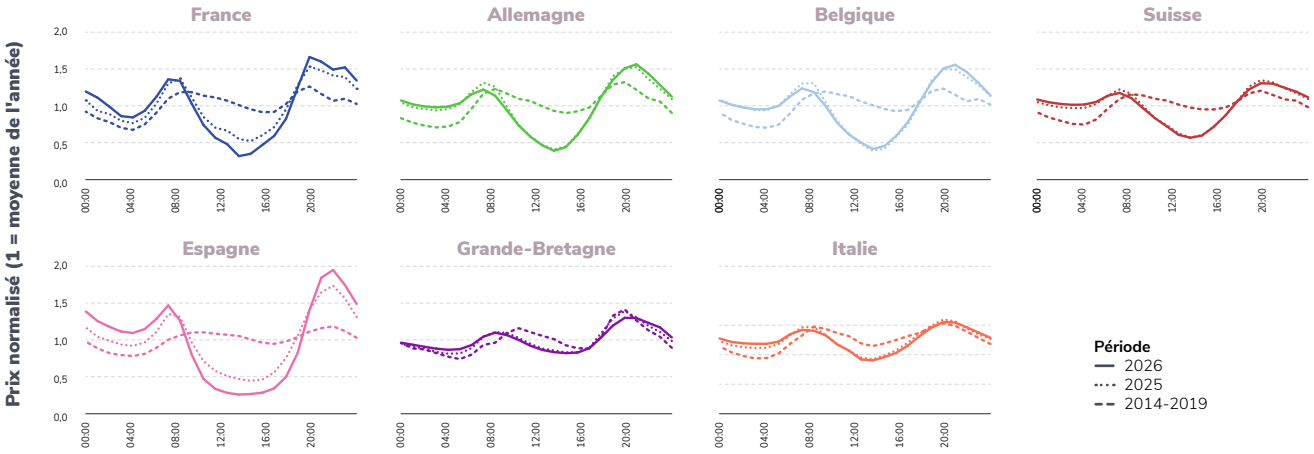
C'est le reflet d'une part du développement de la production renouvelable, particulièrement abondante

Figure 24 - Distribution des prix horaires pendant le premier semestre 2026 et pendant les premiers semestres de 2014 à 2019 en France et dans les pays voisins



Sources des données : EPEX, Nord Pool

Figure 25 - Courbes de prix horaires normalisés, en France et dans les pays voisins



Sources des données : EPEX, Nord Pool

en milieu de journée où se forment des prix nuls et d'autre part du renchérissement du coût de production des capacités recourant à des combustibles fossiles. En France, la distribution des prix observés pendant le 1er semestre 2026 est très similaire à celle observée lors du premier semestre des deux années précédentes. La plage supérieure des prix demeure moins élevée que dans d'autres pays, signe que le prix français est moins souvent déterminé par les moyens fossiles.

La volatilité journalière des prix spot est par ailleurs très importante : en moyenne, l'amplitude journalière s'est établie à 111,3 €/MWh sur le premier semestre 2026 en France, ce qui représente son plus haut niveau en dehors de l'année 2022 (137 €/MWh), et un niveau plus de **trois fois supérieur aux amplitudes observées lors de la période 2010-2020 (en moyenne 33,6 €/MWh).** La déformation de la courbe journalière des prix spot traduit ce phénomène, avec par ailleurs des produits « base » et « peak » sur les marchés à terme qui voient leurs niveaux s'inverser par rapport aux tendances historiques. La moyenne mensuelle des prix spot sur les pas de temps qui correspondent aux produits « base », sur 24 heures, a été supérieure depuis février 2026 à celle des produits « peak », qui reflètent en théorie les périodes de consommation plus élevée (et donc de prix plus élevé), entre 8 h et 20 h du lundi au vendredi.

5.3 Le nombre d'épisodes de prix négatif augmente, avec l'apparition de profondeurs inédites

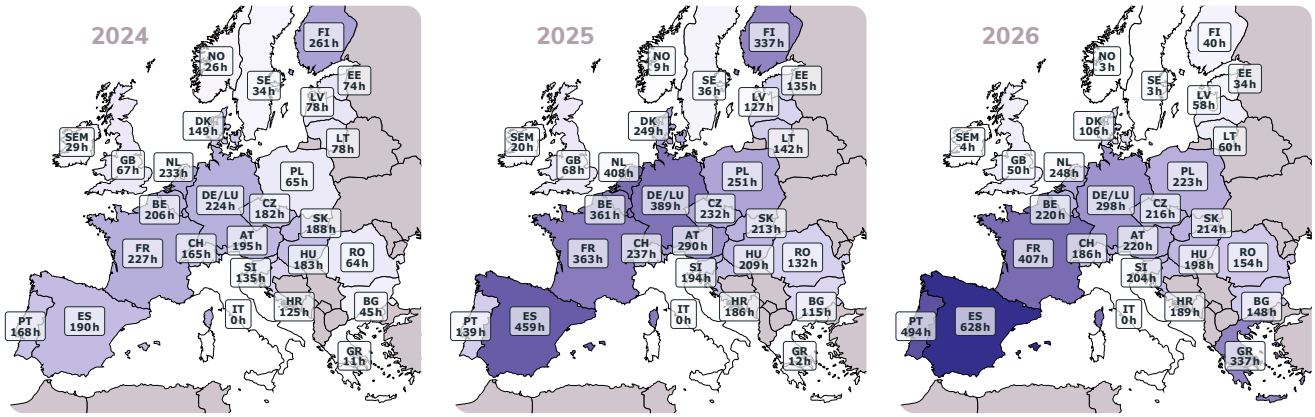
Le nombre d'heures à prix spot moyen négatif a augmenté en France au premier semestre 2026, avec 407 heures concernées (soit environ 10 % du temps), contre 363 heures au premier semestre 2025. À titre de comparaison, l'année 2025 avait totalisé 513 heures à prix négatif.

En Espagne, le nombre d'heures à prix négatif a de nouveau fortement augmenté, atteignant 628 heures au premier semestre 2026 contre 459 au premier semestre 2025. Pour la deuxième année consécutive, elle affiche le plus grand nombre d'heures à prix négatifs au premier semestre parmi les pays voisins de la France.

À l'inverse, le nombre d'heures à prix négatif au premier semestre 2026 a baissé dans les autres pays européens par rapport au premier semestre 2025, passant de 389 à 298 heures en Allemagne, de 402 à 248 heures aux Pays-Bas ou encore de 361 à 220 heures en Belgique.

Les prix fortement négatifs sont également plus fréquents qu'auparavant : si une grande majorité des occurrences restent comprises entre -1 €/MWh et -0,001 €/MWh (64 % des occurrences au premier semestre 2026, contre 58 % au premier semestre 2025), les prix inférieurs à -50 €/MWh comptent pour 8 % des occurrences en 2026 contre seulement 4 % en 2025, ce qui porte le prix moyen des épisodes négatifs à -16,2 €/MWh au premier semestre 2026, alors qu'il était de -7,8 €/MWh au premier semestre 2025.

