



## RAPPORT

Juin 2026

# La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025

# SYNTHESE

La CRE publie annuellement un rapport sur la surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz, qui vise d'une part à rendre compte de son activité de surveillance de ces marchés, et d'autre part à apporter des éclairages sur leur fonctionnement et leurs évolutions. Cette 19<sup>ème</sup> édition porte sur l'année 2025, marquée par une normalisation progressive des marchés de l'énergie après la crise d'approvisionnement de 2022-2023, tout en révélant les effets durables des transformations structurelles engagées ces dernières années.

Le marché du gaz est de plus en plus déterminé par l'offre mondiale de GNL, qui domine la formation des prix. La vague d'expansion des capacités de GNL prévue dans les prochaines années tire les prix à la baisse, mais le marché européen se trouve exposé aux chocs sur l'offre au niveau mondial. Dans l'ensemble, l'année 2025 apparaît comme une année de transition, où les marchés retrouvent un fonctionnement plus prévisible mais restent sensibles aux dynamiques géopolitiques et au développement des nouvelles capacités de production et de flexibilité. Ainsi, même si l'Europe dépend peu des approvisionnements en provenance du détroit d'Ormuz, la guerre au Moyen-Orient fin février 2026 a déclenché une nouvelle hausse des prix après la tendance baissière de 2025.

Pour l'électricité, les tendances observées déjà en 2024 se confirment et s'amplifient : l'augmentation de la disponibilité et de la production nucléaire, associée à une hausse des capacités installées des énergies renouvelables, dans un contexte de consommation qui stagne à un niveau inférieur à la moyenne pré-crise, conduit à date à une situation de capacités excédentaires du parc de production français, caractérisée par des prix bas en moyenne et des niveaux records d'exportations. Les prix sont cependant de plus en plus volatils et variables au sein de la journée, révélant le besoin de moyens de flexibilité. En 2025, des contrats au pas de 15 minutes ont été introduits sur les marchés couplés européens, en janvier sur le marché intrajournalier et en octobre sur le marché journalier. Cela vise notamment à accompagner l'intégration des énergies renouvelables.

Avec la fin de l'ARENH<sup>1</sup> le 31 décembre 2025, le marché de gros de l'électricité joue désormais un rôle prépondérant dans la formation du prix de l'électricité pour les consommateurs. Si la baisse des prix en sortie de crise a atténué les effets de cette transition vers des prix de détail sans ARENH, les consommateurs se trouvent désormais davantage exposés aux prix du marché de gros.

La CRE poursuit la mise en œuvre du règlement REMIT révisé<sup>2</sup>, en élargissant son périmètre de surveillance. Le volume des données de marché qu'elle reçoit a été multiplié par 10 entre 2022 et 2025, et elle a analysé plus de 800 alertes internes et 23 signalements externes au titre de l'année 2025<sup>3</sup>. Elle s'efforce également de contribuer à une meilleure compréhension du fonctionnement des marchés de gros, cadre dans lequel s'inscrit la publication du présent rapport, mais aussi, depuis début 2025, celle du bulletin trimestriel sur l'activité des marchés de gros de l'électricité.

---

<sup>1</sup> Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi « NOME »). Ce dispositif a permis entre le 1<sup>er</sup> juillet 2011 et le 31 décembre 2025 aux consommateurs, quel que soit leur fournisseur, d'accéder à un prix régulé (42 €/MWh depuis 2012) à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010.

<sup>2</sup> Règlement européen n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). Ce règlement a été révisé par le règlement européen n°2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024. Le REMIT révisé est entré en vigueur le 7 mai 2024.

<sup>3</sup> Analyses menées en 2025 et en 2026 (le rapport d'activité de la CRE mentionne les analyses menées en 2025)

### La CRE renforce sa surveillance des marchés de gros, en lien avec l'ACER<sup>4</sup> et les autres régulateurs européens.

L'exercice des missions de surveillance de la CRE est régi par le code de l'énergie et par le règlement REMIT. La révision du REMIT, entrée en vigueur en mai 2024, a élargi l'application des interdictions de manipulation de marché et d'opérations d'initiés aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers, et a renforcé les obligations de déclaration pour les acteurs de marché. En 2025, la CRE a poursuivi la montée en charge de ces nouvelles règles et renforcé sa coopération avec l'ACER, l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) et les autres régulateurs et autorités financières.

En 2025, le périmètre surveillé par la CRE dans le cadre du REMIT a représenté plus de 26 millions de transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, pour plus de 5 495 TWh échangés et 203 Mds€ en valeur. Le nombre de transactions a encore fortement augmenté par rapport à 2024 (+74%), notamment du fait de l'introduction des produits 15 min sur les marchés journalier et intrajournalier de l'électricité, mais aussi du développement continu de nouvelles pratiques de négoce, en particulier algorithmiques. Au-delà du nombre de transactions, les ordres émis et leurs modifications successives constituent la majeure partie des données collectées par l'ACER et traitées par la CRE.

La surveillance de la CRE s'appuie sur la détection interne de comportements suspects et sur l'analyse de signalements externes. La détection interne repose sur des outils de veille et de détection, dont des alertes automatiques sur la base des données collectées par l'ACER. Dans une démarche d'innovation et d'amélioration de la performance des outils de détection, un rapprochement a été établi entre la CRE et le Pôle d'expertise de la régulation numérique (PEReN) en 2025. Deux projets de collaboration proposés par la CRE portant sur le développement de deux outils d'alertes, un pour la détection d'opérations d'initiés et l'autre pour la détection de manipulations de marché, ont été inscrits dans la feuille de route 2026 du PEReN. La mise en œuvre opérationnelle de ce partenariat est en cours.

La détection interne est complétée par des signalements externes, notamment des personnes organisant ou exécutant des transactions à titre professionnel (PPAET<sup>5</sup>). Parmi elles, les bourses, les courtiers et certains gestionnaires de réseau, demeurent l'une des principales sources d'informations pour la CRE. En tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, ils possèdent une vision et une connaissance approfondies des marchés de gros. La CRE veille à maintenir une collaboration active avec ces acteurs et reste vigilante au bon exercice de leur mission de surveillance, conformément aux obligations prévues à l'article 15 du REMIT<sup>6</sup>.

Plus de 800 alertes et 23 signalements ont été analysés par la CRE au titre de l'année 2025<sup>3</sup>. En 2025, le flux de nouveaux signalements est globalement équivalent au nombre de cas clôturés<sup>7</sup> après analyse. Cette dynamique permet de maintenir le stock de dossiers en cours d'analyse à un niveau stable, autour d'une cinquantaine de cas, comme en 2024.

A partir de la détection de transactions à des prix anormaux dans le cadre de ses missions de surveillance, la CRE a fait évoluer les modalités de relâchement de capacité transfrontalière sur l'une des frontières françaises afin que la capacité supplémentaire soit désormais proposée lors de la troisième enchère intrajournalière (IDA 3) et plus sur le marché continu. Cela améliore le fonctionnement du marché intrajournalier en favorisant une meilleure adéquation entre l'offre et la demande.

Une enquête a été ouverte en 2025. Au total, à la fin de l'année 2025, dix enquêtes étaient en cours d'analyse par les agents enquêteurs de la CRE et une demande de sanction était en cours d'instruction par le Comité de Règlement des Différends et de Sanction (CoRDIS).

---

<sup>4</sup> Agence européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie, en anglais *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators* - ACER

<sup>5</sup> En anglais *Persons Professionally Arranging or Executing Transactions* ou PPAET, principalement les bourses, les courtiers, certains gestionnaires du réseau et certains acteurs de marché

<sup>6</sup> En application de l'article 15 du REMIT, les PPAET sont tenues d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale concernée et l'ACER de tout soupçon de manquement à l'interdiction de réaliser des opérations d'initiés et des manipulations de marchés (articles 3 ou 5 du REMIT), ou de non-respect des obligations de publication des informations privilégiées (article 4 du REMIT)

<sup>7</sup> La clôture d'un cas de surveillance peut notamment avoir lieu en cas d'absence de soupçon de manquement. Elle peut aussi être suivie de l'ouverture d'une enquête ou de l'envoi d'un courrier visant à rappeler les obligations et interdictions qui incombent à l'acteur concerné.

En 2025, le CoRDIS a prononcé deux décisions de sanction en lien avec REMIT ou la surveillance des marchés de gros :

- Le 20 janvier 2025, le CoRDIS a prononcé une sanction à l'encontre des sociétés Danske Commodities A/S et Equinor ASA, de 8 M€ et 4 M€ respectivement, pour violation de l'article 5 du REMIT sur les manipulations de marché dans le secteur du gaz en 2019 et 2020, concernant les capacités de transport entre la France et l'Espagne. C'est la première décision où le CoRDIS a été amené à se prononcer notamment sur une collusion à des fins de manipulation de marché. Les deux sociétés ont formé un recours contre cette décision du CoRDIS.
- Le 22 avril 2025, le CoRDIS a prononcé une sanction à l'encontre de la société J.P. Morgan SE de 500 000 € pour non-respect de l'obligation de communication d'informations cruciales pour les missions de surveillance de la CRE selon l'article L. 134-18 du code de l'énergie. Il s'agit de la première décision du CoRDIS relative à ce type de manquement. Par cette décision, le CoRDIS confirme que les acteurs sollicités par la CRE sur le fondement de l'article L. 134-18 du code de l'énergie sont tenus de transmettre les informations demandées lors de l'exercice des missions de surveillance par la CRE. La société a formé un recours contre cette décision du CoRDIS.

Enfin, en réponse au recours formé par la société ENGIE en 2024, le Conseil d'Etat, par sa décision du 18 juin 2025, a validé la décision de sanction du CoRDIS du 26 décembre 2023 pour l'essentiel, procédant néanmoins à une réformation du montant de la sanction pécuniaire de 500 000 € à 490 000 €.

La CRE poursuit les échanges avec les différentes AAI<sup>8</sup> sur les défis et les avantages que les nouvelles technologies, incluant l'intelligence artificielle (IA), pourraient apporter aux méthodes et aux analyses dans le cadre de la surveillance et des enquêtes. Ces échanges ont permis à la CRE de mettre en place en 2025 un nouvel outil de transcription des bandes audio utilisant l'IA.

Au niveau européen, les travaux de coopération ont été focalisés en 2025 sur la mise en œuvre du REMIT révisé, avec en particulier le processus de comitologie<sup>9</sup> sur le règlement d'exécution du REMIT et la préparation d'un acte délégué. Les deux textes ont été adoptés par la Commission européenne en 2026. Les orientations de l'ACER concernant la déclaration des données devraient évoluer de manière extensive par la suite. Ces travaux sont toujours en cours et devraient aboutir pour partie en 2026.

La CRE est très impliquée dans les groupes de travail dédiés à la surveillance des marchés de gros au sein de l'ACER et du CEER<sup>10</sup>, qui contribuent à la mise en œuvre opérationnelle du REMIT par les autorités nationales de manière coordonnée et cohérente, à l'élaboration des orientations sur l'application du REMIT publiées par l'ACER, ainsi qu'à l'amélioration de la qualité des données transactionnelles et fondamentales déclarées par les acteurs de marché.

Enfin, en 2025 la CRE a répondu à la consultation publique de la Commission européenne sur les marchés dérivés de matières premières.

La surveillance des marchés de gros de l'énergie constitue aujourd'hui un enjeu majeur pour les autorités de régulation, dans un contexte marqué par une forte volatilité des prix, des tensions géopolitiques et une transformation rapide des systèmes énergétiques. Dans le même temps, l'intégration croissante des énergies renouvelables, la multiplication des mécanismes de flexibilité, l'essor du trading algorithmique, ainsi que l'arrivée de nouveaux acteurs sur les marchés contribuent à compliquer la structure et la dynamique des marchés de gros, tout en accroissant fortement les volumes de données et d'informations à analyser. À court et moyen terme, la CRE devra ainsi continuer à renforcer ses capacités d'analyse et de traitement des données de marché, approfondir la coopération avec les autorités nationales et européennes, et adapter en continu ses outils et méthodes de surveillance afin de garantir la transparence, l'intégrité des marchés et la confiance des participants.

---

<sup>8</sup> Autorités Administratives Indépendantes

<sup>9</sup> La procédure dite de comitologie vise à assurer l'implication des États membres dans l'adoption, par la Commission européenne, des règles techniques nécessaires à la mise en œuvre du droit de l'Union, en l'espèce du règlement REMIT. En l'occurrence, tel que le prévoit l'article 21 du REMIT, l'adoption de son règlement d'exécution relève de la procédure d'examen prévue à l'article 5 du Règlement européen n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R0182>

<sup>10</sup> Conseil des régulateurs européens de l'énergie, en anglais *Council of European Energy Regulators* - CEER

### La baisse en moyenne des prix de gros du gaz naturel en 2025, portée par la prédominance du GNL, apparaît comme une situation de détente relative avant le choc géopolitique de 2026

L'année 2025 a été marquée par une forte détente des prix de gros du gaz en France et en Europe, notamment permise par une disponibilité croissante du GNL. En effet, alors que la vague d'expansion des capacités de liquéfaction mondiales a commencé à produire ses effets sur l'offre, la concurrence entre l'Europe et l'Asie est restée limitée. En décembre 2025, les prix étaient ainsi revenus à leur niveau du début de l'été 2024, passant sous les 30 €/MWh quelle que soit la maturité. Malgré une hausse ponctuelle de la volatilité au premier trimestre 2025, cette dernière a repris sa baisse et retrouvé, à la fin de l'année, son niveau d'avant-crise, avant d'augmenter à nouveau avec le début de la guerre au Moyen-Orient fin février 2026. A cette occasion, le prix du contrat M+1 a quasiment doublé, atteignant un pic au-delà de 60 €/MWh en mars. Il a ensuite diminué, se maintenant aux alentours de 45 €/MWh.

A l'image de la dynamique européenne, les importations françaises de GNL ont fortement augmenté en 2025 (+ 18 %), comptant désormais pour 56 % des importations françaises (49 % en 2024). La France reste le premier point d'entrée du GNL en Europe pour la quatrième année consécutive, contribuant à la sécurité d'approvisionnement européenne et participant à faire de la place de marché française (le Point d'Echange Gaz ou « PEG ») le hub le moins cher de l'Union Européenne en 2025. Cette hausse des importations est également associée à un taux d'utilisation des terminaux méthaniers plus important que l'année précédente : il s'élevait à 61 % en moyenne en 2025, contre 50 % en 2024. Les terminaux méthaniers français ont couvert 23 % des importations européennes de GNL en 2025.

A l'inverse, les flux par gazoduc diminuent. C'est en particulier le cas des importations de gaz norvégien à Dunkerque (- 7 %). Ce point d'entrée à Dunkerque concentre par ailleurs 83 % des entrées totales aux points d'interconnexion réseau (PIR) français en 2025. Les échanges avec l'Espagne et la Belgique sont restés limités et l'interconnexion Obergailbach avec l'Allemagne pratiquement inutilisée. L'essentiel des exportations françaises est finalement dirigé vers la Suisse (93 TWh en 2025), principalement à destination du marché italien.

Les stockages ont été moins sollicités en 2025 qu'en 2024 mais ont démarré l'hiver 2025-2026 à un niveau de remplissage inférieur par rapport au début de l'hiver 2024. Cela explique qu'ils soient, à la sortie de l'hiver, à leur plus bas pour cette période depuis la crise énergétique : ils étaient pleins à 22 % le 1<sup>er</sup> avril 2026 contre 27 % en 2025 et même 39 % en 2024. L'ensemble des capacités de l'hiver prochain a été commercialisé. Or, la régulation française impose aux souscripteurs de capacités d'atteindre un taux de remplissage de 85% avant le début de l'hiver, ce qui favorise la campagne d'injections de cet été.

La consommation française a de nouveau diminué en 2025 et atteint 350 TWh (- 3 % par rapport à 2024). La baisse est notamment portée par le secteur industriel (- 7 %) tandis que la consommation des secteurs résidentiels et commerciaux et celle des centrales à gaz de production électrique restent relativement stables.

Les volumes échangés au PEG accélèrent leur progression en 2025 puisqu'ils ont crû de 19 % par rapport à 2024 et atteignent 6,8 fois la consommation nationale, favorisant la liquidité du marché de gros français du gaz. Cette hausse des volumes est homogène entre le marché spot (+ 16 %) et le marché à terme (+ 20 %).

A la fin de l'été 2025, le réseau français de transport de gaz a connu un incident à Saint-Rémy-de-Provence entraînant l'indisponibilité pour une durée indéterminée de l'artère du Rhône, un axe majeur de transit Nord-Sud sur la TRF<sup>11</sup>. La gestion de cet incident a nécessité d'adapter les mécanismes à disposition des gestionnaires de réseau en cas de congestion pour l'hiver 2025-2026 et a notamment affecté la commercialisation des capacités entrantes à Pirineos et sortantes à Oltingue. Toutefois, ces restrictions n'ont pas eu d'impact observable sur le prix de gros du gaz dans la région et, a fortiori, sur les écarts de prix avec l'Espagne et l'Italie.

<sup>11</sup> En anglais, *Trading Region France* – TRF. Il s'agit de la zone de marché unique du gaz naturel en France.