Figure 26 - Nombre d'heures à prix spot négatif dans différents pays d'Europe, les premiers semestres 2024, 2025 et 2026

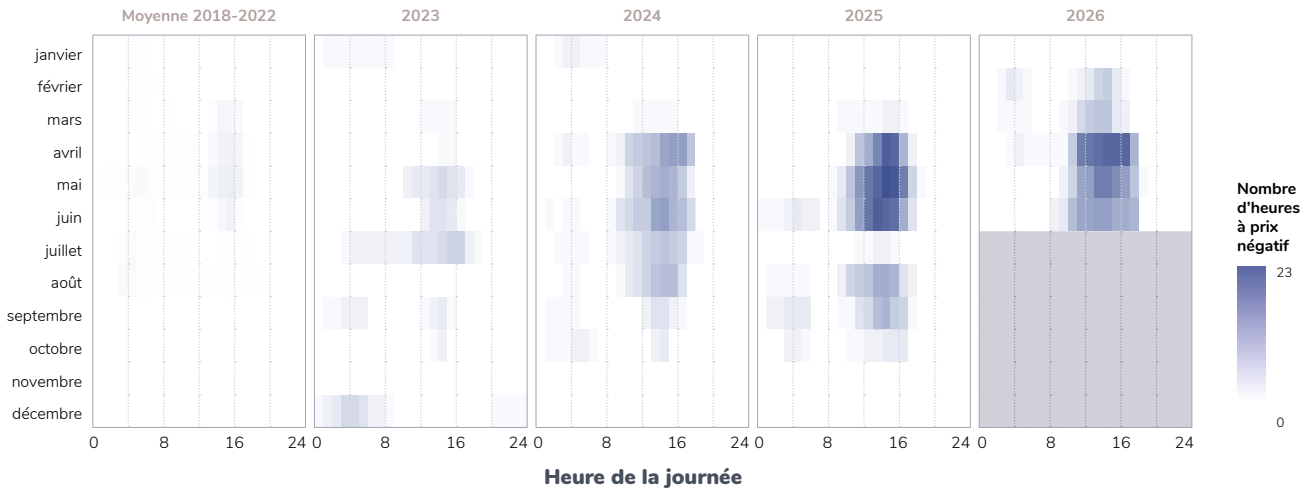


Sources des données : EPEX, Nord Pool

5.4 Les prix négatifs se produisent les après-midis de printemps, même en semaine

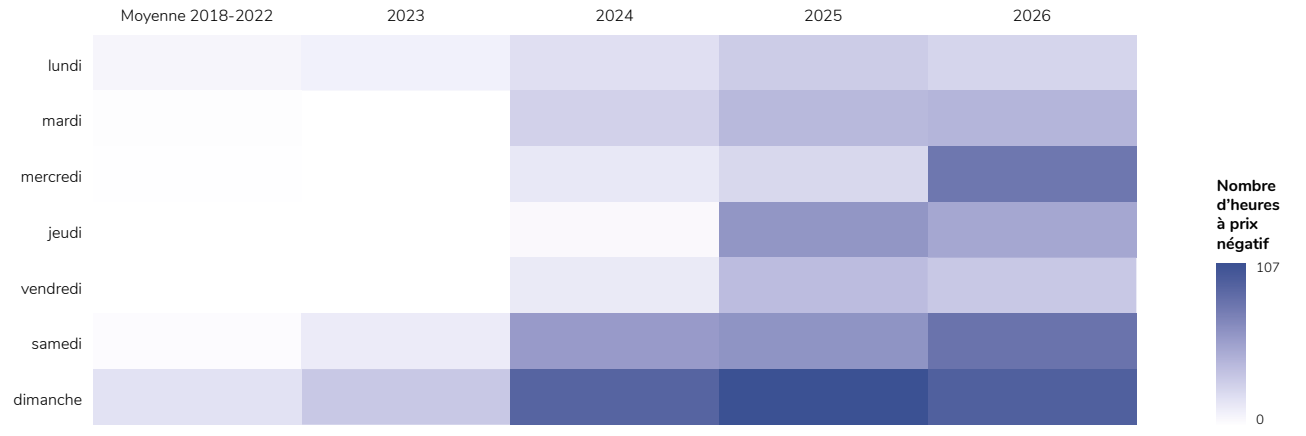
Les épisodes de prix négatifs continuent de se produire principalement au printemps et pendant l'après-midi. Depuis 2024, les épisodes de prix négatifs ne se restreignent pas aux jours de week-end ou aux jours fériés. En effet, au cours du premier semestre 2026, plus de la moitié des jours concernés par des heures à prix moyen négatif étaient des jours ouvrés (38 jours sur 69). Cependant, les épisodes ayant eu lieu en week-end ou lors de jours fériés étaient plus « profonds » (avec des prix plus négatifs) et plus longs, avec un prix moyen de -29,3 €/MWh et une durée moyenne de

Figure 27 - Répartition mensuelle et horaire des prix négatifs au premier semestre en France, entre 2018 et 2026



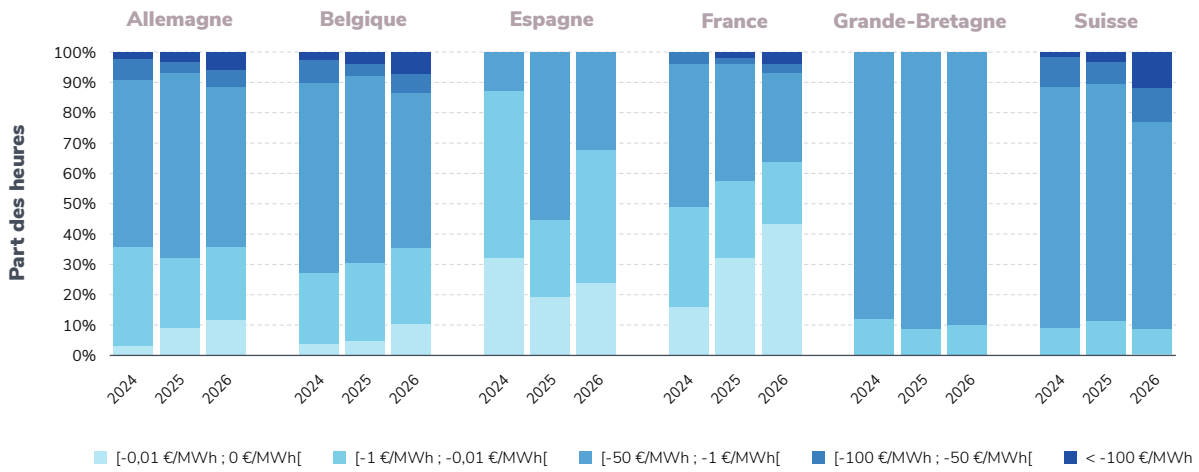
Sources des données : EPEX, Nord Pool

Figure 28 - Répartition hebdomadaire des prix négatifs au premier semestre en France, entre 2018 et 2026



Sources des données : EPEX, Nord Pool

Figure 29 - Répartition des heures à prix négatif selon les plages de prix pendant les premiers semestres de 2024 à 2026



Sources des données : EPEX, Nord Pool

2 h 39 contre -3,4 €/MWh et 1 h 38 pour les épisodes se déroulant lors de jours ouvrés[23].

Si, en général, les moments où les prix sont les plus négatifs sont caractérisés par une consommation résiduelle[24] très faible, le niveau de consommation résiduelle ne suffit pas à expliquer les niveaux de prix extrêmement bas atteints au printemps 2026, notamment les 26 avril et 1er mai, puisque d'autres jours avaient connu des consommations résiduelles plus faibles.

23. Les durées moyennes des épisodes sont calculées à partir des prix spot au pas de temps 15 min. Les mêmes calculs réalisés à partir des moyennes horaires donnent des durées plus longues (respectivement 6 h 30 et 4 h 40), car le moyennage horaire lisse certaines interruptions des épisodes de prix spot négatif qui correspondent à des passages transitoires à des prix positifs ou nuls.
24. Consommation à laquelle on retranche la production renouvelable non pilotable (solaire, éolienne, hydraulique au fil de l'eau).

5.5 Les échanges pendant les épisodes de prix spot négatifs

Au premier semestre 2026, à l'horizon journalier, la position de la France a été exportatrice nette environ 99 % du temps pendant les heures à prix négatif : sur toutes les frontières, le solde était le plus souvent exportateur. La France a donc été en position importatrice pendant environ 1 % du temps lors des prix spot négatifs du premier semestre 2026, contre 16,5 % du temps au premier semestre 2025.