Finalement, tandis que l'année 2025 confirme en de nombreux aspects la normalisation des fondamentaux depuis la crise énergétique, elle a également vu se renforcer l'exposition du système gazier français et européen aux dynamiques du marché mondial du GNL. A moyen terme, une vague d'expansion des capacités de liquéfaction globales étant attendue, le rôle croissant du GNL dans l'approvisionnement en gaz du continent peut suggérer une détente importante des prix. Néanmoins, cela peut aussi donner lieu à de nouvelles tensions : concurrences régionales pour capter les flux et chocs globaux d'approvisionnement notamment. Ainsi, la guerre au Moyen-Orient déclenchée le 28 février 2026 a fait croître le prix du contrat M+1 au PEG de 76 % en 2 jours, alors même que le Qatar et les Emirats Arabes Unis, dont la production est affectée par le conflit, n'ont qu'un rôle limité dans les importations européennes et plus encore françaises. Comme l'année dernière, le marché s'inquiète donc de nouveau du remplissage des stockages d'ici l'hiver 2026-2027. Toutefois, l'Union Européenne s'est désormais dotée de mesures de flexibilité lui permettant d'adapter sa cible de remplissage et donc de limiter la pression réglementaire sur les prix.

### **Pour l'électricité, l'année 2025 confirme les tendances de 2024, avec des prix en baisse mais plus variables**

L'année 2025 prolonge la tendance de hausse de la production des années 2023 et 2024. La production totale augmente très légèrement par rapport à 2024, atteignant 547,5 TWh (+1,6 %), et dépassant la moyenne 2014-2019. La filière nucléaire poursuit sa remontée, avec 373 TWh produits (+11 TWh). L'hydraulique revient à un niveau conforme aux moyennes historiques (62,4 TWh), après une année 2024 exceptionnellement humide. Les productions solaire et éolienne poursuivent leur croissance portée principalement par le développement des installations solaires photovoltaïques et, dans une moindre mesure, éoliennes : 30,4 TWh pour le solaire (+5,9 GW de capacités) et près de 50 TWh pour l'éolien (dont 5,7 TWh en mer). Les centrales thermiques à flamme poursuivent leur repli historique avec seulement 18,7 TWh produits, moins de 4 % du mix. Cette situation d'offre largement supérieure à la consommation nationale conduit à un nouveau record d'exportations nettes, à 92,3 TWh.

La consommation corrigée de la température est restée quasi stable à 446,6 TWh (+0,9 %), mais demeure environ 6 % sous la moyenne pré-crise 2014-2019. Les tendances structurelles d'efficacité énergétique et de sobriété continuent de limiter la demande.

Dans ce contexte de surcapacité relative, les prix journaliers sont restés relativement stables et les prix à terme poursuivent leur baisse atteignant en fin d'année 2025 des niveaux proches de ceux d'avant crise (2014-2019).

Les prix journaliers atteignent 61,1 €/MWh en moyenne, soit une légère hausse de 6 % par rapport à 2024. La variabilité des prix journaliers a davantage augmenté avec notamment l'écart moyen entre les deux heures les plus chères et les deux heures les moins chères au sein d'une journée (indicateur « TB2 ») en hausse de 25 % cette année, traduisant le besoin renforcé de flexibilités de court terme, tant du côté de l'offre que de la demande. La fréquence des prix négatifs atteint un nouveau record de 513 heures en 2025 contre 352 en 2024, avec surtout des prix proches de 0 en milieu de journée en raison du pic de production solaire en France et dans les pays voisins. Néanmoins le parc renouvelable français est de plus en plus incité à être flexible afin de limiter les épisodes de prix très négatifs.

Sur les marchés à terme, l'année 2025 confirme la baisse des prix en France, creusant l'écart avec la plupart des pays voisins. En effet, le prix du produit calendaire français Y+1 base s'établit en moyenne à 60,9 €/MWh en 2025, soit 20 % de moins que le prix du produit calendaire français Y+1 négocié l'année précédente. Les prix à terme baissent tout au long de l'année 2025 malgré quelques rebonds en février et en juin (notamment dû aux évolutions des prix du gaz, du CO2 et des événements géopolitiques), jusqu'à 49,5 €/MWh en moyenne en décembre pour le produit calendaire, proche des niveaux 2014-2019 (42 €/MWh en moyenne sur cette période). Cette baisse des prix à terme peut s'expliquer par des anticipations fondées sur la persistance de prix spot faibles, la perspective de capacités de production supplémentaires à venir et de surcapacité à date du marché français.

La France maintient sa position particulière en Europe, figurant parmi les marchés de gros d'électricité avec les prix les moins chers :

- En ce qui concerne les marchés journaliers, l'écart de prix moyens avec les pays voisins augmente : décote d'environ 20 à 30 €/MWh par rapport à l'Allemagne, la Belgique ou le Royaume-Uni. Parmi les pays voisins, seule Espagne reste le pays aux prix les plus proches de la France, avec ponctuellement des prix inférieurs aux prix français en hiver.
- Quant aux marchés à terme, les prix restent nettement plus élevés dans la plupart des autres pays européens : écart moyen d'environ 26 €/MWh avec l'Allemagne, 33 €/MWh avec le Royaume-Uni et 45 €/MWh avec l'Italie pour le produit calendaire. L'Espagne a vu des prix annuels légèrement supérieurs au prix français en 2025, une configuration inédite depuis 2019.

L'année 2025 a été aussi marquée par l'introduction par les NEMO<sup>12</sup> des contrats au pas 15 minutes sur l'ensemble des marchés intrajournaliers et journaliers européens couplés (SIDC et SDAC : en janvier 2025 pour les marchés intrajournaliers, et à partir du 30 septembre 2025 pour la première livraison le lendemain pour les marchés journaliers. Cette évolution s'inscrit notamment dans un objectif d'amélioration de l'intégration des énergies renouvelables dont la production peut varier au sein d'une même heure.

En 2025, le marché journalier a connu une diminution d'activité de 6 % entre 2024 et 2025 avec 139 TWh de volumes échangés tandis que le marché intrajournalier a vu ses volumes échangés croître à 28 TWh soit +12% par rapport à 2024, porté notamment par le développement des enchères intrajournalières.

L'activité sur les marchés à terme atteint un record historique avec 1 727 TWh échangés (+22 %), portée essentiellement par les échanges sur les produits annuels et mensuels pour les maturités proches notamment dans le contexte de la fin de l'ARENH. En revanche cette dynamique ne s'est pas propagée aux contrats de plus long terme (échéances Y+3 et Y+4) dont les volumes d'échanges stagnent.

L'année 2025 constitue une étape importante pour les marchés d'équilibrage et en particulier pour la réserve secondaire, avec la connexion de RTE à la plateforme européenne PICASSO<sup>13</sup> en avril 2025. Les coûts d'équilibrage augmentent nettement, atteignant 462 M€ pour la contractualisation et 667,6 M€ pour les activations, avec une hausse particulièrement marquée sur la réserve secondaire, qui représente désormais 55 % des coûts totaux de l'équilibrage. Les prix élevés orientent le développement de nouvelles capacités. Notamment, la capacité certifiée de batterie sur la réserve secondaire est passée de 100 MW à 340 MW sur l'année, réduisant progressivement le rôle des moyens conventionnels, qui pourront alors utiliser l'ensemble de leur puissance sur les marchés de l'énergie.

S'agissant de réserves rapides, la fermeture de la plateforme TERRE<sup>14</sup> fin 2025 prépare la bascule vers la plateforme MARI<sup>15</sup> en 2026. Les moyens de production restent prépondérants sur le mécanisme d'ajustement, tandis que les activations transfrontalières diminuent légèrement.

Sur le mécanisme de capacité, les enchères 2025 pour l'année de livraison 2026 (période de janvier à mars 2026) affichent des prix en moyenne à 4 401 €/MW, historiquement bas, reflétant une offre de capacité très excédentaire et une demande contenue. La certification totale pour cette période en 2026 atteint 97,1 GW pour un besoin compris entre 91,2 et 96,3 GW. Cette situation précède la bascule vers un nouveau mécanisme de capacité centralisé à partir de l'hiver 2026-2027, où RTE deviendra l'unique acheteur de capacités.

---

<sup>12</sup> Les NEMO, en anglais *Nominated Electricity Market Operators*, ce sont des opérateurs de bourse désignés par les régulateurs. Ils sont chargés d'organiser le couplage entre les marchés de gros d'électricité journalier et intrajournalier au sein de l'Union Européen et d'assurer la bonne réalisation des transactions sur ces marchés. Sur décision de la CRE, les NEMOs agréés pour la France sont EPEX SPOT, Nord Pool et, à partir du 27 janvier 2026, EXAA.

<sup>13</sup> En anglais, *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*

<sup>14</sup> En anglais, *Trans European Replacement Reserve Exchange*

<sup>15</sup> En anglais, *Manually Activated Reserves Initiative*

Le début de l'année 2026 poursuit les tendances observées en 2025 mais a également été marqué par la guerre au Moyen-Orient. La hausse des prix du gaz ne s'est que peu répercutée sur les prix de l'électricité français, démontrant la décorrélation croissante entre les prix de l'électricité en France et les prix du gaz. Le prix du contrat calendaire Y+1 base est ainsi passé de 50 €/MWh le 27 février à 62 €/MWh au plus haut le 3 mars avant de se résorber autour de 55 €/MWh au cours de mois de mai. Le printemps 2026 a également été caractérisé par un nombre croissant d'heures à prix négatifs, et par des heures à prix extrêmement négatifs, conduisant à un abaissement du plancher de prix du marché journalier couplé, passant de -500 €/MWh à -600 €/MWh à partir de l'enchère du 28 mai 2026 pour le lendemain. Le retour d'expérience de cette évolution du plancher pourra être abordé dans le rapport portant sur l'année 2026.

## Sommaire

<b>SYNTHESE</b> .....	<b>2</b>
<b>SECTION 1 : LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE</b> .....	<b>14</b>
<b>1. La surveillance des marchés de gros par la CRE dans le cadre du REMIT en 2025</b> .....	<b>15</b>
1.1. Vue d'ensemble des sources de détection de comportements potentiellement suspects en 2025 .....	16
1.2. Dispositif de surveillance et détection interne.....	18
1.3. Signalements externes et accompagnement des acteurs organisant et exécutant des transactions dans leur mission de surveillance ...	20
1.4. Mieux comprendre les marchés de gros : un effort renforcé de surveillance et de transparence par la CRE .....	22
<b>2. Enquêtes et sanctions portant sur des manquements au REMIT</b> .....	<b>22</b>
2.1. Enquêtes conduites par la CRE.....	23
2.2. Résumé des principales décisions de sanction pour manquement au REMIT prononcées par le CoRDiS et les régulateurs dans l'Union européenne .....	23
2.3. La coopération avec d'autres autorités et l'accroissement de l'efficacité des procédures d'enquête et de sanction .....	25
<b>3. La coopération concernant les marchés de gros au niveau européen</b> .....	<b>26</b>
3.1. Activités menées ou coordonnées par l'ACER sur la surveillance des marchés de gros.....	26
3.2. Les orientations non contraignantes de l'ACER.....	26
3.3. Les échanges de données REMIT avec l'ACER .....	27
3.4. Contribution de la CRE à la consultation publique de la Commission européenne sur les marchés dérivés de matières premières .....	29
3.5. Coopération avec les autres autorités compétentes pour l'exercice des missions de surveillance et d'enquête .....	30
<b>SECTION 2 : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ</b> .....	<b>32</b>
<b>1. Contexte européen et international</b> .....	<b>33</b>
<b>2. Les fondamentaux du système gazier français en 2025</b> .....	<b>35</b>
2.1. Bilan des flux commerciaux sur le système français.....	35

<b>2.2.</b>	<b>La consommation française en baisse pour la quatrième année consécutive.....</b>	<b>37</b>
<b>2.3.</b>	<b>Les entrées de gaz et le transit par la TRF : les livraisons de GNL ont augmenté tandis que les flux par gazoduc sont en baisse .....</b>	<b>39</b>
<b>2.4.</b>	<b>Le niveau des stockages n'a jamais été aussi bas depuis la crise énergétique .....</b>	<b>42</b>
<b>2.5.</b>	<b>Le réseau français a subi peu de congestions depuis février 2025, malgré l'indisponibilité de l'artère du Rhône .....</b>	<b>43</b>
<b>3.</b>	<b>Les prix et volumes échangés sur le marché français.....</b>	<b>44</b>
<b>3.1.</b>	<b>Les prix au PEG se sont fortement détendus en 2025 .....</b>	<b>44</b>
<b>3.2.</b>	<b>Le PEG est le hub le moins cher d'Europe en 2025.....</b>	<b>45</b>
<b>3.3.</b>	<b>Les volumes échangés au PEG en nette hausse, notamment sur le marché à terme .....</b>	<b>46</b>
<b>3.4.</b>	<b>La campagne de commercialisation 2025-2026 des capacités de stockage a été menée avec succès, dans de meilleures conditions qu'en 2024-2025 .....</b>	<b>49</b>
	<b>SECTION 3 : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....</b>	<b>51</b>
<b>1.</b>	<b>Les fondamentaux du système électrique français en 2025.....</b>	<b>52</b>
<b>1.1.</b>	<b>Equilibre du système électrique français : stabilisation des injections, progression modérée de la production et des exportations .....</b>	<b>52</b>
<b>1.2.</b>	<b>La consommation reste stable en 2025 .....</b>	<b>54</b>
<b>1.3.</b>	<b>La production d'électricité augmente légèrement .....</b>	<b>55</b>
<b>1.3.1.</b>	<b>La production nucléaire augmente pour la troisième année consécutive.....</b>	<b>56</b>
<b>1.3.2.</b>	<b>La production hydraulique en baisse par rapport à 2024, revient aux moyennes historiques .....</b>	<b>59</b>
<b>1.3.3.</b>	<b>Eolien et solaire : nouveaux records de production grâce à la hausse des capacités installées.....</b>	<b>61</b>
<b>1.3.4.</b>	<b>Sources fossiles : production d'électricité au plus bas depuis 70 ans .....</b>	<b>63</b>
<b>1.3.5.</b>	<b>Les exportations d'électricité de la France atteignent un nouveau record .....</b>	<b>63</b>
<b>1.4.</b>	<b>Les prix des quotas d'émissions de CO2 poussés à la hausse par une réduction progressive de l'offre.....</b>	<b>64</b>
<b>2.</b>	<b>Les marchés de court terme .....</b>	<b>66</b>
<b>2.1.</b>	<b>Introduction des produits 15 minutes sur les marchés journalier et intrajournalier .....</b>	<b>66</b>
<b>2.2.</b>	<b>Les prix du marché journalier stables par rapport à 2024 .....</b>	<b>66</b>
<b>2.3.</b>	<b>Marginalité des différentes filières de production en 2025.....</b>	<b>73</b>
<b>2.4.</b>	<b>Ecart entre les prix <i>spot</i> et les coûts marginaux d'EDF .....</b>	<b>78</b>

<b>2.5. Niveau de convergence des prix <i>spot</i> français par rapport aux pays voisins .....</b>	<b>79</b>
<b>2.6. Les volumes échangés sur l'échéance journalière sont en baisse, et les échanges infrajournaliers en hausse .....</b>	<b>82</b>
<b>3. Les marchés à terme .....</b>	<b>85</b>
3.1. Baisse des prix à terme français qui s'approchent des niveaux de prix historiques.....	85
3.2. L'activité sur le marché à terme français continue sa croissance .....	90
<b>4. Les marchés de l'équilibrage : services système, ajustement et réserves .....</b>	<b>96</b>
4.1. Rappel des principes généraux de fonctionnement des marchés de l'équilibrage et des évolutions à venir.....	96
4.1.1. La réserve primaire.....	96
4.1.2. La réserve secondaire .....	96
4.1.3. La réserve tertiaire.....	97
4.1.4. Le dispositif de responsable d'équilibre.....	98
4.2. Bilan des marchés de l'équilibrage en 2025.....	99
4.2.1. Vue d'ensemble .....	99
4.2.2. La réserve primaire.....	100
4.2.3. La réserve secondaire .....	101
4.2.4. Le mécanisme d'ajustement .....	106
4.2.5. La plateforme TERRE .....	107
4.3. La surveillance des marchés de l'équilibrage par la CRE.....	108
<b>5. Le marché de garanties de capacité.....</b>	<b>109</b>
5.1. Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français....	109
5.2. En 2025, le prix de la capacité est resté stable et particulièrement bas	110
5.3. Le prix faible de la capacité pour l'année de livraison 2026 illustre à nouveau des marges significatives pour le système électrique .....	110
<b>Chiffres clés .....</b>	<b>113</b>
<b>1. Marchés du gaz.....</b>	<b>113</b>
<b>2. Marchés de l'électricité.....</b>	<b>115</b>

## LA CRE ET LE REGLEMENT REMIT : LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS, UN ENJEU EUROPEEN

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est responsable depuis 2006 de la surveillance des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel. Elle publie chaque année son rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel.

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). Ce règlement a été révisé par le règlement européen n°2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements n°1227/2011 et n°2019/942 visant à améliorer la protection de l'Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l'énergie. Le REMIT révisé est entré en vigueur le 7 mai 2024.

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel et garantit notamment le respect des articles 3, 4, 5, 7 quater, 7 quinquies, 8, 9 et 15 du REMIT.

A ce titre, la CRE porte une attention particulière aux dispositions visant à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie en :

- interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés (articles 3 et 5) ;
- obligeant les acteurs du marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent (article 4).

La CRE s'attache à garantir également le respect, par les personnes organisant ou exécutant des transactions à titre professionnel (PPAET)<sup>16</sup>, de leurs obligations au titre de l'article 15 du REMIT de détection et de déclaration de suspicions d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché, ainsi que de suspicions de non-publication des informations privilégiées.

Le REMIT est mis en œuvre au niveau européen dans le cadre des dispositions de son article 16 qui prévoit en particulier la coopération entre l'ACER, l'ESMA<sup>17</sup>, les régulateurs de l'énergie des Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de concurrence.

<sup>16</sup> En anglais *Persons Professionally Arranging or Executing Transactions* ou PPAET, principalement les bourses, les courtiers, certains gestionnaires du réseau et certains acteurs de marché.

<sup>17</sup> Autorité Européenne des Marchés Financiers, en anglais *European Securities and Markets Authority – ESMA*.

## ACTIVITE DE LA CRE EN 2025 DANS LE CADRE DE SA MISSION DE SURVEILLANCE

**Plus de 26 millions de transactions surveillées (+73 %\*)**



**5 495 TWh** échangés (dont 4 421 TWh sur des contrats portant sur la livraison d'énergie, soit +19 %\*)

**203 Mds €** échangés en valeur (dont 197 Mds € sur des contrats portant sur la livraison d'énergie, soit +9 %\*)



**2 211 acteurs enregistrés** auprès de la CRE (+9 %\*)

**Une cinquantaine de cas** en cours d'analyse au titre de la surveillance



**10 enquêtes** en cours

**1 procédure de sanction** à la fin de l'année 2025

### Marché de gros en France en 2025

#### Prix de l'électricité



**61,1 €/MWh** en moyenne des prix *day-ahead*, soit +6 %\*

**60,9 €/MWh** en moyenne des prix à terme calendaires pour l'année suivante (CAL+1), soit -20 %\*

#### Prix du gaz naturel



**35,4 €/MWh** en moyenne des prix *day-ahead* et des prix à terme mensuels pour le mois suivant (M+1), soit +4 %\*

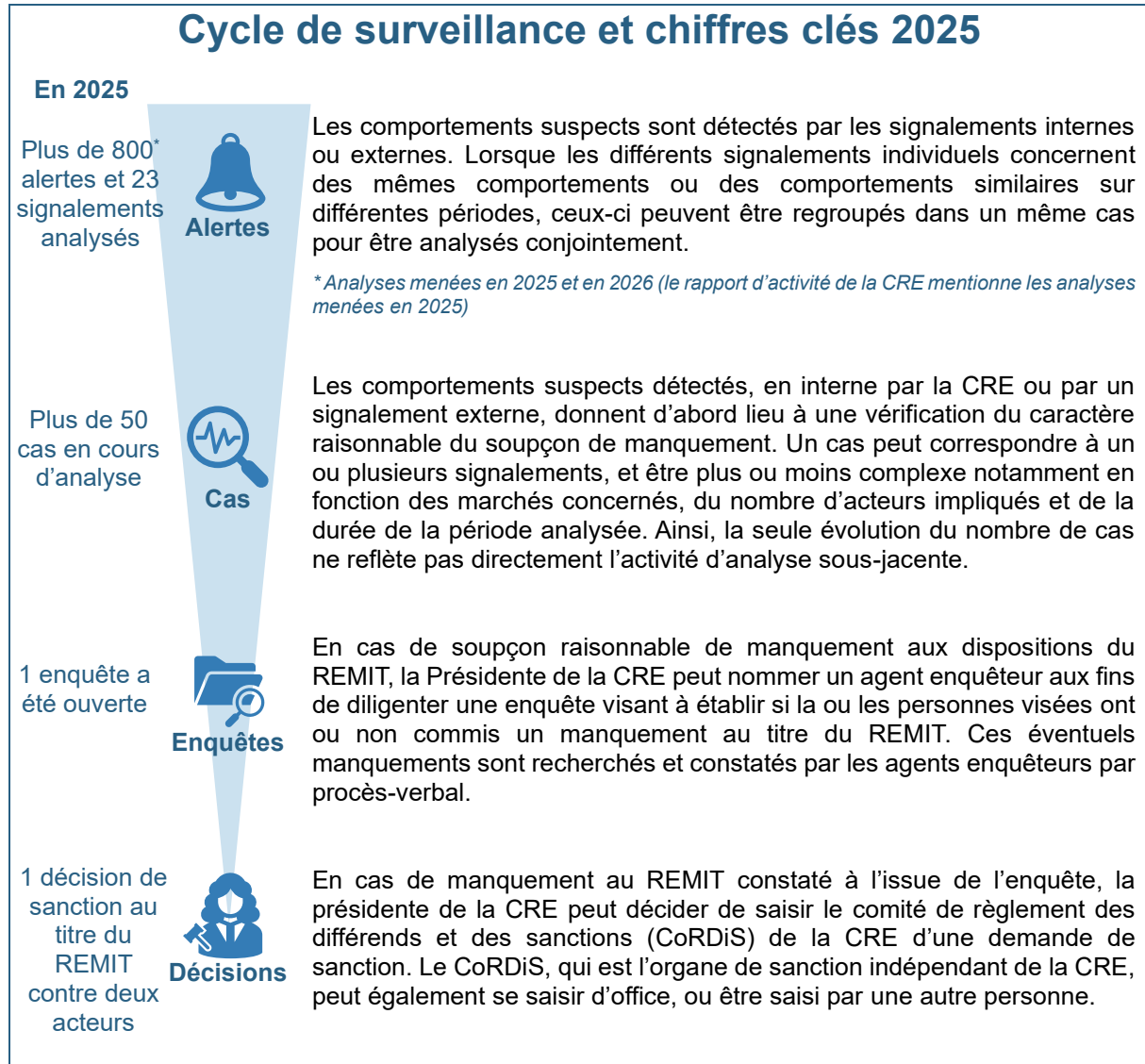
**32,8 €/MWh** en moyenne des prix à terme calendaires pour l'année suivante (CAL+1), soit -9 %\*

\* Par rapport à 2024

## **SECTION 1 : LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE**

## 1. La surveillance des marchés de gros par la CRE dans le cadre du REMIT en 2025

La CRE exerce une surveillance active des marchés de gros de l'électricité et du gaz, s'appuyant sur la détection interne de comportements potentiellement suspects et sur l'analyse de signalements externes. L'analyse de ces comportements peut conduire à l'ouverture d'enquêtes, et à la saisine du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) d'une demande de sanction.



Le Tableau 1 ci-après présente le périmètre des marchés surveillés par la CRE. Ils se caractérisent par des enjeux financiers différents, et des niveaux de complexité variables. Les marchés à terme, en gaz et en électricité, concentrent les volumes échangés les plus importants, et pèsent directement dans la formation des prix pour les consommateurs. Les marchés continus de plus court terme donnent lieu à l'intervention d'un plus grand nombre d'acteurs, avec un recours extensif aux algorithmes, et nécessitent donc une vigilance particulière. Les marchés de l'équilibrage ont évolué significativement ces dernières années, avec l'ouverture de nouveaux segments de marché, ce qui appelle à un accompagnement des acteurs pour les sensibiliser aux obligations découlant du REMIT.

**Tableau 1 : Périmètre des marchés surveillés par la CRE (totaux des transactions 2025)**

Electricité		Gaz	
<b>Marchés à terme</b> 1 815 TWh, 109 Md€	<b>Enchères SDAC</b> 153 TWh, 9 Md€	<b>Marchés à terme</b> 2 024 TWh, 64 Md€	<b>Marchés court terme</b> 397 TWh, 13 Md€
<b>Marché IJ SIDC</b> 24,8 TWh, 1,6 Md€	<b>Enchères IDA</b> 7,5 TWh, 0,4 Md€	<b>Enchères capacités transfrontalières<sup>18</sup></b> 620 TWh, 0,9 Md€	<b>Enchères de capacités de stockage<sup>18</sup></b> 126 TWh, 0,1 Md€
<b>Capacités d'équilibrage</b> 2,9 GW en moyenne, 0,5 Md€	<b>Energies d'équilibrage</b> 10 TWh, 1 Md€	<b>Spread localisé</b> 1 TWh, 1,9 M€	
<b>Enchères capacités transfrontalières<sup>18</sup></b> 317 TWh, 3,9 Md€	<b>Mécanisme de capacité</b> 28 GW pour 200h, 77 M€		

### 1.1. Vue d'ensemble des sources de détection de comportements potentiellement suspects en 2025

Les activités de surveillance de la CRE s'appuient sur la détection *ex-post* des comportements suspects, soit par des outils de détection internes, soit à la suite de déclarations transmises par des parties externes.

La détection interne repose sur des outils automatisés visant à surveiller des segments de marchés pour détecter des scénarios et des comportements spécifiques des acteurs du marché, à partir des données de marché collectées par l'ACER dans le cadre de REMIT, et des données collectées directement par la CRE auprès de certains acteurs du marché. Des analyses peuvent également être conduites sur la base du suivi de la conjoncture des marchés (épisodes de prix extrêmes, etc.) et des fondamentaux.

La détection externe repose sur les déclarations de comportements suspects reçues de différentes sources, dont en premier lieu les personnes organisant et exécutant des transactions à titre professionnel (*Persons Professionally Arranging or Executing Transactions* - PPAET)<sup>19</sup>. En particulier, les bourses, les courtiers et certains gestionnaires de réseau, en tant qu'organiseurs d'opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur pour la CRE.

<sup>18</sup> Enchères pour les capacités portant sur l'année 2025

<sup>19</sup> En application de l'article 15 du règlement REMIT, les PPAET ont l'obligation d'avertir l'ACER et les autorités de régulation nationales concernées en cas de soupçon de manquement aux articles 3, 4 ou 5 du REMIT sans plus tarder et, en tout état de cause, au plus tard dans un délai de quatre semaines à compter du jour où le PPAET prend connaissance de l'événement suspect. Les manquements à cette obligation peuvent être sanctionnés par le CoRDIS en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

L'ACER transmet également les comportements suspects qu'elle détecte en les accompagnant de ses analyses préliminaires, ainsi que les alertes issues de ses systèmes de détection automatiques, sans analyse qualitative associée. Parmi ces alertes, certaines relèvent exclusivement du marché français sous la responsabilité de la CRE et d'autres impliquent des échanges transfrontaliers et concernent donc également d'autres régulateurs. L'ACER introduit progressivement de nouveaux types d'alertes, ciblant des nouveaux types de comportements.

De même, d'autres autorités de régulation, ainsi que des acteurs du marché, que ce soit en France ou à l'étranger, transmettent à la CRE les informations relatives à des comportements suspects.

**La CRE encourage les PPAET et tous les acteurs du marché à faire preuve de la plus grande vigilance et rappelle que toute personne ayant connaissance de comportements susceptibles de constituer un manquement au REMIT peut les signaler, y compris de façon anonyme, sur la plateforme européenne de notification (<https://www.acer-remit.eu/np/home>) prévue à cet effet ou à l'adresse [surveillance@cre.fr](mailto:surveillance@cre.fr).**

## Éléments clés 2025

### Détection interne



- Les outils de la CRE visent à détecter les comportements susceptibles de constituer un manquement aux obligations de publication des informations privilégiées ou d'interdiction d'opération d'initié ou de manipulation de marché.
- Environ 840 alertes portant sur l'année 2025<sup>20</sup> ont fait l'objet d'analyses dédiées par la CRE ; 14 % d'entre elles ont nécessité des actions complémentaires, notamment des demandes d'information aux acteurs concernés.
- Des analyses spécifiques ont été menées à la suite de l'ouverture des nouveaux marchés d'équilibrage.

### Détection externe



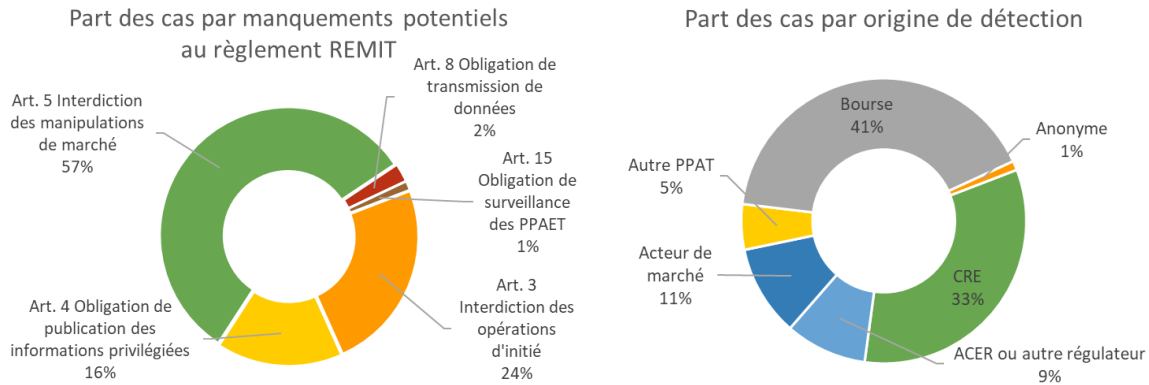
- La CRE a réalisé des analyses pour 23 signalements reçus en 2025, dont 17 provenant de PPAET et 6 provenant d'acteurs de marché ou de l'ACER.
- La CRE est impliquée dans le suivi de 13 signalements supplémentaires reçus en 2025 pour lesquels un autre régulateur européen est responsable de la conduite des analyses.
- 7 PPAT font l'objet d'un suivi rapproché par la CRE concernant la bonne mise en œuvre de dispositifs de surveillance de leurs marchés en application de l'article 15 du REMIT.
- 240 alertes automatiques de l'ACER ont été reçues portant sur l'année 2025<sup>21</sup>.

<sup>20</sup> Analyses menées en 2025 et en 2026 (le rapport d'activité de la CRE mentionne les analyses menées en 2025)

<sup>21</sup> La forte augmentation du nombre d'alertes reçues par l'ACER par rapport à 2024 (60 alertes reçues) s'explique notamment par un retard dans l'envoi des alertes en 2024 lié à des difficultés opérationnelles de l'ACER, résorbé en 2025.

Selon leur complexité, l'analyse des cas peut prendre plus ou moins de temps. Ainsi, au cours d'une année, la CRE examine les nouveaux signalements tout en poursuivant les analyses des détections antérieures. En 2025, le flux de nouveaux signalements est globalement équivalent au nombre de cas clôturés<sup>22</sup> après analyse. Cette dynamique permet de maintenir le stock de dossiers en cours d'analyse à un niveau stable, autour d'une cinquantaine de cas, comme en 2024. La Figure 1 présente un bilan de l'ensemble des cas ayant fait l'objet d'analyses depuis 2012 et fait apparaître que les soupçons de manquement au REMIT concernent le plus souvent ses articles 3 et 5 (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché), respectivement dans 24 % et 57 % des cas, et sont le plus souvent ouverts à la suite d'un signalement d'une bourse.

Figure 1 : Cas d'analyse ouverts par type de manquement et source de détection



Par ailleurs, les analyses des services de la CRE, menées en 2025 à la suite d'alertes internes et de signalements externes, ont conduit à améliorer le fonctionnement du marché intrajournalier français. La CRE, des acteurs du marché, ainsi qu'une PPAT, ont identifié des transactions à des prix différent significativement des prix de marché, autour de 9h38, observables depuis l'introduction des enchères intrajournalières (IDAs) en juin 2024. Afin de mieux comprendre l'origine de ces transactions systématiquement observées, la CRE a interrogé le gestionnaire de réseau de transport français, RTE. Les informations collectées et les analyses de la CRE ont montré que ces transactions portaient sur des échanges transfrontaliers rendus possibles par un relâchement de capacité de transport par un GRT, survenant à 9h38, juste avant la clôture, à 9h40, des échanges transfrontaliers continus dans le cadre de l'enchère IDA 3 prévue à 10h. A la demande de la CRE, et par l'intermédiaire de RTE, le gestionnaire de réseau de transport concerné a modifié l'horaire de relâchement de capacité à 9h40 minimum, permettant de proposer des capacités additionnelles lors de l'enchère IDA3 et mettant ainsi fin au comportement observé. Relâcher ces capacités transfrontalières additionnelles lors de l'enchère IDA 3 permet une meilleure concentration de l'offre et de la demande lors de l'enchère.

## 1.2. Dispositif de surveillance et détection interne

La CRE s'appuie sur un processus interne de génération d'alertes automatiques, analysées dans un délai proche du temps réel, qui peuvent donner lieu à des demandes d'informations auprès des acteurs concernés, à des analyses plus approfondies ou, le cas échéant, à des enquêtes. Ce processus est complété par un suivi actif de la conjoncture des marchés qui peut conduire à des analyses approfondies des comportements des acteurs pour identifier ceux susceptibles de constituer de potentiels manquements au REMIT (par exemple, épisodes de prix extrêmes sur certains segments de marché, certaines séquences de communication des informations aux marchés, etc.).

<sup>22</sup> La clôture d'un cas de surveillance peut notamment avoir lieu en cas d'absence de soupçon de manquement. Elle peut aussi être suivie de l'ouverture d'une enquête ou de l'envoi d'un courrier visant à rappeler les obligations et interdictions qui incombent à l'acteur concerné.

L'ensemble de ce dispositif repose sur l'exploitation des données collectées par l'ACER au titre du REMIT et partagées avec la CRE, ainsi que des données collectées directement par la CRE auprès de certaines bourses, courtiers, gestionnaires de réseaux de transport (GRTs) ou d'acteurs du marché.

Les dernières années ont donné lieu à un fort développement du volume de données générées, notamment en ce qui concerne les ordres transmis sur les marchés de gros. Le nombre d'événements de transactions traités par la CRE a progressé de plus de 60 % entre 2024 et 2025, avec une croissance allant de +10 à +20 % par trimestre. Le nombre d'événements d'ordres traités par la CRE a progressé de 125 % entre 2024 et 2025. Le traitement des données REMIT représente ainsi un défi du fait de la forte hausse de leur volumétrie, alors que la diversité des sources de données exploitées par la CRE constitue un enjeu continu pour la détection et l'analyse de comportements potentiellement suspects.