La France a « exporté » ses prix négatifs vers tous ses voisins durant environ 29 % du temps (contre 15 % au cours du 1er semestre 2025) et a « importé » durant environ 35 % du temps des prix faiblement négatifs depuis la péninsule ibérique (Espagne, Portugal), souvent pour les « réexporter » vers les autres frontières. Lors de ces situations d'importations depuis l'Espagne, l'écart entre le prix espagnol et le prix français s'est révélé soit très faible (inférieur à 1€/MWh dans la plupart des cas), soit nul, et cette situation coïncide la majeure partie du temps avec un prix spot français très faiblement négatif (inférieur à -0,2 €/MWh). Il est intéressant de noter qu'en revanche les épisodes de prix très négatifs en France s'accompagnent systématiquement d'exportations vers la frontière espagnole (dont le prix minimal n'a jamais été inférieur à -10 €/MWh).

Le reste du temps (36 % du temps), les prix négatifs ont été « importés » depuis l'une des autres frontières (Suisse, Grande-Bretagne, Allemagne et Belgique), à l'exception de l'Italie, dont les règles de marché ne prévoient pas de prix négatifs. Même dans ces cas, ils ont été fréquemment « réexportés ».

5.6 Focus sur les prix très négatifs du 26 avril et du premier mai 2026

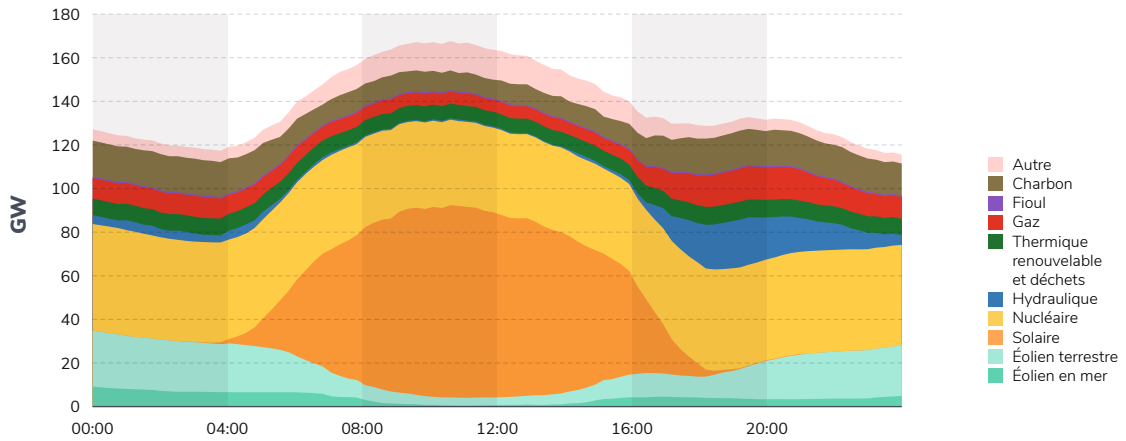
En France, le prix spot a atteint des niveaux négatifs inédits les 26 avril et 1er mai 2026, respectivement –478,8 €/MWh et –498,7 €/MWh au plus bas sur la journée. Ces prix extrêmement bas ont été partagés au même moment par neuf autres pays en Europe (Autriche, Belgique, Allemagne, Pays-Bas, Slovaquie, Slovénie, Pologne, Hongrie, République Tchèque).

Il convient de rappeler que les volumes échangés sur le marché spot ne couvrent en réalité qu'une partie de la consommation et de la production de chaque pays. En France, par exemple, les volumes échangés sur le spot représentent annuellement environ un tiers de la consommation française. Une variation relativement faible dans les volumes échangés peut donc entraîner des conséquences importantes sur la fixation du prix en général et des prix négatifs en particulier. L'analyse des courbes agrégées d'offre et de demande[25] du 1er mai à 13 h 30 montre ainsi qu'en « décalant » une des courbes d'environ 2,4 GW sur le pas de temps d'un quart d'heure concerné[26], le prix aurait pu devenir très faiblement négatif (aux alentours de – 1€/MWh). Il aurait fallu un décalage d'environ 8 GW pour que le prix devienne positif.

Cela souligne l'importance du développement de leviers de flexibilité, à la fois concernant la production et la consommation, pour optimiser l'utilisation de la production bas-carbone et favoriser l'exploitation du système électrique sur le plan technique (voir également les parties suivantes).

L'analyse des fondamentaux[27] au cours de ces deux journées montre que la consommation agrégée des dix pays concernés était légèrement supérieure (en moyenne +1,2 GW le 26 avril et +4 GW le 1er mai sur l'ensemble de la journée et +4,7 GW et +4,5 GW lorsque le prix spot était négatif) les 26 avril et 1er mai 2026 par rapport à des journées comparables en 2025 (27 avril 2025, qui était également un dimanche où le prix a atteint des valeurs négatives[28], et 1er mai

Figure 30 - Production par filière (cumulée, au pas de temps 15 min) le 1er mai 2026 pour les dix pays européens concernés par des prix très négatifs ce jour-là



Données en temps réel, source ENTSO-E

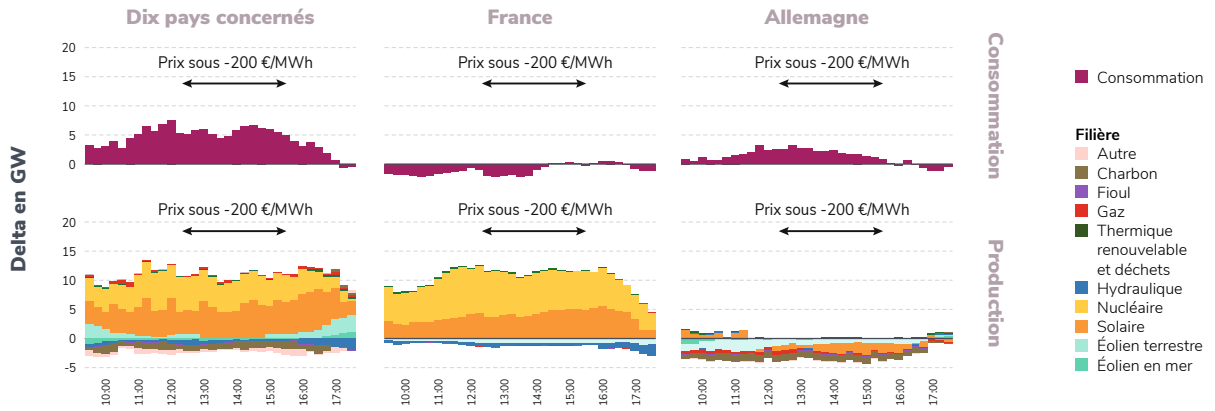
25. Sur la base des données EPEX spot.
26. À comparer aux 24 GW échangés sur ce pas de temps.
27. Les données utilisées dans cette partie sont les données en temps réel mises à disposition par l'ENTSOE pour les différents pays. Pour la France, par cohérence, les données en temps réel sont également utilisées.
28. -57 €/MWh à 14 h en France, -130 €/MWh à 13 h en Allemagne.

2025), ce qui a théoriquement un effet haussier sur les prix toutes choses étant égales par ailleurs.

Dans ces dix pays, les niveaux de production étaient également supérieurs, de manière plus nette : +13 GW en moyenne le 1er mai pendant les périodes de prix négatif, avec en particulier une production nucléaire plus importante en France. En France, le 1er mai 2026 à 13 h 30, au moment du record de prix négatif, les productions solaire et éolienne ont atteint des niveaux légèrement inférieurs (-0,1 GW et -0,6 GW respectivement) à celles du 1er mai 2025, alors que la production nucléaire était environ 10 GW supérieure. En Allemagne, la production solaire à 13 h 30 était légèrement supérieure (+0,5 GW) à la production solaire à la même heure l'année passée, tout comme la production éolienne (+0,9 GW).