Les alertes automatiques mises en place par la CRE concernent d'une part des critères de nature générique et statistique, permettant de détecter des valeurs significativement différentes des tendances de prix et volumes de transactions, de positions, etc., et d'autre part des scénarios spécifiques surveillés sur différents segments de marché. Les alertes visent à détecter des opérations d'initié ou des manipulations de marché interdites par les articles 3 et 5 du REMIT, mais aussi à surveiller l'efficacité des publications concernant la disponibilité des installations de production, au titre de l'article 4 du REMIT.

Les alertes générées sont ensuite analysées par la CRE à l'aide d'outils de visualisation, faisant appel à l'expertise des analystes et éventuellement à des données complémentaires pour déterminer si le comportement est ou non susceptible de constituer un manquement. Dans les cas où une erreur de déclaration de données est suspectée, ou pour tenter d'expliquer un comportement, des demandes d'information peuvent être envoyées aux acteurs concernés.

Si l'analyse confirme le soupçon de manquement au REMIT, des analyses plus détaillées sont menées et peuvent conduire à l'ouverture d'une enquête.

Environ 840 alertes portant sur l'année 2025 ont été analysées par la CRE, dont 14 % ont nécessité des actions complémentaires, notamment des demandes d'information aux acteurs concernés. Les acteurs interrogés montrent en général un bon degré de réactivité, notamment pour corriger des déclarations de données, le cas échéant.

### Partenariat entre la CRE et le PEReN



Pôle d'Expertise de la  
Régulation Numérique



Dans une démarche d'innovation et d'amélioration de la performance des outils de détection internes, un rapprochement a été établi entre la CRE et le Pôle d'expertise de la régulation numérique (PEReN) en 2025. Le PEReN est un service à compétence nationale créé par le décret n° 2020-1102 du 31 août 2020, placé sous l'autorité conjointe des ministres chargés de l'économie, de la communication et du numérique, et rattaché au Directeur Général des Entreprises pour sa gestion administrative et financière.

L'objectif du PEReN est de développer et de capitaliser au sein de l'État une expertise en sciences des données, en codes sources, en programmes informatiques, en traitement et audit algorithmiques, et de mettre ces ressources mutualisées à disposition des administrations d'État (autorités indépendantes comme directions ministérielles) qui interviennent sur les sujets de régulation des plateformes numériques et dans le champ de l'intelligence artificielle.

La CRE est listée dans l'annexe au décret n° 2022-603 du 21 avril 2022, dans sa version complétée par le décret n° 2025-385 du 28 avril 2025, et à ce titre peut établir un partenariat avec le PEReN.

Dans le cadre de la préparation de sa feuille de route annuelle, le PEReN sollicite les administrations susceptibles d'être intéressées par son expertise technique. À la suite des premiers échanges entre la CRE et le PEReN, la CRE a proposé en 2025 plusieurs cas d'usage liés à la surveillance des marchés de gros de l'énergie. Cette expression d'intérêt a conduit à l'inscription, dans la feuille de route 2026 du PEReN, de deux projets d'appui technique portant sur le développement :

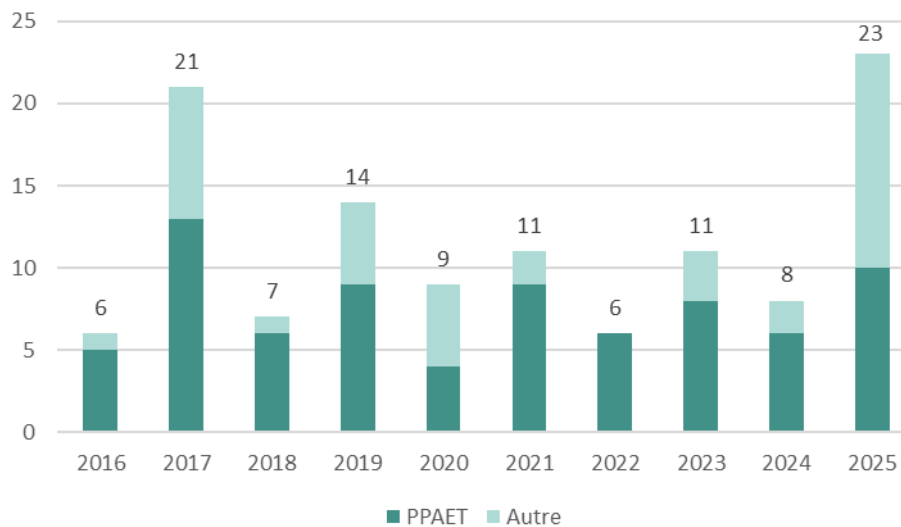
- d'une preuve de concept d'un nouvel outil informatique d'alerte pour la détection d'opérations d'initiés sur la base d'indicateurs marchés ;
- d'une preuve de concept d'un nouvel outil informatique d'alerte pour la détection de manipulations de marché basée sur les ordres.

La mise en œuvre opérationnelle de ce partenariat est en cours.

### 1.3. Signalements externes et accompagnement des acteurs organisant et exécutant des transactions dans leur mission de surveillance

La Figure 2 présente le nombre de signalements de comportements suspects au titre du REMIT notifiés à la CRE par les PPAET ou par d'autres acteurs ces dernières années.

Figure 2 : Signalements externes par source de détection



L'article 15 du REMIT prévoit que les PPAET doivent :

- d'une part, établir et conserver des dispositions, des systèmes et des procédures efficaces pour déceler les violations potentielles des articles 3 (interdiction des opérations d'initié), 4 (obligation de publier les informations privilégiées) ou 5 (interdiction des manipulations de marché) du REMIT, et
- d'autre part, avertir l'ACER et l'autorité de régulation nationale concernée si elles ont des raisons de suspecter qu'un ordre ou une transaction<sup>23</sup> pourrait enfreindre ces dispositions, Sans plus tarder et, en tout état de cause, au plus tard dans un délai de quatre semaines à compter du jour où le PPAET prend connaissance de l'événement suspect

L'entrée en vigueur du REMIT révisé a eu, dès fin 2024, un impact sur les signalements reçus par la CRE dans le cadre de l'article 15. La CRE reçoit en effet des nouveaux types de signalements d'acteurs liés à l'extension de l'obligation pesant sur les PPAT à certains PPET et à l'extension du champ d'application du REMIT aux produits énergétiques de gros qui sont des instruments financiers.

**La CRE considère indispensables les activités de surveillance opérées par les PPAT** – essentiellement les bourses, courtiers et certains GRTs – et entretient avec eux des échanges réguliers, leur rappelant leur devoir de surveillance et apportant un regard critique sur les mesures mises en place. Ces échanges permettent à la CRE non seulement de renforcer la surveillance des marchés de gros de l'énergie en France mais également de bénéficier de l'expertise de chacun de ces PPAT sur les segments de marchés sur lesquels elles opèrent. Ils permettent également de suivre le développement et les évolutions des outils et procédures de surveillance mis en place par les PPAT et de partager les analyses de cas suspects détectés dans leur périmètre.

La CRE veille au respect par les PPAET, de leurs obligations au titre de l'article 15 du REMIT révisé, lesquelles ne sont entrées en vigueur qu'en novembre 2024 pour les PPET.

Même si le nombre global de signalements reçus de la part des PPAET est en hausse par rapport à 2024, la CRE constate que certains PPAET reportent un faible nombre signalements par comparaison à la taille du marché sous leur périmètre. La CRE rappelle qu'il lui incombe, dans le cadre prévu par la loi, d'ouvrir des enquêtes à l'encontre des PPAET qui n'exerceraient pas correctement leur mission de surveillance des marchés de gros, et que ces enquêtes sont susceptibles d'aboutir à des décisions de sanction. La CRE note par ailleurs que le nombre de signalements reçus devrait continuer à croître du fait de l'élargissement du champ d'application du REMIT aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers.

<sup>23</sup> Un ordre ou une transaction y compris toute annulation ou modification de ceux-ci, qu'ils soient émis sur une place de marché organisée (en anglais, *Organised Market Place* - OMP) ou en dehors d'une OMP.

### 1.4. Mieux comprendre les marchés de gros : un effort renforcé de surveillance et de transparence par la CRE

Pour accompagner le développement des marchés de gros de l'électricité, garantir leur bon fonctionnement et renforcer leur transparence, en particulier dans le cadre de la fin du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)<sup>24</sup>, **la CRE a mis en place début 2025 la publication d'un bulletin trimestriel sur l'activité des marchés de gros de l'électricité. Ce bulletin rassemble plusieurs indicateurs clés permettant de suivre et d'analyser l'activité sur ces marchés.**

Avec la fin de l'ARENH, le rôle du marché de gros de l'électricité devient prépondérant dans la formation du prix de l'électricité pour les consommateurs. La CRE a donc renforcé son action de surveillance pour s'assurer que les prix de gros reflètent correctement l'équilibre entre l'offre et la demande, et qu'ils ne fassent l'objet d'aucune manipulation.

La bonne formation des prix repose notamment sur la liquidité du marché, qui doit permettre aux acteurs de couvrir efficacement leurs besoins de manière adéquate, c'est-à-dire de bénéficier de suffisamment d'offres et de volumes. À ce titre, la CRE suit de près l'évolution de la liquidité sur l'ensemble des horizons de livraison.

La liquidité se définit comme la capacité d'acheter ou de vendre rapidement des actifs sans provoquer de variations de prix significatives. Un marché liquide limite la volatilité et facilite l'entrée de nouveaux acteurs. La liquidité n'est pas une grandeur directement mesurable par un indicateur unique, mais elle peut être appréciée au regard d'un faisceau d'indicateurs. Les données publiées dans le bulletin couvrent notamment les volumes d'achat et de vente sur les marchés de gros ainsi que la profondeur de marché.

Par ailleurs, toujours dans le cadre de sa mission d'éclairer le débat public, **la CRE a lancé en avril 2026 une nouvelle série de notes visant à analyser un fait d'actualité relatif au secteur énergétique, intitulée « Eclairage sur... », traitant de sujets relatifs aux missions de la CRE, qu'il s'agisse d'étudier les marchés de gros ou de détail de l'énergie, les réseaux d'électricité ou de gaz ou encore les questions liées à la transition énergétique.** Le premier numéro de cette publication<sup>25</sup> dresse un premier bilan des effets du passage du marché journalier de la maille horaire à la maille du quart d'heure, entre le 1<sup>er</sup> octobre 2025 et le 31 janvier 2026, en ce qui concerne les volumes échangés, les comportements des acteurs et la formation des prix sur les marchés de gros d'électricité français.

## 2. Enquêtes et sanctions portant sur des manquements au REMIT

En application de l'article L.135-3 du code de l'énergie, les agents de la CRE habilités à cet effet par la Présidente de la CRE procèdent aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement des missions confiées à la CRE. Ainsi, en cas de soupçon de manquement aux dispositions du REMIT, la Présidente de la CRE peut nommer un agent enquêteur aux fins de procéder à une enquête.

Les manquements au REMIT constatés par les agents enquêteurs font l'objet d'un procès-verbal qui doit être notifié à la (aux) personne(s) concernée(s). A l'issue d'une enquête, en application de l'article L.134-25 du code de l'énergie, la Présidente de la CRE peut saisir, le cas échéant, le CoRDIS d'une demande de sanction.

---

<sup>24</sup> Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi « NOME »). Ce dispositif permet depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011 aux consommateurs, quel que soit le choix de leur fournisseur, d'accéder à un prix régulé (fixé à 42 €/MWh depuis 2012) à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010. Le dispositif de l'ARENH a pris fin au 31 décembre 2025. A compter de cette date, les fournisseurs s'approvisionnent sur le marché (marché de gros, contrats avec des producteurs, etc), ou avec leurs propres actifs de production. Dans ce cadre, les prix de gros de l'électricité constitueront la référence de prix de la part approvisionnement des factures sur le marché de détail.

<sup>25</sup> <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/eclairage-sur-les-marches-de-gros-de-lelectricite-numero-1-le-passage-du-marche-journalier-au-pas-de-temps-15-minutes-retour-sur-les-volumes-echanges-et-les-variations-de-prix-observees.html>

### 2.1. Enquêtes conduites par la CRE

Entre 2014 et 2025, la CRE a ouvert vingt-quatre enquêtes au titre du REMIT réparties de la manière suivante : deux enquêtes en 2014, trois en 2016, deux en 2017, une en 2018, une en 2019, quatre en 2021, deux en 2022, deux en 2023, six en 2024 et une en 2025. Parmi ces enquêtes, 14 concernent le marché de l'électricité et 10 le marché du gaz.

L'ensemble de ces enquêtes ont été ouvertes à la suite de soupçons d'opérations d'initiés, de manipulations de marché (articles 3 et 5 du REMIT) ou de manquements à l'obligation de publier des informations privilégiées (article 4 du REMIT).

A fin 2025, parmi ces enquêtes :

- une a été clôturée car les pratiques examinées lors de l'enquête sont survenues avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 qui a confié au CoRDîS le pouvoir de sanctionner ce type de manquements ;
- une a été clôturée en 2020 pour des raisons liées à la prescription ;
- deux ont été clôturées par un constat de non-manquement ;
- une a été clôturée, suivie par l'envoi d'une lettre d'observations ;
- huit ont été clôturées par une décision du CoRDîS ;
- une était en cours d'instruction par le CoRDîS ;
- pour les dix enquêtes restantes à fin 2025, les analyses des agents enquêteurs étaient encore en cours.

Dans le cadre de ces enquêtes, le pouvoir de demande d'informations (documents comptables, factures et toute pièce ou document utile, y inclus les enregistrements téléphoniques et les données échangées existantes), en application de l'article L.135-4 du code de l'énergie et de l'article 13(2) du REMIT, a été mis en œuvre.

### 2.2. Résumé des principales décisions de sanction pour manquement au REMIT prononcées par le CoRDîS et les régulateurs dans l'Union européenne

La CRE présente ici les sanctions récentes, prononcées au titre du REMIT en France et dans les Etats membres de l'Union européenne en 2025. L'ACER tient à jour sur son site internet un récapitulatif<sup>26</sup> des décisions publiques sanctionnant des manquements aux dispositions du REMIT au niveau européen. Il convient de noter que plusieurs décisions de sanction peuvent porter sur une même affaire.

Le REMIT révisé introduit des montants minimums de plafonds de sanctions, consistant en des pourcentages du chiffre d'affaires pour les personnes morales et de montants pour les personnes physiques, en fonction du type de manquement sanctionné. L'article L. 134-27 du code de l'énergie a été modifié par la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025, en cohérence avec ces plafonds. Il est important de noter que le montant de chaque sanction imposée par le CoRDîS est déterminé individuellement pour chaque dossier, en tenant compte des circonstances de l'affaire examinée *in concreto*. Ainsi, le 2° de l'article L. 134-27 du code de l'énergie indique que le montant de la sanction pécuniaire est « *proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés.* » Les montants des sanctions sont donc difficilement comparables d'une décision à l'autre. La loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 a également introduit à l'article L. 134-27 du code de l'énergie la possibilité pour le CoRDîS de prononcer d'autres mesures prévues par l'article 18 du REMIT révisé relatif aux sanctions.

---

<sup>26</sup> Publication ACER Enforcement decisions – Overview of the sanction: <https://www.acer.europa.eu/remit/coordination-on-cases/enforcement-decisions>

**Tableau 2 : Décisions de sanction en 2025 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT<sup>27</sup>**

Date de la décision	Autorité, Etat membre	Acteur(s) de marché	Type de violation du règlement REMIT	Montant de sanction	Statut de la décision
20/01/2025	CRE (FR)	Danske Commodities A/S et Equinor ASA	Article 5	8 M€ pour Danske Commodities A/S 4 M€ pour Equinor ASA	En appel
28/02/2025	DUR (DK)	Energi Danmark A/S	Article 5	380,000 DKK (env. 51 000 €)	Finale
02/07/2025	DKER (BG)	Toplofikacia Sofia EAD	Article 4	10,000 BGN (env. 5 000 €)	En appel
02/07/2025	DKER (BG)	Bulgargaz EAD	Article 4	10,000 BGN (env. 5 000 €)	En appel
08/07/2025	ARERA (IT)	Enel Produzione S.p.A.	Article 4	Pas d'amende – L'ARERA a accepté les engagements proposés pour remédier aux violations des dispositions applicables	Finale
04/11/2025	CNMC (ES)	Enet Energy S.A.	Article 5	1 M€	Finale
11/12/2025	EV (FI)	Kinect Energy Sweden AB	Article 5	Proposition d'amende administrative soumise au tribunal de commerce	Appel possible

Il convient de noter que, le 18 juin 2025<sup>28</sup>, le Conseil d'Etat a confirmé pour l'essentiel la décision de sanction du CoRDIS du 26 décembre 2023 contre la société ENGIE. Cette décision sanctionnait l'entreprise d'un montant de 500 000 € pour des manquements aux articles 3 (interdiction des opérations d'initié) et 4 (obligation de publier les informations privilégiées) du REMIT. Le Conseil d'Etat a cependant considéré que 45 opérations de marché (sur 234 ayant été en litige) ne relevaient pas de l'utilisation de l'information privilégiée en cause. Le Conseil d'Etat a par conséquent jugé que « *compte tenu (...) de la réduction, limitée, du nombre d'opérations de marché réalisées (...) sur la base d'informations privilégiées non publiées, il y a seulement lieu de ramener le montant de la sanction pécuniaire de 500 000 euros à 490 000 euros.* »

Le 20 janvier 2025, le CoRDIS a sanctionné les sociétés Danske Commodities A/S et Equinor ASA respectivement à hauteur de 8 et 4 M€ pour des manquements à l'article 5 du REMIT (interdiction des manipulations de marché) sur le marché de gros du gaz en 2019 et 2020 concernant les capacités de transport de gaz naturel entre la France et l'Espagne. Cette décision de sanction fait suite à une enquête de la CRE. Les deux sociétés ont formé un recours contre cette décision du CoRDIS.