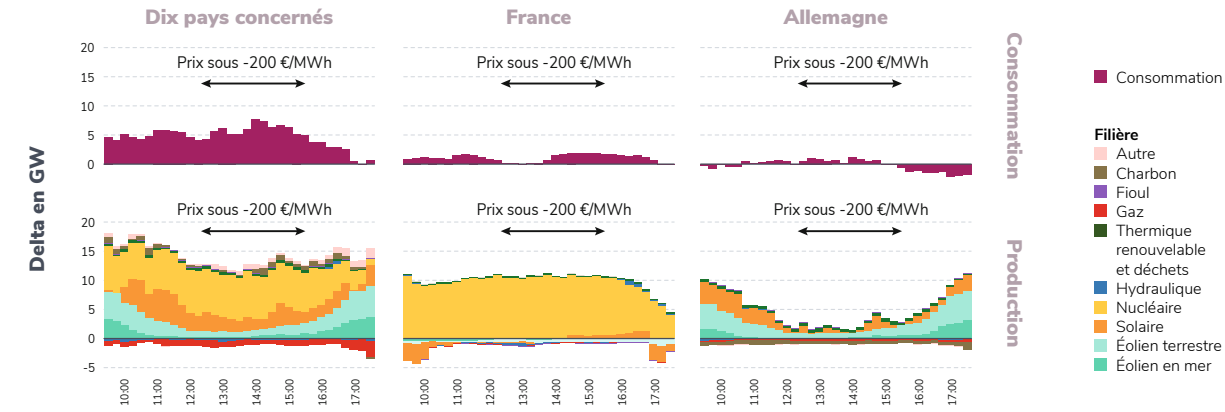
Dans l'ensemble, les périodes de prix fortement négatifs traduisent l'existence d'un socle incompressible de production nucléaire, renouvelable et dans une moindre mesure thermique, en France et

Figure 31 - Écarts de consommation (en haut) et de production (en bas) entre le dimanche 26 avril 2026 et le dimanche 27 avril 2025, pour les dix pays concernés par les prix très négatifs, la France et l'Allemagne



Données en temps réel, source ENTSO-E

Figure 32 - Écarts de consommation (en haut) et de production (en bas) entre le 1er mai 2026 et le 1er mai 2025, pour les dix pays concernés par les prix très négatifs, la France et l'Allemagne



Données en temps réel, source ENTSO-E

en Europe, dont la production peut difficilement être arrêtée dans ces périodes. Ce socle incompressible comprend :

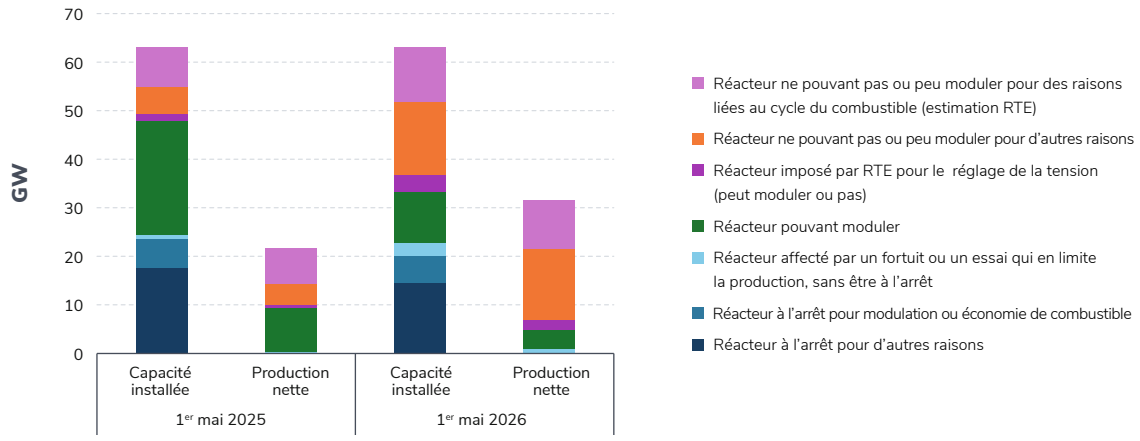
- **des centrales nucléaires qui ne peuvent moduler pour des raisons liées au cycle du combustible ou à différentes contraintes techniques sur l'exploitation des réacteurs ;**
- **des centrales thermiques qui peuvent également être nécessaires, dans certains pays européens, pour l'exploitation du système ;**
- **des installations renouvelables qui ne sont pas incitées ni contraintes de moduler leur production (anciens contrats d'obligation d'achat, installations diffuses raccordées en basse tension, etc.).**

Ces situations mettent à nouveau en évidence l'importance d'avoir la faculté de baisser suffisamment la production bas-carbone dans ces périodes de « creux », notamment en ayant la possibilité de moduler à la baisse des installations renouvelables de puissance inférieure à 10 MW, techniquement aptes à moduler mais qui ne sont, dans plusieurs pays, pas incitées à le faire. Ce défi concerne à la fois à la France ainsi que les autres pays qui développent rapidement les énergies renouvelables, notamment le solaire diffus : **l'analyse montre que selon les pays, les comportements des parcs renouvelables en situation de prix négatif peuvent fortement varier. Il n'y a pas de doute que développer ce levier sera utile, partout en Europe, pour gérer les situations d'exploitation du type de celles rencontrées lors des grands week-ends de mai.**

Le niveau de production du parc nucléaire français était plus haut le 1er mai 2026 que le 1er mai 2025 ; ceci est lié au fait que le parc nucléaire avait ce jour-là relativement moins de possibilités de moduler sa production à la baisse que l'année précédente à la même date.

En général, pendant les heures où les prix sont très négatifs (inférieurs à -100 €/MWh), la puissance du parc nucléaire est abaissée jusqu'à devenir très proche de la puissance minimale technique du parc, telle que déclarée par l'exploitant[29]. Lors des week-ends de fin avril et début mai 2026, la puissance minimale technique était toutefois plus élevée qu'au printemps précédent, ce qui réduit les possibilités de modulation. En particulier, elle était d'environ 31 GW

Figure 33 - Représentation de la contribution des réacteurs à la production constatée à 13 h les 1er mai 2025 et 2026 en fonction de leur capacité technique de modulation à la baisse



29. Calculé comme la somme des puissances minimales déclarées au titre de REMIT (« chroniques Pmin ») pour chacun des réacteurs, ou de la production nette à défaut de déclaration. C'est ce que l'exploitant appelle la « Puissance du Minimum Technique Courant ». Ce minimum technique varie entre 25 % et 100 % de la puissance nominale du réacteur en fonction de contraintes techniques, notamment l'avancement dans le cycle du combustible.

le 1er mai 2026 en milieu de journée contre 19 GW le 1er mai 2025. Cela s'explique d'une part par un plus grand nombre de réacteurs ayant des capacités de modulation limitées, et d'autre part par un plus petit nombre de réacteurs à l'arrêt. En conséquence, la production le 1er mai 2026 en milieu de journée (32,0 GW en moyenne entre 12 h et 16 h) était très proche du minimum technique, et nettement plus élevée que la production du 1er mai 2025 (21,6 GW), qui était aussi assez proche du minimum technique ce jour-là. **L'effet lié aux impositions de groupe requises par RTE pour assurer le réglage de tension n'explique qu'une faible part de cet écart sur la production du parc nucléaire ce jour-là (moins de 2 GW sur les environ 10 GW d'écart).**

Concernant les échanges d'électricité avec les pays voisins, la France a été très exportatrice lors des épisodes de prix très négatifs du printemps 2026. Le profil des échanges français les 26 avril et 1er mai 2026 est très différent de celui de la même période de l'année 2025. En effet, le solde était très exportateur en milieu de journée pendant ces deux jours, alors qu'il avait été importateur le 27 avril 2025 et proche de l'équilibre le 1er mai 2025 (en prenant en compte tous les échanges, J-1 et infra-journaliers).