<sup>27</sup> Etat des lieux à fin 2025.

<sup>28</sup> <http://www.conseil-etat.fr/fr/arianeweb/CE/decision/2025-06-18/492318>

Enfin, la CRE considère pertinent de souligner la décision du CoRDIS en date du 22 avril 2025 en lien avec l'exercice, par la CRE, de ses missions de la surveillance des marchés de gros. Par cette décision, le CoRDIS retient, à l'encontre de la société J.P. Morgan SE, le manquement, visé à l'article L. 134-29 du code de l'énergie, à l'obligation de communication d'informations prévue à l'article L. 134-18 de ce code. La société J.P. Morgan SE a été sanctionnée à hauteur de 500 000 €<sup>29</sup>. Il s'agit de la première décision du CoRDIS relative à ce type de manquement. Par cette décision, le CoRDIS confirme que les acteurs sollicités par la CRE sur le fondement de l'article L. 134-18 du code de l'énergie sont tenus de transmettre les informations demandées lors de l'exercice des missions de surveillance par la CRE. La société a formé un recours contre la décision du CoRDIS.

### 2.3. La coopération avec d'autres autorités et l'accroissement de l'efficacité des procédures d'enquête et de sanction

La coopération avec des autorités administratives indépendantes (AAI) françaises, impulsée en 2019, constitue un moyen privilégié d'échanges avec les autres autorités administratives indépendantes françaises (ACPR, ADLC, AMF, ART, ARCEP, CNIL, HATVP)<sup>30</sup>.

Le groupe de travail inter-AAI constitue en effet un levier d'innovation et d'échange d'expertise et d'expérience, et permet à la CRE de questionner et d'enrichir ses méthodes de surveillance et d'enquête. A titre d'illustration, la CRE a échangé avec les différentes AAI sur les défis et les avantages que les nouvelles technologies, incluant l'intelligence artificielle (IA), pourraient apporter aux méthodes et aux analyses dans le cadre de la surveillance et des enquêtes qui ont permis à la CRE de développer un nouvel outil de transcription des bandes audio utilisant l'IA.

En particulier, la CRE collabore depuis longtemps avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), sur la base notamment du protocole d'accord signé en 2010<sup>31</sup> ayant pour objectif de permettre aux deux autorités de bénéficier de leurs informations et expertises réciproques afin d'assurer la réalisation et la pleine efficacité de leurs missions respectives, conformément aux dispositions de l'article L. 621-21 du code monétaire et financier et de l'article L. 134-17 du code de l'énergie<sup>32</sup>.

**A titre d'illustration, la CRE et l'AMF ont poursuivi leurs échanges au cours de l'année 2025 sur les implications du REMIT révisé, et notamment l'extension de son champ d'application aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers.**

La Présidente et le Collège de la CRE, ainsi que le Président et le Collège du CoRDIS, ont conjointement décidé en 2023 de proposer une réforme<sup>33</sup> des procédures d'enquêtes, d'instruction et de sanction, avec l'objectif de gagner en célérité et en efficacité, notamment par l'introduction d'une procédure de sanction négociée. Cette réforme nécessite notamment d'introduire et de modifier certaines dispositions législatives et réglementaires du code de l'énergie<sup>34</sup>.

---

<sup>29</sup> [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Decisions\\_du\\_CoRDIS/2025/03-40-24\\_Decision\\_CoRDIS.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Decisions_du_CoRDIS/2025/03-40-24_Decision_CoRDIS.pdf)

<sup>30</sup> ACPR - Autorité de contrôle prudentiel et de résolution, ADLC - Autorité de la concurrence, AMF - Autorité des marchés financiers, ART - Autorité de régulation des transports (anciennement ARAFER), ARCEP - Autorité de régulation des communications électroniques et des Postes, CNIL - Commission nationale de l'informatique et des libertés, HATVP - Haute autorité pour la transparence de la vie publique

<sup>31</sup> Pour plus d'informations : [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Communiqués\\_de\\_presse/import/101210\\_MOU\\_CRE-AMF\\_101210105039\\_0001.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Communiqués_de_presse/import/101210_MOU_CRE-AMF_101210105039_0001.pdf)

<sup>32</sup> Antérieurement les articles 28 et 29 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000.

<sup>33</sup> Cette volonté de réforme avait été identifiée parmi les objectifs de la feuille de route 2023-2024 de la CRE : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/feuille-de-route-2023-2024-de-la-cre> et a été réitérée dans les orientations stratégiques pour 2025-2030 : <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/orientations-strategiques-2025-2030-de-la-cre.html>

<sup>34</sup> Ces évolutions législatives ont été intégrées au projet de loi « simplification de la vie économique » adopté le 15 avril 2026, mais l'article concerné a été censuré par le conseil constitutionnel le 21 mai 2026.

### 3. La coopération concernant les marchés de gros au niveau européen

#### 3.1. Activités menées ou coordonnées par l'ACER sur la surveillance des marchés de gros

Plusieurs groupes de travail dédiés à la surveillance des marchés existent au sein de l'ACER et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER). Ils contribuent notamment à la mise en œuvre opérationnelle du REMIT par les autorités nationales de manière coordonnée et cohérente, en particulier au travers d'échanges réguliers de partage d'expérience sur le traitement de cas de surveillance et de scénarios d'abus de marché. Les groupes de travail de l'ACER participent également à l'élaboration des orientations non contraignantes (« *guidance* ») sur l'application du REMIT publiées par l'ACER.

Par ailleurs, dans le cadre de nouvelles obligations prévues par REMIT révisé, l'ACER a publié le 8 mai 2025 deux rapports, tels que précisé dans l'article 15 du REMIT. Si le premier rapport<sup>35</sup> analyse l'activité des PPATs<sup>36</sup> (ce rapport porte sur leurs dispositions, systèmes et procédures de surveillance des marchés de gros), le deuxième rapport<sup>37</sup> analyse l'activité des régulateurs nationaux (dont la CRE) concernant la gestion des notifications de comportements suspects signalés par les PPATs, la réponse des régulateurs à la mauvaise qualité des signalements et au non-signalement des transactions suspectes et les activités afférentes en matière d'exécution et de sanctions.

La CRE attache une grande importance à la progression des travaux sur REMIT dans le cadre de la collaboration entre les régulateurs européens et y contribue activement.

En outre, la coopération avec les autorités financières s'intensifie avec l'entrée en vigueur du REMIT révisé, dont le périmètre est élargi aux produits énergétiques de gros qui sont également les instruments financiers.

#### 3.2. Les orientations non contraignantes de l'ACER

Les orientations non contraignantes publiées par l'ACER se composent à ce jour de quatre documents principaux : les orientations générales sur l'application du REMIT, dont la 6<sup>ème</sup> édition, publiée en juillet 2021, a été amendée par l'ACER le 18 décembre 2024<sup>38</sup>, pour prendre en compte certaines évolutions liées à la révision du REMIT, et trois orientations thématiques portant sur des pratiques susceptibles de constituer des manipulations de marché au titre de l'article 5 du REMIT :

- une orientation concernant la pratique de type « *Wash Trade* » définie comme la passation d'accords de vente ou d'achat d'un produit énergétique de gros, n'impliquant pas de changement dans la propriété de la valeur concernée ni dans le risque de marché ou impliquant le transfert de la détention ou du risque de marché entre des participants agissant de concert ou en collusion, parue en juin 2017<sup>39</sup> ;
- une orientation concernant la pratique de type blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding* » sur le marché intrajournalier d'électricité, définie comme l'acquisition de tout ou partie de la capacité de transport disponible sans l'utiliser ou sans l'utiliser efficacement, parue en mars 2018<sup>40</sup> ;

---

<sup>35</sup> <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-Report-PPAETs-market-surveillance-2025.pdf>

<sup>36</sup> L'analyse des activités des PPETs a été exclue de ce premier rapport par l'ACER.

<sup>37</sup> <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-Report-NRAs-activities-STORs-2025.pdf>

<sup>38</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Other%20Documents/6.1st\\_Edition\\_ACER\\_Guidance.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Other%20Documents/6.1st_Edition_ACER_Guidance.pdf)

<sup>39</sup> Pour plus d'information : <https://www.acer-remit.eu/portal/document-download?documentId=u518na123yq>

<sup>40</sup> Pour plus d'information : <https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-capacity-hoarding-in-intraday-electricity-markets-that-could-constitute-market-manipulation.aspx>

- une orientation concernant la pratique de type « *layering* » et « *spoofing* » sur les marchés de gros continus, définie comme l'émission par un acteur du marché d'un ordre important ou de plusieurs ordres sur un côté du carnet d'ordres, afin d'effectuer une ou plusieurs transactions de l'autre côté du carnet d'ordres, parue en mars 2019<sup>41</sup>.

L'ACER publie par ailleurs une liste de questions et de réponses (« Q&A ») concernant la mise en œuvre du REMIT, et a publié la dernière mise à jour de ce document le 12 mars 2025<sup>42</sup>. Cette mise à jour a pour objectif d'aligner les Q&A avec la version révisée du REMIT.

Enfin, l'ACER publie en tant que de besoin des lettres ouvertes pour préciser certaines orientations avec une flexibilité accrue par rapport au processus de révision de ses documents d'orientations générales. L'ACER n'a pas fait de publications à ce titre en 2025, mais a publié en 2026 deux lettres ouvertes (voir ci-après).

La CRE contribue à la mise en œuvre opérationnelle du REMIT par les autorités nationales et l'ACER de manière coordonnée et à l'élaboration de positions communes sur la définition et l'encadrement des pratiques d'abus des marchés de gros au titre du REMIT.

### 3.3. Les échanges de données REMIT avec l'ACER

La collecte centralisée de données par l'ACER dans le cadre du REMIT a démarré en 2015. La CRE reçoit les données concernant le marché français depuis 2016. La qualité des données transactionnelles et fondamentales étant essentielle pour la conduite de ses missions, la CRE s'implique activement dans les travaux de l'ACER sur ce sujet.

Par ailleurs, dans le cadre de la révision du REMIT, la Commission européenne a été chargée de réviser le règlement d'exécution du REMIT<sup>43</sup> qui précise les exigences en matière de déclaration des données, et d'adopter l'acte délégué<sup>44</sup> concernant d'une part les Mécanismes de déclaration enregistrés (RRM)<sup>45</sup> et d'autre part les plateformes dédiées à la publication d'informations privilégiées (IIP)<sup>46</sup>. La CRE a participé activement en 2025 au processus de comitologie mené par la Commission européenne, visant l'adoption du règlement d'exécution. Les deux textes ont été adoptés par la Commission européenne et ont été publiés le 9 avril 2026.

---

<sup>41</sup> Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-layering-and-spoofing-in-continuous-wholesale-energy-markets.aspx>

<sup>42</sup> Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Q%26As%20on%20REMIT/REMIT-30th-edition-QAs.pdf>

<sup>43</sup> Règlement d'exécution (UE) n° 2026/256 de la Commission du 30 janvier 2026 concernant la déclaration des données en application de l'article 7 quater, paragraphe 2, et de l'article 8, paragraphes 1 bis, 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, et abrogeant le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 : [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:L\\_202600256](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202600256)

<sup>44</sup> Règlement délégué (UE) n°2026/255 de la Commission du 30 janvier 2026 complétant le règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les détails nécessaires à l'agrément et au contrôle des plateformes d'informations privilégiées et des mécanismes de déclaration enregistrés par l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie : [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:L\\_202600255](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202600255)

<sup>45</sup> En anglais, *Registered Reporting Mechanism* - RRM

<sup>46</sup> En anglais, *Inside Information Platforms* - IIP

L'ACER décline et précise les obligations en matière de déclaration des données ainsi que leurs aspects opérationnels au travers de documents qu'elle publie et fait évoluer, en lien avec les acteurs de marchés, les régulateurs et les autres parties prenantes concernées. Les documents principaux encadrant la déclaration de données à l'ACER sont le manuel de procédures pour la déclaration des données<sup>47</sup> et le manuel de l'utilisateur pour la déclaration des données transactionnelles (*Transaction Reporting User Manual – TRUM*)<sup>48</sup>, dont les dernières versions ont été publiées respectivement le 17 avril 2023 et le 17 décembre 2024. Ils sont complétés par un document de questions et réponses (*Frequently Asked Questions – FAQ*)<sup>49</sup> sur la déclaration des données transactionnelles, mis à jour le 30 septembre 2024 ainsi qu'un autre document de question et réponses concernant la déclaration des informations privilégiées et données fondamentales<sup>50</sup>, dont la dernière version date du 26 mars 2026.

Ces documents vont évoluer à la suite de l'adoption du règlement d'exécution du REMIT et de l'acte délégué concernant les RRM et les IIP. Ces travaux sont en cours et devraient aboutir pour partie en 2026. Dans l'attente de mise à jour de ces documents, l'ACER a publié en 2026 deux lettres ouvertes<sup>51</sup> précisant d'ores et déjà certains aspects du nouveau cadre applicable, et notamment un résumé du calendrier d'entrée en vigueur des évolutions des obligations déclaratives.

En 2025, la CRE a continué à améliorer son traitement des données issues de la collecte REMIT, et a sollicité les parties déclarantes pour éclairer ou corriger lorsque nécessaire ces données transactionnelles déclarées à l'ACER. Un des enjeux importants est l'adaptation des systèmes et des processus de la CRE à la hausse très importante du volume de données déclarées depuis la fin de l'année 2022, présentée à la Figure 3, en lien notamment avec la croissance des activités de tenue de marché et du *trading* algorithmique sur les marchés français et européens. La CRE a dû adapter significativement ses outils de traitement de données afin de faire face à la multiplication par 10 environ entre 2022 et 2025 du volume quotidien reçu de l'ACER.

---

<sup>47</sup> *Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting* :

[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reporting%20Guidance/Manual%20of%20Procedures%20\(MoP\)%20on%20Data%20Reporting/ACER\\_REMIT\\_MoP-on-data-reporting.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reporting%20Guidance/Manual%20of%20Procedures%20(MoP)%20on%20Data%20Reporting/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting.pdf)

<sup>48</sup> <https://www.acer.europa.eu/remiit-documents/remiit-reporting-guidance>

<sup>49</sup>

<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reporting%20Guidance/FAQs%20on%20Transaction%20Reporting/FAQ-on-transaction-reporting.pdf>

<sup>50</sup>

<https://acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reporting%20Guidance/FAQs%20on%20REMIT%20Fundamental%20Data%20and%20Inside%20Information/FAQs%20on%20REMIT%20fundamental%20data%20and%20inside%20information.zip>

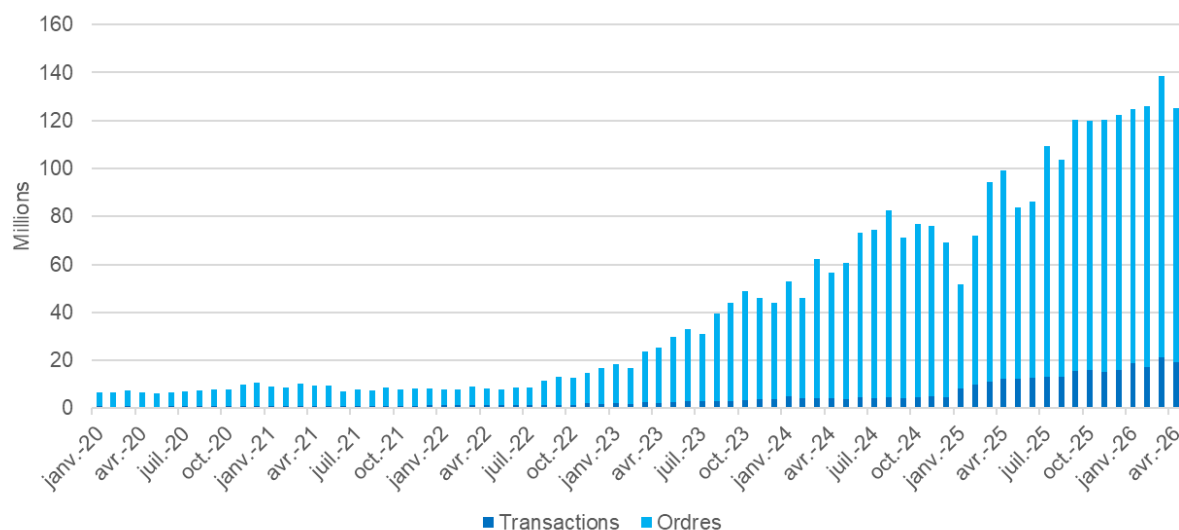
<sup>51</sup> *Open letter on recast Implementing Regulation* :

<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/ACER-Open-Letter-REMIT-Implementing-Regulation-2026.pdf>

*Open letter on new Delegated Regulation* :

<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/ACER-Open-Letter-REMIT-Delegated-Regulation-2026.pdf>

**Figure 3 : Nombres d'ordres et de transactions traités mensuellement par la CRE au travers de la collecte de données REMIT (contrats standard « Table 1 », tous marchés confondus, électricité et gaz naturel)**



Source : données REMIT<sup>52</sup> – Analyse : CRE

La CRE maintient le dispositif de collecte nationale des données auprès de certains acteurs (bourses, courtiers, GRT, acteurs de marché) afin d’avoir une base de comparaison permettant de continuer à améliorer la qualité des données déclarées, et pour compléter certaines données qui ne font pas l’objet d’obligation de déclaration au titre de REMIT, et ainsi éviter toute discontinuité ou interruption dans la surveillance.