En considérant uniquement les échanges commerciaux jusqu'en J-1, la France aurait été exportatrice en moyenne à hauteur de 1 GW vers la région *Core* (frontières avec l'Allemagne et la Belgique) le 26 avril 2026 en milieu de journée ; le 1er mai 2026, elle aurait été théoriquement importatrice de 1,8 GW depuis ces frontières et exportatrice vers les autres frontières. Cette situation contraste avec celle de 2025, où la France importait plus de 6 GW sur les mêmes créneaux horaires les 27 avril et 1er mai.

Ainsi, même si la production, en particulier renouvelable, est restée importante dans les pays voisins sur les week-ends concernés par les périodes de prix fortement négatifs au printemps 2026, ces périodes ne correspondent pas spécifiquement à des situations d'« importations » de prix négatifs depuis d'autres pays.

6. Un parc nucléaire dont la disponibilité continue de progresser et qui a moins modulé

6.1 Le parc nucléaire a moins modulé qu'au premier semestre 2025

Au cours du premier semestre 2026, la modulation du parc nucléaire a représenté de l'ordre d'une dizaine de TWh, en baisse par rapport à la même période en 2025 où elle avait atteint près de 20 TWh. Cette diminution est principalement portée par la diminution des arrêts et dans une moindre mesure par les baisses temporaires de puissance de production[30].

La faculté de modulation du parc nucléaire peut notamment s'observer au travers de l'indicateur de « puissance du minimum technique courant » qui représente la puissance minimale qui peut être atteinte par le parc en fonctionnement dans des conditions normales, hors contraintes exceptionnelles sur l'équilibre offre-demande. Ce minimum évolue au cours de l'année, en fonction du nombre de réacteurs couplés au réseau et des contraintes techniques pesant sur chacun des réacteurs (par exemple, un réacteur en fin de cycle combustible est moins flexible et présente en conséquence un minimum technique courant supérieur à celui d'un réacteur en milieu de cycle). Cette puissance minimale du parc est généralement plus élevée à l'hiver qu'à l'été, du fait d'un nombre de réacteurs en fonctionnement plus élevé ; elle est aussi plus élevée les jours ouvrés que les week-ends ou les jours fériés, puisque la consommation est plus faible sur ces derniers, ce qui conduit à une priorisation du placement des capacités de modulation sur ces périodes. Lorsque la puissance du minimum technique courant est élevée, les marges de modulations à la baisse sont généralement réduites.

Au premier semestre 2026, le minimum technique courant du parc, c'est-à-dire la puissance minimale qui peut être atteinte par le parc en fonctionnement dans des conditions normales, a légèrement crû par rapport à celui de l'année 2025 (+4,0 GW soit +12 %), ce qui a réduit les possibilités de modulation tout en s'établissant à un niveau proche de ceux constatées sur la période 2016-2026. Le minimum technique courant a ainsi été de 36,6 GW en moyenne entre janvier et juin 2026, alors que la production moyenne sur la même période a été de 43,7 GW. L'écart entre 2025 et 2026 a été plus élevé pendant la dernière semaine d'avril et la première semaine de mai, quand le niveau moyen du minimum technique du parc a été supérieur de 8,8 GW par rapport à celui atteint l'année précédente.

30. L'estimation par RTE des volumes de modulation comporte une incertitude. Elle se fonde sur les informations mises à disposition sur la plateforme Transparence par EDF (règlement REMIT), sur l'analyse du comportement des réacteurs et sur la comparaison avec les valeurs historiques publiées par la CRE. Elle inclut les volumes de modulation liés à l'équilibrage du système (mécanisme d'ajustement et services système), qui représentent historiquement et à titre indicatif environ un quart des volumes totaux de modulation.

6.2 Les demandes de maintien en production de certains réacteurs formulées par RTE pour le réglage de la tension n'ont joué qu'un rôle marginal dans le niveau de flexibilité du parc nucléaire

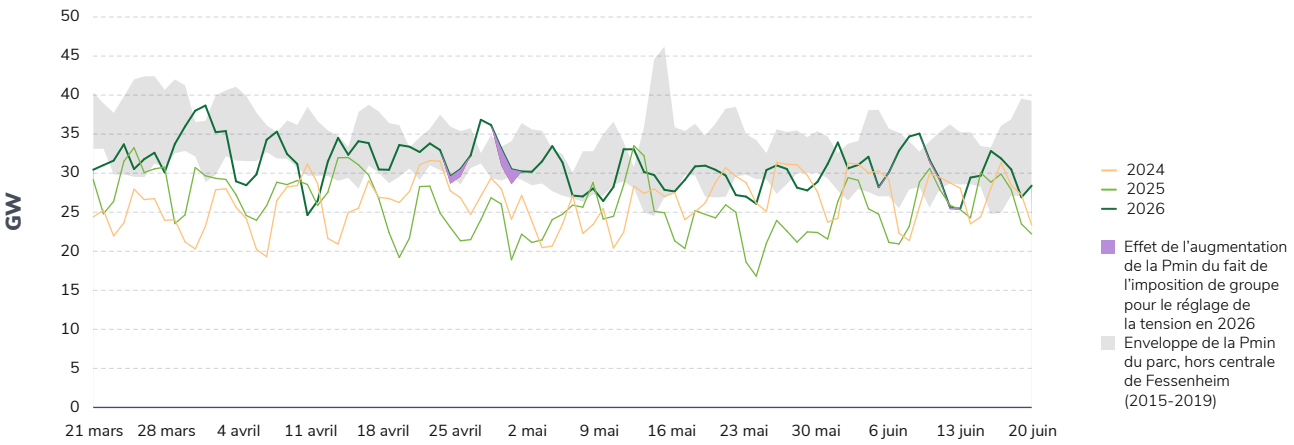
Les contrats passés par RTE pour des besoins de réglage de tension ont joué un rôle limité sur les capacités de modulation du parc nucléaire.

En effet, la très grande majorité des demandes de maintien en production émises par RTE au printemps concernaient des réacteurs que EDF avait déjà prévu de maintenir en fonctionnement. Les groupes « effectivement imposés » se limitent aux seuls groupes que l'exploitant n'a pas prévu de maintenir en fonctionnement. Seuls les groupes « effectivement imposés » sont rémunérés par RTE dans les termes définis par la Commission de régulation de l'énergie.

Au premier semestre 2026, seulement 11 jours, dont cinq au cours de la période du 25 avril au 2 mai et six au cours de la période du 6 au 14 juin, ont été concernés par une imposition effective de RTE pour répondre à des besoins de réglage de la tension ; le nombre des réacteurs concernés était par ailleurs très limité (entre un et trois).