La CRE appelle en particulier les acteurs de marché à la vigilance en ce qui concerne la bonne déclaration des bénéficiaires des transactions, encore trop souvent mal renseignés, ainsi que l’identification correcte des transactions bilatérales, en veillant à ce que l’identifiant unique de transaction déclaré par les deux contreparties soit identique.

### 3.4. Contribution de la CRE à la consultation publique de la Commission européenne sur les marchés dérivés de matières premières

En réponse à la consultation publique<sup>53</sup> lancée par la Commission européenne sur les marchés de dérivés de matières premières, la CRE a réaffirmé en 2025 son engagement en faveur d’une surveillance efficace, proportionnée et transparente des marchés de gros de l’énergie<sup>54</sup>. Cette prise de position s’inscrit dans un contexte de forte évolution du cadre réglementaire européen, marqué notamment par les réformes consécutives à la crise énergétique de 2022-2023 dont la révision du REMIT.

<sup>52</sup> Pour les ordres filtrés uniquement sur les zones de marché françaises à partir de début 2025

<sup>53</sup> En anglais, *Targeted consultation on the review of the functioning of commodity derivatives markets and certain aspects relating to spot energy markets* : [https://finance.ec.europa.eu/regulation-and-supervision/consultations-0/targeted-consultation-review-functioning-commodity-derivatives-markets-and-certain-aspects-relating\\_en](https://finance.ec.europa.eu/regulation-and-supervision/consultations-0/targeted-consultation-review-functioning-commodity-derivatives-markets-and-certain-aspects-relating_en)

<sup>54</sup> Pour en savoir plus, consultez :

- la synthèse de la réponse de la CRE (en anglais) : [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/2025/CRE\\_answer\\_DG\\_FISMA\\_PC\\_cover\\_note.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/2025/CRE_answer_DG_FISMA_PC_cover_note.pdf)
- la réponse complète de la CRE (en anglais) : [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/2025/CRE\\_answer\\_DG\\_FISMA\\_PC\\_answers\\_sent.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/2025/CRE_answer_DG_FISMA_PC_answers_sent.pdf)

**La CRE a souligné l'interdépendance structurelle entre les marchés spot et les marchés dérivés, les produits à livraison physique et à règlement financier, qui contribuent conjointement à la formation des prix de l'électricité et du gaz. Leur surveillance intégrée constitue donc un élément essentiel pour assurer une régulation cohérente, robuste et efficace, au service du bon fonctionnement des marchés européens de l'énergie.**

L'existence de différences fondamentales entre les marchés financiers et les marchés de l'énergie a conduit historiquement à la mise en place d'un cadre réglementaire sectoriel spécifique pour leur surveillance, construit autour du REMIT. La révision du REMIT en mai 2024, qui renforce les pouvoirs des régulateurs de l'énergie sur certains produits énergétiques de gros également qualifiés d'instruments financiers, représente une avancée majeure que la CRE soutient pleinement. Dans cette perspective, la CRE considère que le cadre actuel, consolidé par la réforme de REMIT, est efficace.

La CRE encourage une amélioration continue de la coopération entre les régulateurs de l'énergie et les autorités financières, sans pour autant rendre plus complexe l'architecture institutionnelle existante.

Un point de vigilance particulier porte sur l'accès à des données fiables, complètes et de haute qualité. Cet accès constitue un prérequis essentiel pour détecter les comportements de marché anormaux, prévenir les abus et assurer une surveillance rigoureuse. L'ACER, en tant que point central de collecte des données relatives aux marchés de gros de l'énergie à l'échelle européenne, dispose d'une position clé pour répondre à ces enjeux.

Enfin, la CRE rappelle que toute modification structurelle ou introduction de nouvelles obligations pour les acteurs des marchés doit être précédée d'évaluations d'impact rigoureuses. Dans un contexte où les marchés ont été fortement affectés par la crise énergétique et où plusieurs réformes majeures ont été adoptées en 2023 et 2024, la stabilité réglementaire apparaît plus que jamais nécessaire pour maintenir la confiance des acteurs et favoriser le développement des marchés de gros de l'énergie en Europe.

Dans l'ensemble, la réponse de la CRE s'inscrit en cohérence et en continuité avec la position exprimée<sup>55</sup> par le CEER en réponse à cette consultation, confirmant une vision partagée au niveau des régulateurs européens de l'énergie sur les priorités en matière de surveillance des marchés de gros de l'énergie. L'ACER<sup>56</sup> a également répondu à cette consultation.

### **3.5. Coopération avec les autres autorités compétentes pour l'exercice des missions de surveillance et d'enquête**

À la suite de la révision du REMIT, entrée en vigueur le 7 mai 2024, le périmètre des interdictions d'opérations d'initiés (article 3) et de manipulation de marché (article 5) est élargi aux produits énergétiques de gros qui sont aussi des instruments financiers. En effet, les produits financiers et physiques participent conjointement à la formation des prix du gros et doivent donc avoir un même cadre de surveillance. A ce titre, certains comportements des acteurs pourraient relever à la fois du REMIT et du Règlement sur les abus de marché (MAR)<sup>57</sup>, entraînant une coopération étroite et, le cas échéant, l'intervention possible de plusieurs autorités compétentes dans la surveillance des marchés : la CRE, les autres régulateurs nationaux, l'ACER, les Autorités Financières Compétentes et l'Autorité Européenne des Marchés Financiers (ESMA<sup>58</sup>).

A titre d'illustration, l'objet de la nouvelle enquête ouverte par la CRE en 2025 mentionnée en section 2.1 concerne de nombreux régulateurs et des produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers. Cette ouverture s'inscrit dans le cadre des compétences acquises par la CRE à la suite de l'entrée en vigueur du REMIT révisé.

<sup>55</sup> <https://www.ceer.eu/publication/ceers-respond-to-dg-fisma-consultation-on-commodity-and-spot-energy-markets/>

<sup>56</sup> <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/ACER-response-PC-derivatives-markets-2025.pdf>

<sup>57</sup> Règlement (UE) n°596/2014 du Parlement européen et du Conseil du 16 avril 2014

<sup>58</sup> Autorité Européenne des Marchés Financiers, en anglais *European Securities and Markets Authority – ESMA*.

## REFERENCES UTILES

### S'agissant des suspicions d'abus de marché

Afin d'assurer la meilleure surveillance possible des marchés, il est demandé à toute personne ayant des suspicions d'abus de marché d'alerter les services de la CRE en charge de la surveillance de marché de gros :

- en se rendant sur la plateforme de notification *ad hoc* de l'ACER : <https://www.acer-remit.eu/np/home> ;
- ou à l'adresse : [surveillance@cre.fr](mailto:surveillance@cre.fr).

### S'agissant de l'enregistrement des acteurs du marché de gros

Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs du marché de gros peuvent contacter les services de la CRE en charge de la surveillance de marché de gros à l'adresse [enregistrement.remit@cre.fr](mailto:enregistrement.remit@cre.fr).

### S'agissant du REMIT

Toute la documentation publique relative à l'implémentation du règlement REMIT se trouve sur le portail REMIT mis à disposition par l'ACER : <https://www.acer-remit.eu/portal/home>.

## **SECTION 2 : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ**

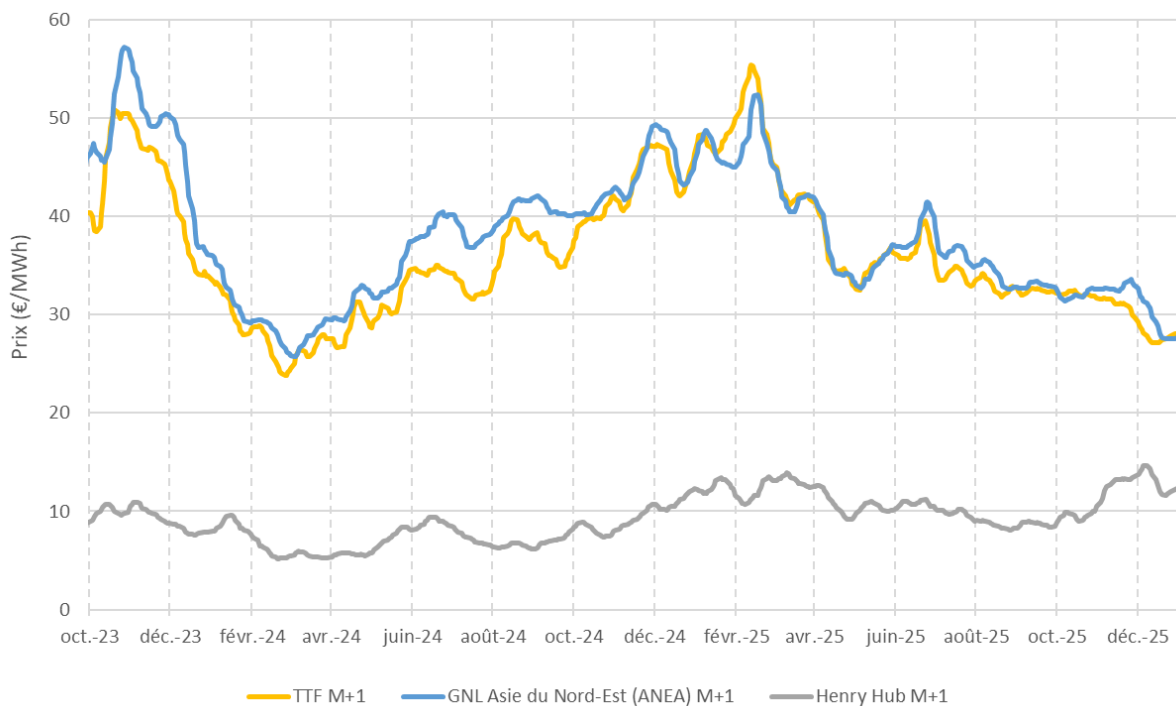
## 1. Contexte européen et international

En 2024, les marchés européens du gaz naturel avaient connu une importante hausse des prix, reflétant les perturbations de l'offre mondiale de gaz naturel et une forte sollicitation des stockages européens au dernier trimestre. La fin d'année avait notamment été marquée par les anticipations de la fin du transit du gaz russe par l'Ukraine, laissant dès le 1<sup>er</sup> janvier 2025 le TurkStream comme seul point d'entrée par gazoduc du gaz russe en Europe. Entre février 2024 et février 2025, le prix du contrat M+1 au TTF avait ainsi augmenté de 152 %, atteignant 58 €/MWh, alors son niveau le plus haut depuis février 2023.

A l'inverse, l'année 2025 s'est caractérisée par une importante détente des prix, en lien avec une offre mondiale abondante et une concurrence limitée avec l'Asie pour les cargaisons de GNL : les contrats M+1 et Y+1 au TTF ont respectivement clôturé l'année à 27,7 €/MWh et 27,5 €/MWh.

Le début de l'année 2026, qui n'est pas présenté en détail dans ce rapport, a vu une nouvelle hausse des prix et de la volatilité causée par la guerre au Moyen-Orient déclenchée le 28 février 2026.

Figure 4 : Prix month-ahead du gaz en Europe, en Asie du Nord-Est et aux Etats-Unis



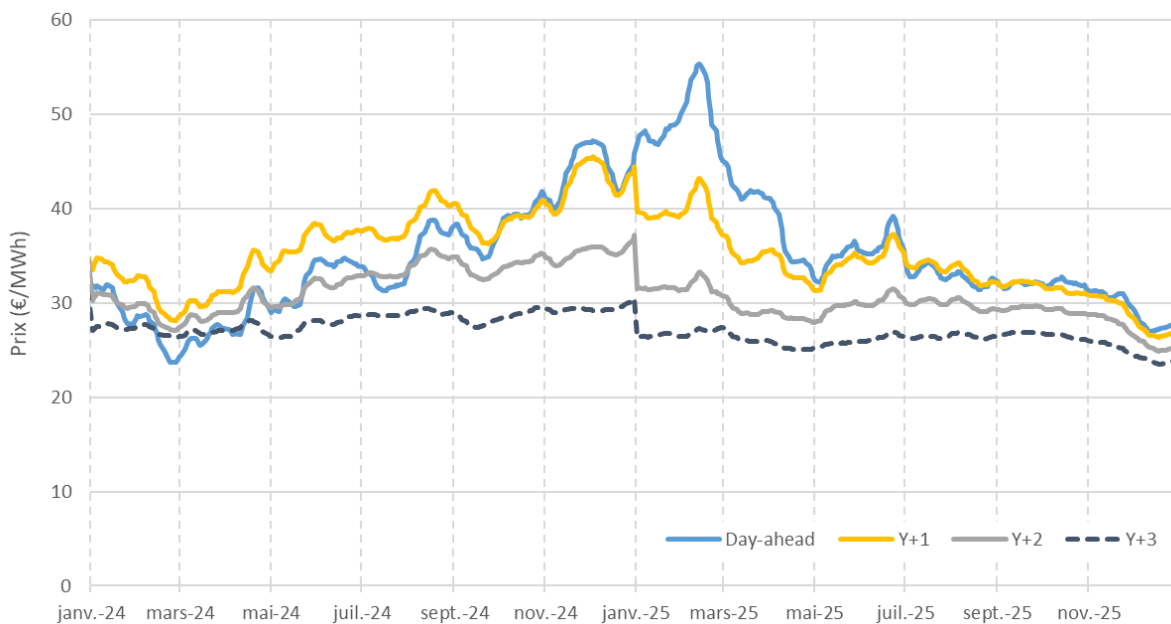
Sources : EEX, Argus

Malgré une tendance baissière sur la majeure partie de l'année, les prix du gaz en Europe ont affiché une certaine volatilité au premier trimestre 2025. Les annonces de nouveaux tarifs douaniers par le Président des Etats-Unis puis la guerre des Douze Jours entre Israël et l'Iran en juin ont notamment causé d'importantes variations. Dans les deux cas, ces fluctuations se sont résorbées en quelques semaines.

Au cours du second semestre, les prix ont diminué de manière plus régulière, reflétant la facilité d’approvisionnement du marché européen. En effet, tandis que les importations par gazoduc depuis la Norvège sont restées stables entre 2024 et 2025, représentant 27 % de l’approvisionnement total de l’Union Européenne (UE), la disponibilité de GNL a fortement augmenté<sup>59</sup>. Cela découle notamment de la demande plus faible qu’attendu en Asie, limitant la concurrence avec l’Europe pour attirer les flux, mais surtout de l’augmentation des capacités d’exportation mondiales. En 2025, plusieurs nouveaux projets de liquéfaction ont commencé à produire, notamment en Amérique du Nord, avec Corpus Christi (Stage 3), Plaquemines LNG (Phase 2) et LNG Canada, et en Afrique, avec Greater Tortue Ahmeyim FLNG. En 2025, les importations européennes de GNL ont alors atteint 1 468 TWh, soit 29 % de plus que l’année précédente, et comptent pour 41 % de l’approvisionnement total de l’UE<sup>60</sup>.

Par ailleurs, la détente des prix de court terme du gaz en Europe a largement atténué la situation de *backwardation*, caractérisée par des prix spot supérieurs aux prix à terme, qui était apparue en fin d’année 2024 puis s’était accentuée au premier trimestre 2025, en lien avec les inquiétudes relatives au remplissage des stockages. En effet, les contrats de plus long terme ont peu baissé, l’offre excédentaire de GNL à partir de 2027 ayant été largement anticipée, avec une importante vague de développement des capacités de liquéfaction prévue jusqu’à 2030. Au cours de l’année, la courbe à terme s’est ainsi aplatie, matérialisant les premiers effets de cette vague d’expansion.

Figure 5 : Prix du gaz au TTF par maturité



Source : EEX

La hausse des importations européennes de GNL a également permis de compenser une nouvelle diminution des flux de gaz depuis la Russie liée à l’expiration fin 2024 du contrat de transit liant Gazprom et la compagnie ukrainienne Naftogaz. Les importations européennes de gaz russe par gazoduc se sont ainsi réduites de 43 % entre 2024 et 2025, atteignant 206 TWh sur l’année. Cela correspondait à 6 % de l’approvisionnement total européen, contre 11 % l’année précédente et 42 % en 2019<sup>61</sup>.

<sup>59</sup> Source : Joint Research Centre (JRC) of the European Commission

<sup>60</sup> Source : Joint Research Centre (JRC) of the European Commission

<sup>61</sup> Source : Joint Research Centre (JRC) of the European Commission

Dans le cadre du plan REPowerEU visant à mettre un terme à la dépendance de l'UE aux combustibles fossiles russes, le Conseil européen a formellement adopté le 26 janvier 2026 l'interdiction complète de ces importations d'ici à l'automne 2027. Le GNL russe sera quant à lui interdit dès le 1<sup>er</sup> janvier 2027 au titre du 19<sup>ème</sup> paquet de sanctions de l'Union Européenne à l'encontre de la Russie, adopté le 23 octobre 2025. Les annonces liées à ces décisions, qui ont notamment marqué le second semestre, n'ont toutefois pas eu d'impact discernable sur les prix de référence européens, compte tenu du rôle déjà amoindri de la Russie dans l'approvisionnement de l'UE.

Enfin, le Parlement et le Conseil européen se sont également accordés sur l'extension du règlement sur le stockage de gaz, publiée le 10 septembre 2025. Cette dernière introduit des mesures de flexibilité en ce qui concerne les cibles de remplissage des stockages européens avant le début de l'hiver gazier. La date d'atteinte de la cible peut désormais varier entre le 1<sup>er</sup> octobre et 1<sup>er</sup> décembre tandis que son niveau, toujours fixé à 90 %, peut être abaissé de 10 points par chaque Etat Membre, voire de 5 points supplémentaires sur décision de la Commission européenne, en cas de contexte de marché défavorable. Ces évolutions cherchent à corriger la situation qui a émergé début 2025, caractérisée par une pression sur les prix, liée aux objectifs réglementaires de remplissage eux-mêmes, réduisant ainsi l'incitation économique à stocker et rendant la commercialisation des capacités de stockages pour l'hiver 2025-2026 difficile. En effet, les stockages européens avaient terminé l'hiver 2024-2025 pleins à 34 %, bien en-dessous des niveaux atteints les deux années précédentes au même moment, en raison de soutirages élevés entre novembre 2024 et mars 2025. Dans un contexte déjà tendu sur l'approvisionnement à court terme, la demande supplémentaire liée à leur remplissage lors de l'été a conduit les prix de la saison à dépasser ceux de l'hiver suivant. Les perspectives d'assouplissement de la régulation ont alors participé à détendre les prix et favorisé la campagne d'injections européenne. Cette dernière a finalement permis d'atteindre un taux de remplissage de 83 % en Europe au 1<sup>er</sup> novembre 2025, soit 12 points de pourcentage de moins qu'en 2023 et 2024. L'Allemagne et les Pays-Bas, les pays présentant respectivement les premières et troisièmes plus importantes capacités de stockage d'Europe, n'avaient toutefois pas dépassé 75 %.

Malgré des soutirages nets plus limités lors de l'hiver 2025-2026 que le précédent, les stockages européens étaient pleins à 28 % le 31 mars 2026, soit leur plus bas niveau à cette date de l'année depuis 2022. La hausse des prix et la contraction de l'offre mondiale résultant de la guerre au Moyen-Orient débutée le 28 février dernier font ainsi peser de nouvelles inquiétudes sur leur remplissage et les mesures de flexibilité introduites par la nouvelle régulation pourraient être activées.

## 2. Les fondamentaux du système gazier français en 2025

### 2.1. Bilan des flux commerciaux sur le système français

De même qu'à l'échelle de l'Union Européenne, les importations de GNL en France ont significativement augmenté entre 2024 et 2025. Cette hausse rompt la tendance baissière amorcée en 2023. A l'inverse, les importations par gazoduc et les soutirages nets sur les stockages ont fortement baissé. Le GNL devient ainsi la première source d'injections sur le réseau français, comptant pour 56 % des importations françaises de gaz naturel en 2025 contre 49 % l'année dernière.

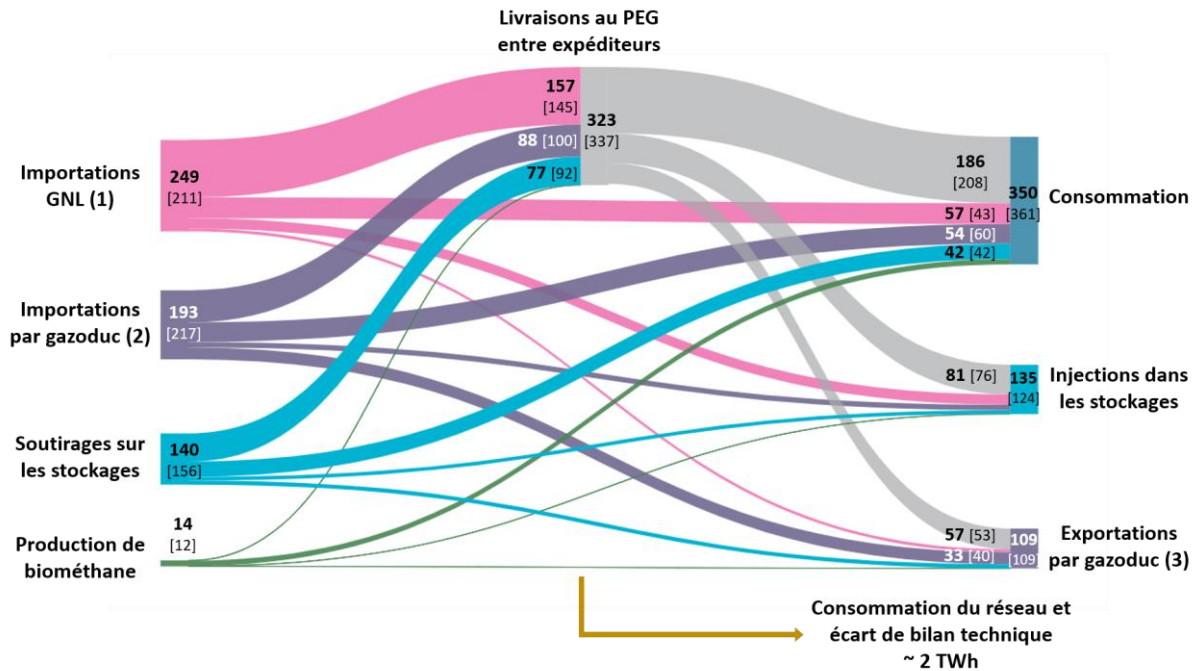
La France reste ainsi, pour la quatrième année consécutive, le premier point d'entrée du GNL en Europe, ses terminaux méthaniers ayant couvert 23 % des importations européennes de GNL en 2025. Une partie importante des importations française est réexportée, contribuant à la sécurité d'approvisionnement européenne. Les exportations françaises demeurent donc élevées, mais apparaissent plus concentrées que les années précédentes : en 2025, elles étaient en grande partie dirigées vers la Suisse, à destination du marché italien avec lequel la France n'a pas d'interconnexion gazière directe.

Après avoir atteint 33 TWh en 2024, les soutirages nets sur les stockages ont fortement diminué et s'établissent à 5 TWh en 2025, en lien avec un niveau de remplissage déjà relativement faible. Les soutirages bruts ont en effet baissé de 10 % par rapport à l'année précédente, représentant 23 % des approvisionnements totaux du pays contre 26 % en 2024 et 22 % en 2023.

La production de biométhane injectée sur le réseau a continué d'augmenter en 2025, pour s'établir à 13,5 TWh (+ 17 % par rapport à 2024), soit 4 % de la consommation française. Le gaz consommé en France est donc à 96% d'origine fossile.

Le graphique de la Figure 6 présente une vision des flux commerciaux de gaz en France. Depuis la crise gazière de 2022 et la reconfiguration des flux en Europe, le PEG a gagné une place centrale, car une majorité du GNL importé en France est échangé via le PEG, par opposition à la situation précédente où les fournisseurs principaux disposaient de leurs propres contrats d'importation, ayant moins recours au marché.

**Figure 6 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français en 2025 [2024] (flux commerciaux)**

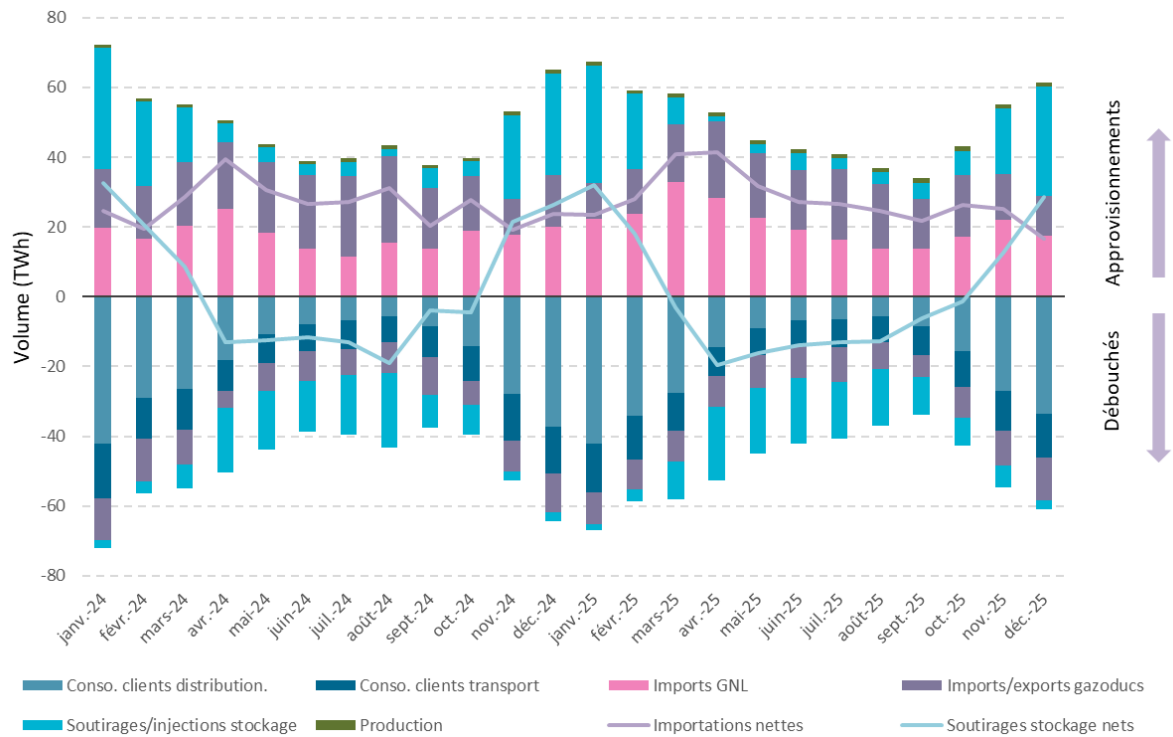


Sources : NaTran, Teréga, ODRE – Analyse : CRE

Pour la bonne compréhension de ce graphique, il convient de préciser certaines conventions.

- Les flux commerciaux, qui sont considérés ici par opposition aux flux physiques, reflètent les allocations journalières des acteurs et non pas les mouvements réels de gaz sur le réseau. Des différences peuvent notamment apparaître lorsque des acteurs nominent des directions opposées en un même point du réseau. Tandis que les flux commerciaux intègrent l'ensemble des opérations des expéditeurs, les flux physiques correspondent à un bilan net des mouvements dans lequel ces deniers peuvent se compenser entre eux.
- Les importations de GNL (1) ne comprennent pas le GNL réceptionné au terminal méthanier de Dunkerque à destination directe du réseau belge (environ 80 TWh en 2025) car il ne transite pas par le réseau de transport français. Si ces flux étaient pris en compte, ils augmenteraient d'autant les importations de GNL et les exportations vers la Belgique.
- Les importations par gazoduc (2) incluent les importations de gaz B via l'interconnexion Taisnières B (12 TWh en 2025).
- Les exportations par gazoduc (3) incluent les exportations aux PIRR (points d'interconnexion réseaux régionaux) (10 TWh en 2025).

Figure 7 : Equilibre mensuel du système français en 2024 et 2025 (flux commerciaux)



Sources : NaTran, Teréga, ODRE – Analyse : CRE

## 2.2. La consommation française en baisse pour la quatrième année consécutive

Comme tous les ans depuis 2022, la consommation française annuelle de gaz naturel a diminué en 2025. Avant correction du climat, elle s'élevait en effet à 350 TWh contre 479 TWh en 2019, avant la crise énergétique, et 361 TWh en 2024. La consommation brute des réseaux de distribution, qui comprend notamment les clients résidentiels, s'est réduite de 2 %, passant de 235 TWh à 231 TWh. Cette baisse est toutefois portée à 3 % lorsque l'on considère la consommation corrigée du climat, confirmant la persistance des effets des mesures d'efficacité énergétique et des efforts de sobriété apparus à la suite de la crise énergétique.

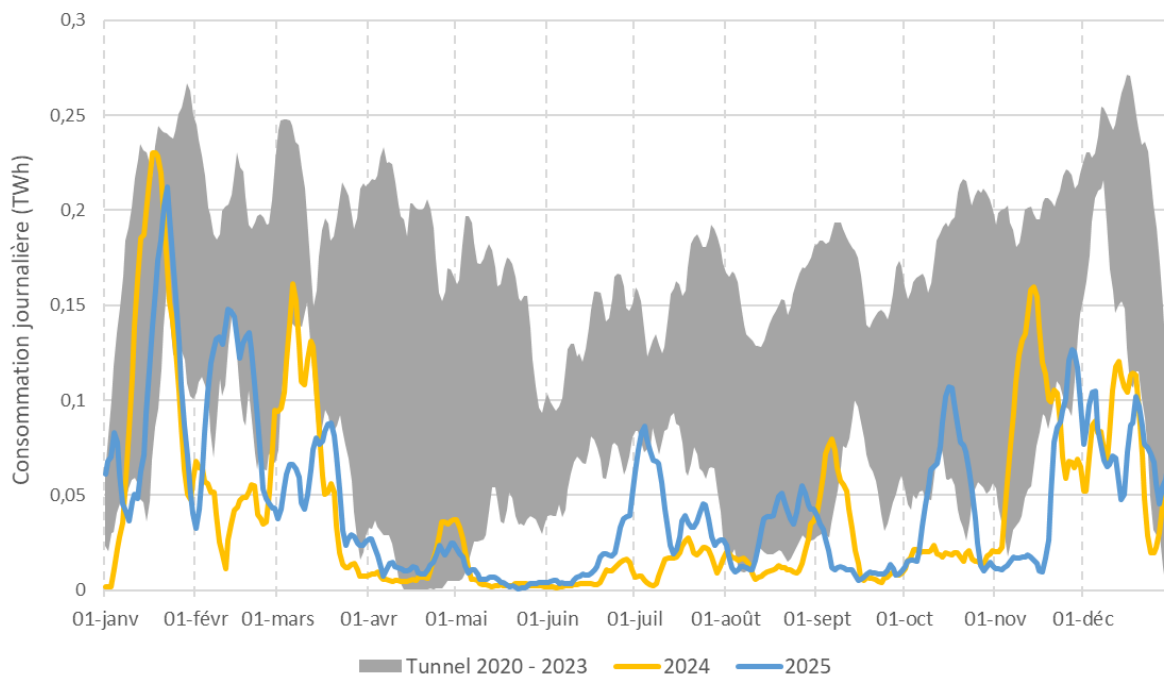
Tableau 3 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2024 et 2025 [TWh]<sup>62</sup>

	2024	2025	Var.
Réseaux de distribution	235	231	-2 %
Clients directement raccordés au réseau de transport (hors centrales de production d'électricité)	109	102	-7 %
Centrales thermiques de production d'électricité au gaz	16	17	+7 %
<b>Consommation totale</b>	<b>361</b>	<b>350</b>	<b>-3 %</b>

Source : NaTran – Analyse : CRE

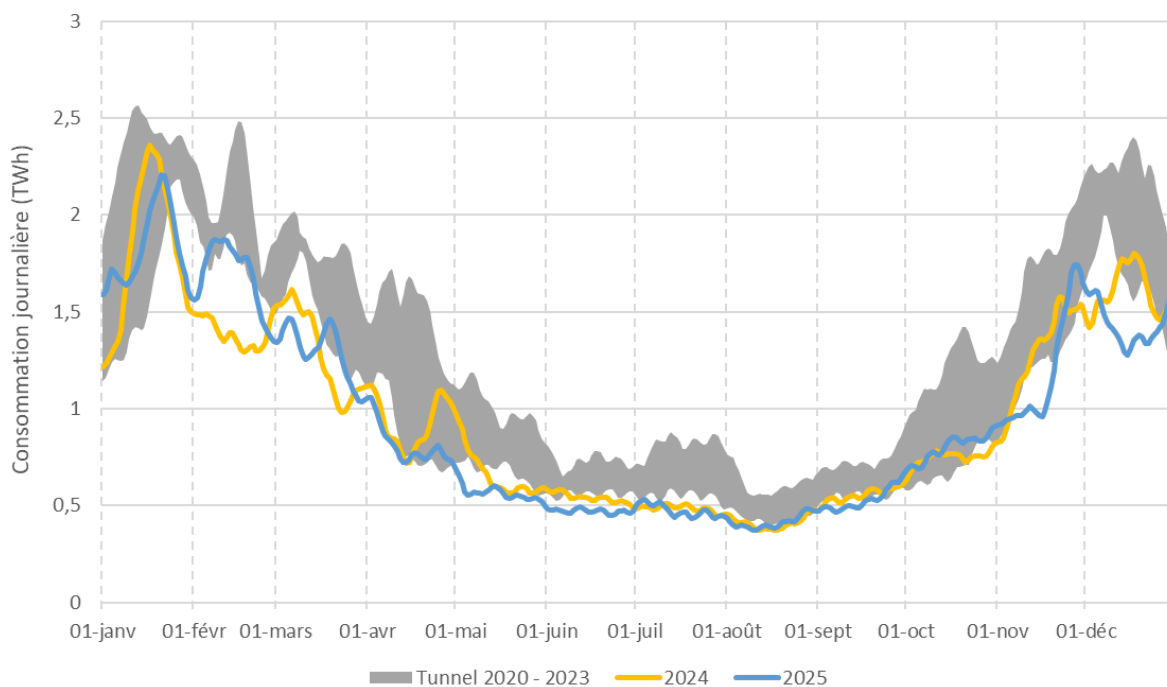
<sup>62</sup> Exclut les livraisons aux PIRR (points d'interconnexion réseau régionaux), comptées dans les exportations par gazoduc.

**Figure 8 : Consommation journalière des centrales de production électrique au gaz reliées au réseau de transport en France (moyenne hebdomadaire glissante)**



Source : NaTran – Analyse : CRE

**Figure 9 : Consommation journalière totale de gaz naturel en France**



Sources : NaTran, Teréga, ODRE – Analyse : CRE

A l'inverse, la consommation des centrales de production d'électricité fonctionnant au gaz naturel a légèrement augmenté en 2025. Elle atteint 17 TWh contre 16 TWh en 2024 (Figure 8). Elle reste toutefois à un niveau bien plus faible qu'en 2023, lorsqu'elle s'établissait à 38 TWh.