Pour gérer la tension, les réacteurs peuvent produire à puissance minimale (s'ils ont la capacité de moduler sur les périodes concernées). C'est par exemple le cas au cours de la période allant du 6 au 13 juin. Par ailleurs, si le fonctionnement d'un réacteur est imposé alors que l'exploitant avait prévu de l'arrêter et qu'il ne peut le laisser à la puissance minimale, alors l'exploitant est amené à arrêter ou faire moduler un autre réacteur pour assurer l'équilibre de son périmètre au titre des marchés de l'énergie. La gestion de la tension n'a alors qu'un effet limité sur la production du parc nucléaire, *in fine*, et majoritairement un impact géographique

Figure 34 - Évolution au cours du printemps pour un échantillon d'années de la puissance minimale journalière du « minimum technique courant » (Pmin) du parc nucléaire français*



* *Lorsqu'il n'y a pas de valeur déclarée par l'exploitant pour le «minimum technique courant» d'un réacteur, c'est la puissance produite qui est retenue.*

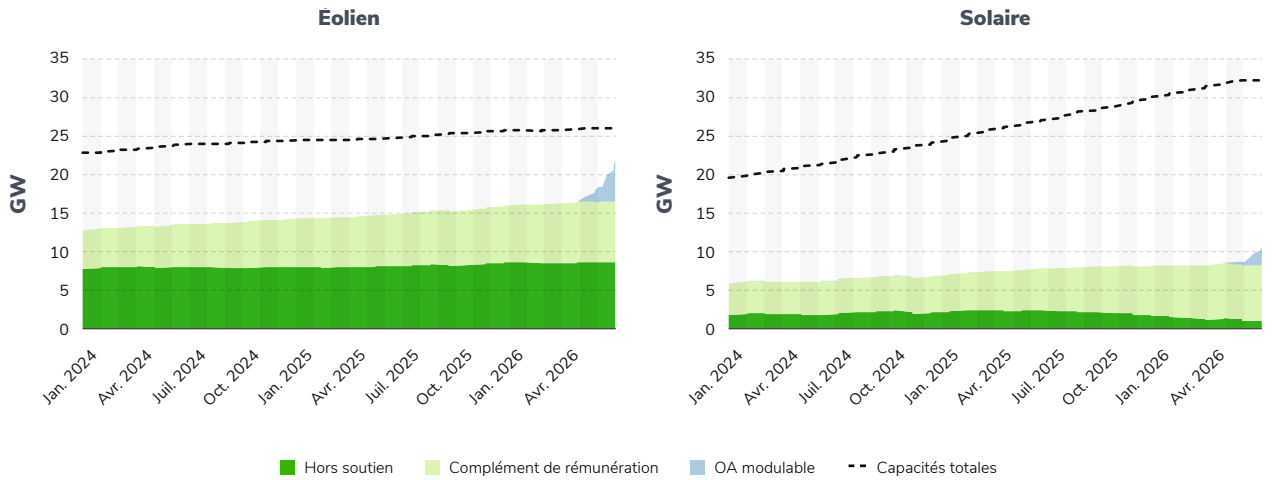
7. Les capacités solaires et éoliennes contribuent de manière croissante à la flexibilité du système

7.1 Davantage de capacités solaires et éoliennes sont désormais susceptibles de moduler leur production en fonction des conditions économiques

La formation de prix spot négatifs résulte de l'anticipation d'une production excédentaire par rapport aux prévisions de consommation et d'exportations nettes. L'occurrence de prix négatifs constitue alors un signal économique incitant l'ensemble des producteurs qui en ont la capacité technique (et dont la rémunération dépend de ces prix) à réduire ou arrêter leur production.

Historiquement, seule une partie des capacités de production d'électricité d'origine renouvelable était incitée économiquement à moduler sa production en fonction des prix de marché. Il s'agissait des installations sans dispositif de soutien public et celles bénéficiant du cadre du complément de rémunération, qui constitue actuellement la modalité privilégiée de soutien des nouvelles installations de production renouvelable. En revanche, la rémunération des installations soutenues par des contrats d'obligation d'achat était indépendante des conditions de marché : ces installations n'avaient donc pas d'incitation à s'arrêter ou à diminuer leur production lors d'épisodes de prix négatifs.

Figure 35 - Évolution des capacités éoliennes et solaires susceptibles de moduler leur production selon les conditions de marché



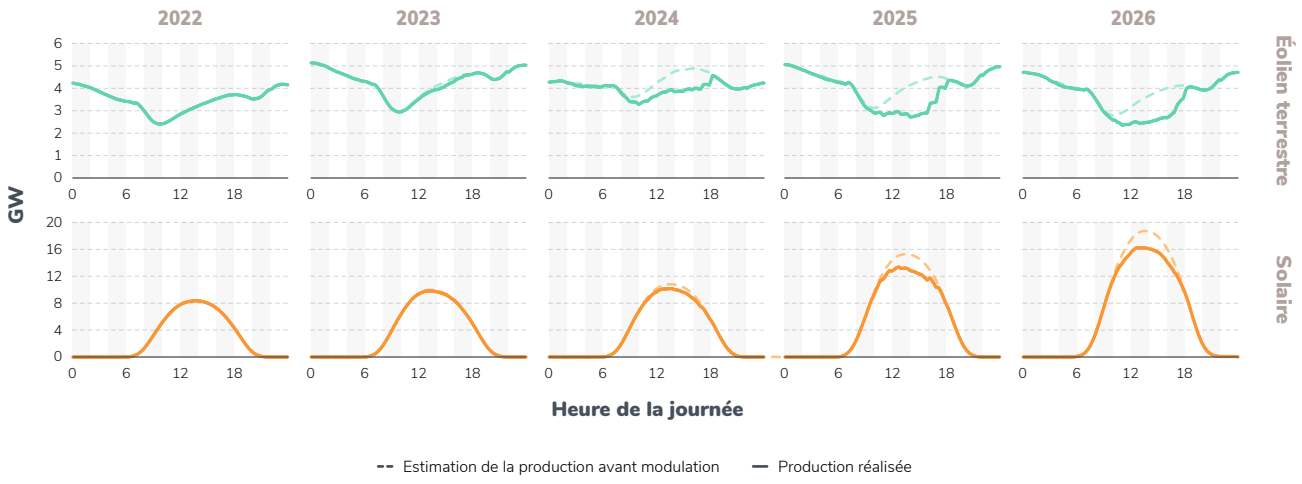
La loi de finances 2025 et son arrêté d'application de décembre 2025 ont introduit une incitation pour ces producteurs à arrêter ou limiter leur production à la demande de l'acheteur obligé, dans le but de limiter les charges liées au service public de l'énergie. Dans ce cadre, depuis mi-avril 2026, EDF OA, qui est le principal acheteur obligé en France, dispose de la possibilité de solliciter l'arrêt ou la limitation de parcs sous obligation d'achat lors des épisodes de prix négatif. Les capacités concernées par ces demandes ont progressivement augmenté jusqu'à représenter de l'ordre de 7,4 GW en juin 2026 (dont 5,1 GW d'éolien et 2,3 GW de solaire).

7.2 Lors des épisodes de prix négatifs, les modulations à la baisse de la production des filières solaire et éolienne ont sensiblement augmenté

Sur les six premiers mois de 2026, les volumes de modulation de la production renouvelable pendant les périodes de prix spot négatifs ont nettement augmenté, atteignant 2,5 TWh, dont 1,4 TWh de solaire, 1 TWh d'éolien terrestre et 0,1 TWh d'éolien en mer. Cela représente 6 % du productible solaire, et 4 % du productible éolien terrestre[31]. Le volume de modulation avait représenté 1 TWh au premier semestre 2024 (pour l'éolien et le solaire combinés) et 1,9 TWh au premier semestre 2025. Cette augmentation s'explique par celle du nombre d'épisodes de prix spot négatifs, la croissance du parc solaire et, dans une moindre mesure, éolien, ainsi que par l'augmentation de la part des parcs renouvelables susceptibles de moduler leur production lors des épisodes de prix spot négatifs.

Les puissances moyennes de modulation éolienne et solaire en cas de prix spot négatifs se sont élevées à 5,6 GW au cours du premier semestre 2026, contre 4,8 GW au premier semestre 2025 et 4,3 GW au premier semestre 2024.

Figure 36 - Évolution du profil journalier moyen de production de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque entre avril et juin, avec et sans modulation en cas de prix spot négatifs, de 2022 à 2026



31. C'est-à-dire la production totale qui aurait été réalisée sans modulation pour prix spot négatif.

7.3 Les capacités éoliennes et solaires dont la production peut être ajustée par RTE pour garantir la sûreté du système électrique ont quadruplé

Pour garantir la sûreté de fonctionnement du système électrique, RTE peut solliciter des ajustements de production de différents moyens à la hausse ou à la baisse. En particulier, lorsque les décisions de programmation des acteurs de marché aboutissent à un excédent de production par rapport à la demande d'électricité, RTE peut imposer des baisses des productions programmées par les acteurs via le mécanisme d'ajustement.

Les capacités éoliennes et solaires font partie des leviers mobilisables par RTE pour assurer l'équilibre offre-demande. **La loi de finances 2025 avait ouvert la possibilité de participation au mécanisme d'ajustement à toutes les capacités bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération[32]. Depuis le 1er janvier 2026, cette participation est devenue obligatoire pour toutes les installations dont la puissance est supérieure à 10 MW[33].**

Aussi, au cours du premier semestre 2026, la puissance des installations solaires et éoliennes participant au mécanisme d'ajustement de RTE a été multipliée par 4 (respectivement par 6 pour le solaire et par 3 pour l'éolien) pour atteindre près de 22 GW en juin 2026.

Figure 37 - Capacités éoliennes et solaires participant au mécanisme d'ajustement de RTE

32. La loi de finances précise que les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération ne font pas obstacle à la participation des installations qui en bénéficient au mécanisme d'ajustement.
33. Cette disposition a été introduite par la loi DDADUE et complétée par une évolution des règles de marchés RTE approuvée par la CRE dans sa délibération du 2 décembre 2025 pour une application eu 1er janvier 2026. Certains acteurs peuvent toutefois demander à titre dérogatoire un délai supplémentaire dans l'application de cette disposition.

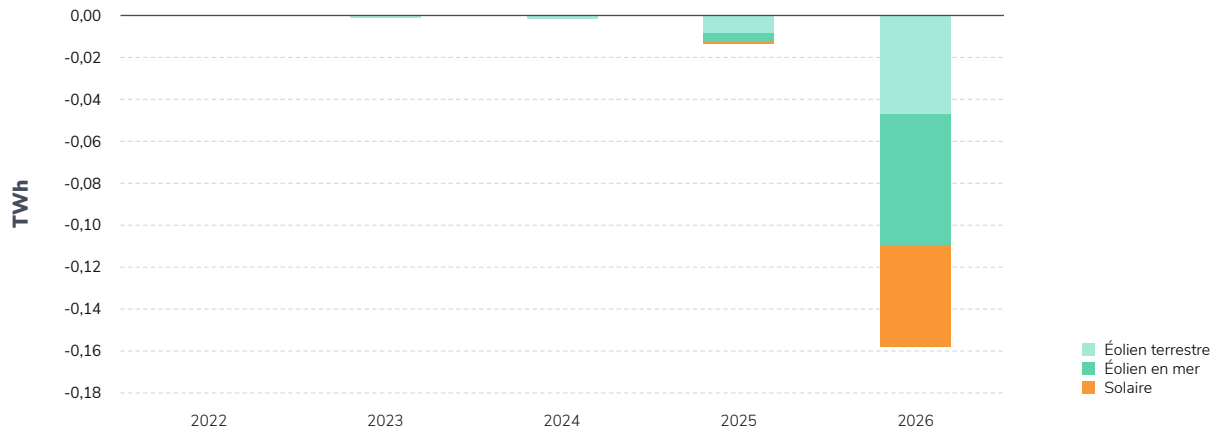
7.4 Les ajustements demandés par RTE aux installations solaires et éoliennes pour maintenir l'équilibre offre-demande ont nettement augmenté mais représentent des volumes qui restent très limités

Sur le premier semestre 2026, les ajustements sollicités par RTE lorsque la production excédait la demande ont conduit à moduler de l'ordre de 0,2 TWh de production éolienne et solaire confondues.

Les ajustements de production demandés par RTE étant réalisés dans l'ordre de préséance économique, les installations solaires et éoliennes figurent parmi les derniers leviers appelés pour moduler leur production à la baisse (il est économique pertinent d'abaisser d'autres productions à coût variable plus élevé avant la production renouvelable qui présente généralement un coût marginal très faible voire nul). La contribution de ces filières à l'ensemble des ajustements à la baisse réalisés à la demande de RTE reste limitée (de l'ordre de 0,1 % des volumes d'ajustement réalisés à la demande de RTE, toutes filières confondues).

En comparaison avec les années passées, les ajustements demandés à ces filières par RTE sont en augmentation significative : **les volumes de modulation des filières éoliennes et solaire à la demande de RTE sont passés d'environ 15 GWh au premier semestre 2025 à près de 150 GWh sur les six premiers mois de l'année 2026.** Cette dynamique s'explique notamment par le fait que la production des filières thermiques recule, réduisant la possibilité de solliciter ces installations pour des ajustements à la baisse de leur production. Les volumes associés restent toutefois faibles en comparaison de la production éolienne (19,2 TWh), solaire (26,4 TWh) ou renouvelable totale (81,0 TWh) ou même en comparaison des volumes de modulation à la baisse des installations éoliennes et solaires lors des périodes de prix spot négatifs (2,5 TWh).

Figure 38 - Ajustements par RTE des productions éolienne et solaire pour garantir l'équilibre offre-demande



8. Équilibre offre-demande : perspectives à court terme

8.1 L'analyse des principaux déterminants de l'équilibre offre-demande ne met pas en évidence de risque particulier quant aux marges à la hausse du système électrique pour le reste de l'été

Dans la continuité des récentes études d'adéquation menées par RTE (Bilan prévisionnel 2025, passage de l'hiver 2025-2026…), la situation d'abondance de production bas-carbone devrait se maintenir au cours des prochains mois.

Cette évolution s'inscrit dans un contexte caractérisé par des niveaux de consommation en faible augmentation, qui restent inférieurs à ceux observés avant les crises énergétique et sanitaire, ainsi que par un niveau important de production bas-carbone (nucléaire et renouvelable). Celui-ci repose notamment sur la poursuite du développement des capacités de production renouvelable, la bonne performance du parc nucléaire et des niveaux de stocks hydrauliques proches des moyennes historiques.

Dans ces conditions, la France devrait conserver, au cours de la période estivale, une position nettement exportatrice.

S'appuyant sur les analyses d'équilibre offre-demande réalisées par RTE et confortées par les observations réalisées lors de l'épisode de canicule qui a touché une grande partie de l'Europe occidentale au mois de juin, le risque de tension lors du passage des pointes de consommation au cours de l'été apparaît faible.

Le recours ponctuel aux importations ou aux moyens de production thermique fossile durant la période estivale reste possible mais il résulterait principalement de l'optimisation économique permise par le couplage des marchés européens. Les appels aux moyens thermiques permettent notamment d'alimenter la demande française ou celle des pays voisins au moindre coût, tout en préservant des marges au niveau national.

Le risque d'approvisionnement demeure faible y compris dans des configurations très dégradées qui seraient caractérisées par une consommation plus élevée et une disponibilité réduite du parc nucléaire ou de faibles niveaux de production éolienne et hydraulique. Seule une crise généralisée cumulant plusieurs aléas pourrait conduire à une situation de tension sur l'équilibre offre-demande national (forte hausse de la consommation concomitante à un épisode de canicule prolongé résultant en une sécheresse, indisponibilités fortuites du parc nucléaire s'ajoutant aux indisponibilités environnementales, indisponibilités des imports d'électricité, limitations fortes sur le réseau). Ce type de situation apparaît très peu probable.

8.2 La tendance de nette augmentation des volumes de modulation de la production renouvelable observée au cours du premier semestre, qui accompagne l'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs, devrait se poursuivre

Le pic d'occurrence d'excédents de production bas carbone intervient généralement au printemps. Néanmoins, ces situations devraient rester récurrentes jusqu'à la fin du mois d'août et pourraient, selon les conditions météorologiques, se prolonger au-delà.

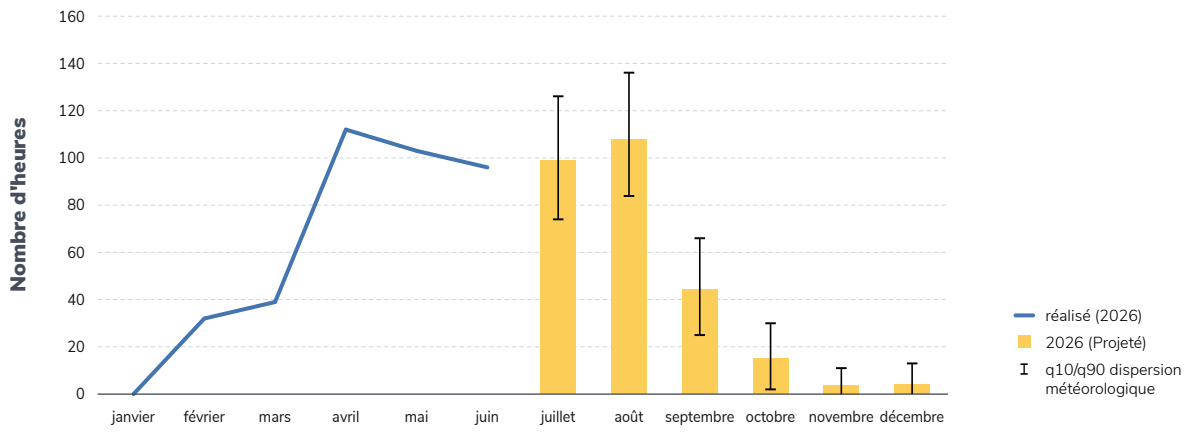
Elles se traduisent notamment par une fréquence soutenue d'heures à prix négatifs, estimée à près de 100 heures par mois en moyenne. À partir de septembre, la fréquence de survenue de ces épisodes devrait nettement diminuer en projection moyenne, tout en restant fortement dépendante des conditions météorologiques observées.

Ce constat global confirme la situation de surcapacité structurelle en France et en Europe durant le printemps-été 2026. Jusqu'à la fin du mois d'août, le besoin moyen de modulation de la production renouvelable devrait rester proche de celui observé sur le premier semestre 2026 (il approche en moyenne 5,5 GW sur les heures à prix négatifs). Dans certains cas exceptionnels, plus de 12 GW de modulation de la production renouvelable pourraient être nécessaires pour équilibrer le système.

Les épisodes de surplus de production par rapport à la consommation devraient demeurer majoritairement diurnes et concentrés autour du pic de production solaire. À partir du mois de septembre, les situations de tension sur l'équilibre offre-demande liées au manque de marges à la baisse deviennent toutefois moins probables.

Dans ce contexte, de nombreuses évolutions structurantes dans l'exploitation du système électrique ont été mises en place ces derniers mois, ou sont en cours de déploiement, pour faciliter l'équilibrage du système aux moments de surplus de production bas carbone, notamment durant les mois de printemps et d'été. Ces mesures devraient produire un effet progressif, améliorant la disponibilité des marges à la baisse au cours des prochains mois.

Figure 39 - Nombre d'heures à prix négatif entre janvier et juin 2026 et projection sur le reste de l'année



8.3 La gestion du réseau reste maîtrisée, mais nécessite une mobilisation accrue des leviers d'exploitation et une coordination renforcée entre les acteurs pour une gestion simultanée des flux et de la tension

Au 1er semestre 2026, le réseau de transport a connu des périodes de forte sollicitation pour l'acheminement des flux d'électricité entre les grandes régions et avec les pays voisins.

La sollicitation du réseau est importante dans certaines configurations bien identifiées (consommation faible en France, niveau élevé de production avec notamment une combinaison d'une forte production solaire et nucléaire) qui donnent lieu à des exportations importantes. Elle dépend, de plus, étroitement de la géographie des moyens de production démarrés dans le cadre du marché, et peut donc varier significativement d'un jour à l'autre même dans des configurations météorologiques proches. Elle peut être renforcée dans le cas où certains ouvrages du réseau sont indisponibles pour réaliser des travaux.

Dans ces cas, la maîtrise des transits sur le réseau dépend d'un ensemble de leviers : manœuvres sur le réseau pour répartir les flux, adaptation des échanges transfrontaliers, modulation de la production (tous moyens confondus), dispositif spécifique d'effacement de production solaire dans le sud-ouest. Ces leviers ont tous été sollicités au cours du premier semestre.

De manière générale, l'augmentation observée des congestions sur le réseau est cohérente avec les résultats des études prévisionnelles de RTE (SDDR, Bilan prévisionnel), notamment sur l'identification des axes du réseau les plus chargés. Cette augmentation est structurelle et résulte de l'évolution du mix de production, en structure et en géographie, en France et en Europe. Elle est soutenable à deux conditions, détaillées dans le SDDR :

- d'une part, la mobilisation croissante de la production pour assurer la gestion de l'équilibre du réseau (c'est-à-dire une modification demandée par RTE du plan de production pour le rendre compatible aux capacités maximales de transit du réseau). Ce levier de modulation pour le réseau (ou *redispatching*) est mobilisé dans des proportions qui sont et demeureront largement inférieures à celles de l'Allemagne, et nécessite une coordination étroite avec les producteurs et les gestionnaires de réseaux de distribution.
- d'autre part, un renforcement structurel du réseau, avec notamment une augmentation de la capacité de transit des axes historiques du réseau (en premier lieu dans l'Orléanais et le Massif central).

Pour ce qui concerne la maîtrise des tensions, le diagnostic s'améliore par rapport aux années précédentes. La mise en service progressive de nouveaux équipements de gestion de la tension sur le réseau de transport d'électricité – conformément au plan d'investissement publié en 2025 – contribue à maintenir les tensions dans les seuils réglementaires. Pour assurer la gestion des tensions, RTE s'assure également de la bonne répartition géographique des moyens réglant la tension sur les réseaux ainsi que sur les appareils des producteurs et des consommateurs. Un contrat cadre avec EDF a été mis en place pour encadrer les actions demandées par RTE aux réacteurs nucléaires à proximité du temps réel pour gérer la tension et renforcer la transparence sur les moyens mobilisés dans ce cadre.

Le réseau peut aussi être confronté à des situations exceptionnelles, comme celles rencontrées durant l'épisode de canicule de juin 2026. À l'échelle nationale, la vague de chaleur a conduit à la mise en œuvre de mesures spécifiques pour éviter une augmentation importante de la température des câbles. Il s'agit notamment de réduire les flux sur les lignes les plus sollicitées par les transits électriques. Dans ce cas, des actions sont menées sur les autres axes du réseau et sur le parc de production pour assurer une nouvelle répartition de ces transits (p. ex : modifications de certains schémas d'exploitation sur le réseau, maintien de groupes de production dans les zones impactées par les transits). Par ailleurs, les températures extérieures élevées ont conduit à des coupures localisées liées à la dégradation de certains matériels ou à des incendies à proximité des infrastructures nécessitant leur mise hors tension. Les situations rencontrées sont restées globalement maîtrisées mais cet épisode d'ampleur et de durée exceptionnelles confirme la nécessité de poursuivre l'adaptation du réseau électrique au changement climatique, pour faire face à des aléas climatiques de plus en plus marqués. Il s'agit de la première des priorités du plan d'investissement de RTE.

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