Finalement, la majeure partie de la baisse de la consommation nationale de gaz est portée par le secteur industriel (clients directement raccordés au réseau de transport hors centrales électriques), dont la demande a diminué de 7 % et s'élève à 102 TWh en 2025.

### 2.3. Les entrées de gaz et le transit par la TRF : les livraisons de GNL ont augmenté tandis que les flux par gazoduc sont en baisse

Les importations de GNL ont significativement augmenté en 2025. Elles atteignent 249 TWh, contre 211 TWh en 2024 (+18%)<sup>63</sup>, et proviennent essentiellement des Etats-Unis, de Russie et d'Algérie. Elles se rapprochent ainsi de leur niveau de 2023 (252 TWh) mais restent en-deçà du maximum atteint en 2022 (292 TWh). La France assure depuis 2022 un rôle de transit important de GNL en Europe, dans un contexte de reconfiguration des flux (Figure 10). Les émissions depuis les terminaux méthaniers ont été particulièrement élevées en mars 2025, établissant un nouveau record mensuel à 33 TWh. Cela reflète le pic de demande créé par les incertitudes sur l'approvisionnement russe et les craintes sur le niveau de remplissage des stockages début 2025. A cette occasion, les prix européens du gaz, en nette hausse, avaient divergé par rapport à ceux du GNL asiatique et étaient restés supérieurs plusieurs semaines avant d'entamer leur baisse (Figure 4).

La hausse des importations de GNL est moins marquée au second semestre, en lien avec des injections dans les stockages plus faibles que les années précédentes au troisième trimestre et des soutirages importants au quatrième. Les émissions sur la TRF depuis les terminaux méthaniers français atteignent ainsi 57 TWh entre octobre et décembre 2025. Elles se maintiennent donc au même niveau qu'au dernier trimestre 2024 malgré les restrictions au PITT de Fos causées par l'incident de Saint-Rémy-de-Provence. Les volumes concernés ont notamment été compensés par une hausse des arrivées au terminal de Dunkerque.

La hausse des importations de GNL est également associée à des taux d'utilisation des terminaux méthaniers plus élevés : 61 % en moyenne sur l'année contre 50 % en 2024 (Figure 11). Ils restent toutefois bien inférieurs à ceux atteints en 2022, lorsqu'ils avaient dépassé 80 % en moyenne annuelle. En particulier, le terminal flottant du Havre est resté inutilisé depuis juillet 2024. En octobre 2025, deux ans après son installation, le Tribunal administratif de Rouen a ainsi jugé qu'il n'était plus nécessaire à la sécurité d'approvisionnement française et a enjoint le gouvernement à retirer à TotalEnergies son autorisation d'exploitation. Le terminal a finalement été démobilisé en novembre 2025 et a depuis quitté le port du Havre.

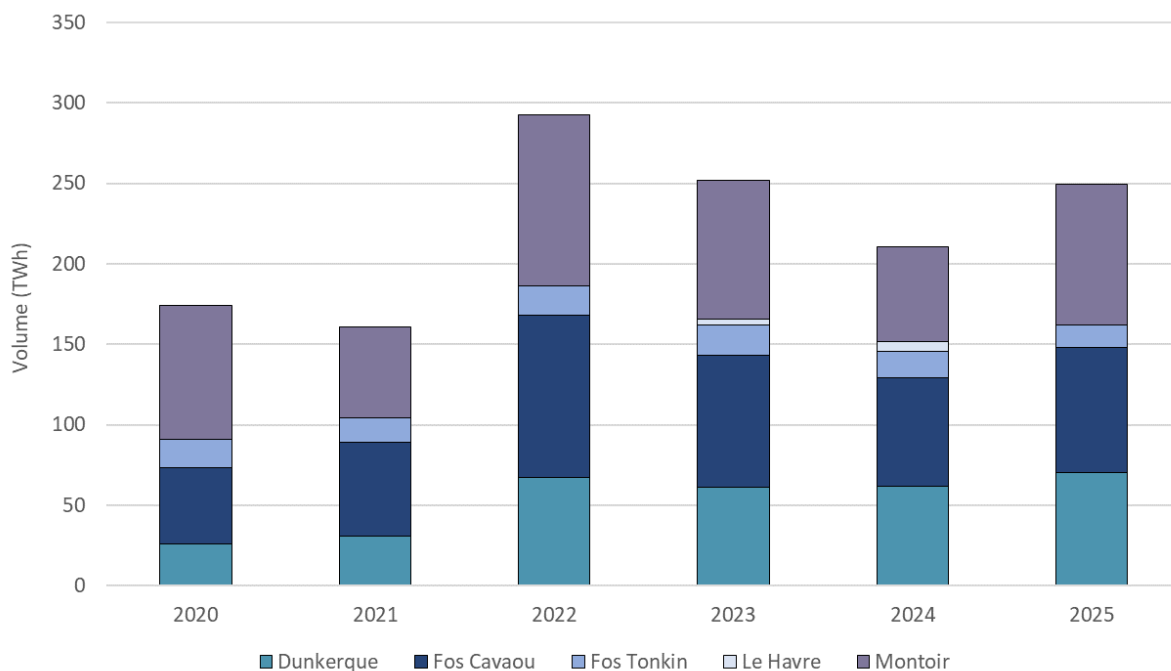
Les importations par gazoduc confirment par ailleurs leur tendance baissière de longue date, renforcée depuis 2021 par la reconfiguration des flux qu'a entraînée la crise énergétique. Elles s'élèvent à 193 TWh en 2025, contre 217 TWh en 2024 et 369 TWh en 2021. Malgré une légère baisse par rapport à 2024 (- 7 %), les flux de gaz en provenance directe de Norvège à Dunkerque concentrent désormais 83 % de ces importations tandis que la part provenant des pays frontaliers de la France est en constante diminution.

Enfin, les exportations brutes annuelles n'ont pas évolué en 2025 par rapport à l'année précédente et affichent de nouveau 109 TWh, confirmant le rôle de pays de transit que joue la France dans le marché européen du gaz. Toutefois, ces flux sont très majoritairement concentrés vers la Suisse, à destination du marché italien. Les exportations à l'interconnexion d'Oltingue atteignent ainsi 83 TWh, soit 76 % du total. S'y ajoutent les livraisons aux PIRR (10 TWh) ainsi que les échanges avec l'Espagne et la Belgique.

---

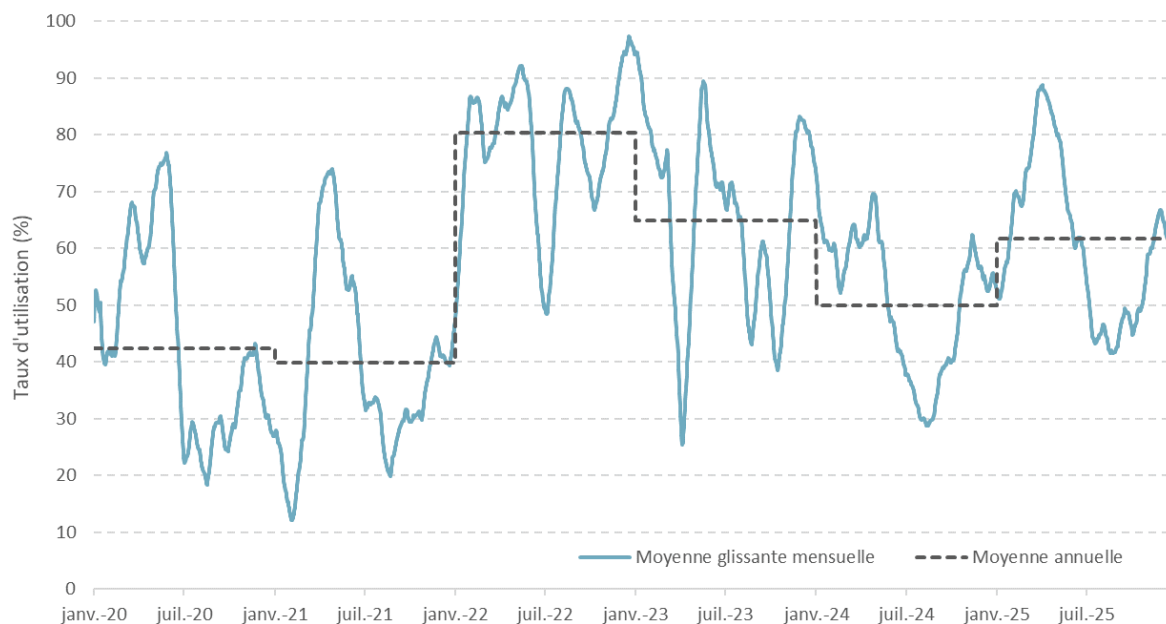
<sup>63</sup> Ces chiffres reflètent les flux commerciaux et excluent les exportations correspondant au GNL livré à Dunkerque à destination directe du réseau belge (soit environ 80 TWh en 2025).

Figure 10 : Emissions des terminaux méthaniers français



Sources : NaTran, Teréga, ALSI – Analyse : CRE

Figure 11 : Utilisation des terminaux méthaniers par rapport aux capacités de regazéification<sup>64</sup>



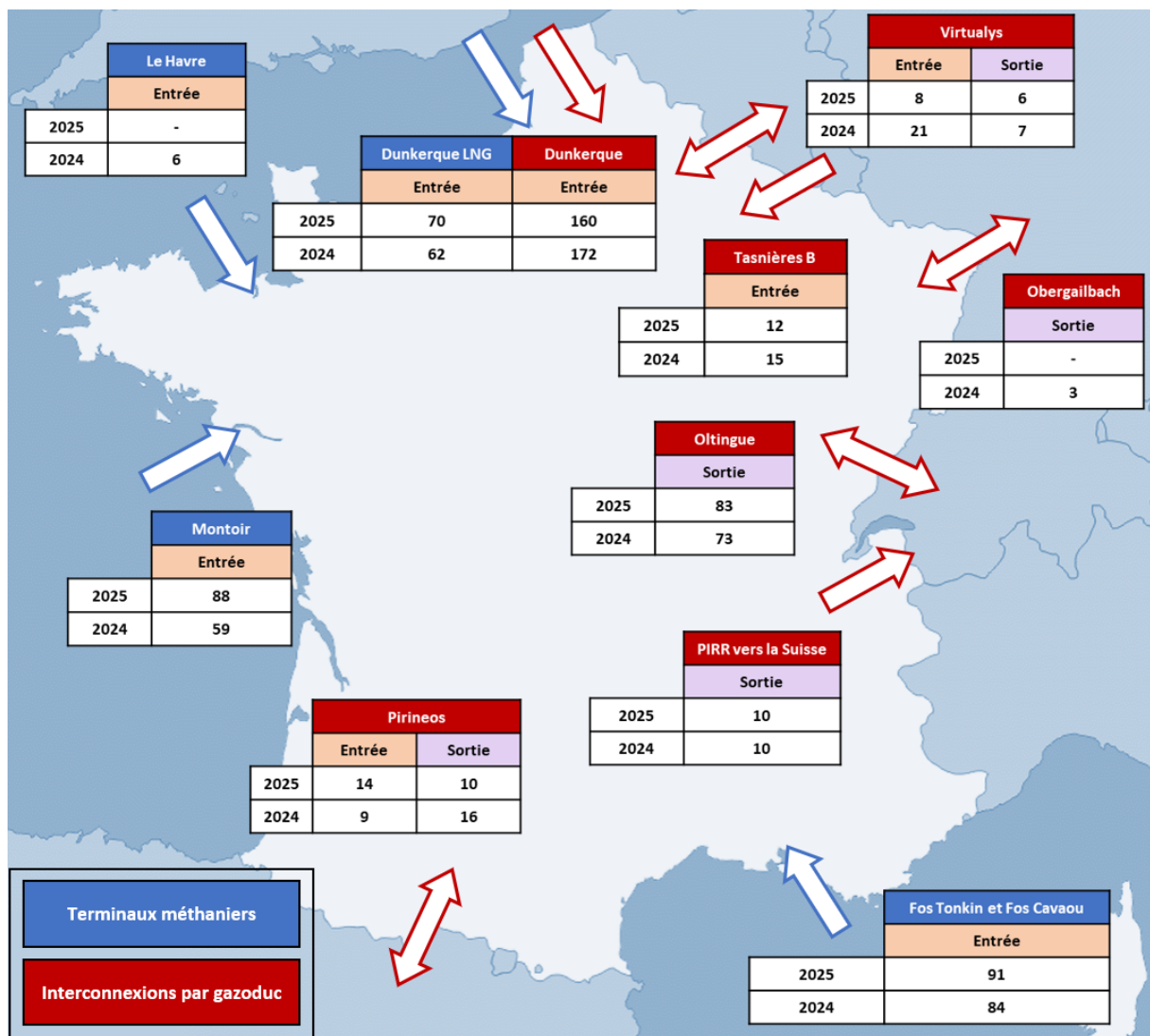
Source : ALSI – Analyse : CRE

<sup>64</sup> La capacité maximale théorique considérée ici correspond à la capacité de regazéification des terminaux méthaniers français. D'autres facteurs limitants (capacités de déchargement et de stockage) peuvent toutefois restreindre les émissions, menant à une capacité maximale théorique inférieure.

Comme en 2022 et 2023, la France était importatrice nette à l'interconnexion Pirineos en 2025, à hauteur de 4 TWh. C'était également le cas avec la Belgique, bien que les volumes nets importés aient continué de diminuer, à la fois en ce qui concerne le gaz B à l'interconnexion de Taisnières B (12 TWh, soit une baisse de 22 %) et le gaz H à Virtualys (2 TWh, soit une baisse de 90 %). Contrairement à la Suisse et l'Allemagne, la bidirectionnalité des flux avec l'Espagne et la Belgique s'est toutefois maintenue en 2025, offrant des conditions favorables à la convergence des prix des différentes zones de marché.

Alors que l'Allemagne exportait 71 TWh de gaz naturel vers la France en 2021 puis était devenue importatrice nette après octobre 2022, l'interconnexion d'Obergailbach est restée quasiment inutilisée en 2025. Le pays a notamment développé ses capacités de regazéification depuis la crise énergétique et a reçu en 2025 une quantité de GNL en forte augmentation : 94 TWh, soit 36 % de plus que l'année précédente. Il a aussi massivement sollicité ses stockages, ses soutirages nets s'établissant à 58 TWh sur l'année.

Figure 12 : Utilisation des interconnexions et terminaux méthaniers (flux commerciaux) [TWh]



Sources : NaTran, Teréga – Analyse : CRE

## 2.4. Le niveau des stockages n'a jamais été aussi bas depuis la crise énergétique

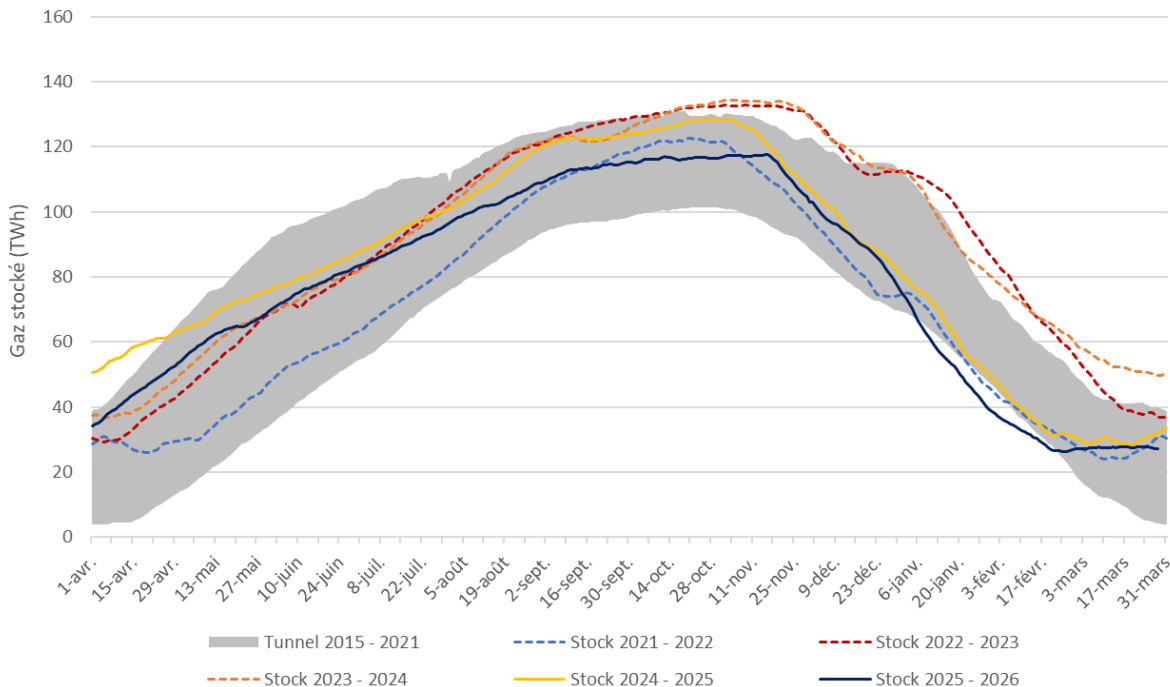
Les stockages français avaient terminé l'hiver 2024-2025 pleins à 27 % de leurs capacités maximales, reflétant des soutirages importants dès novembre 2024. Ce taux de remplissage était bien en-deçà des 39% atteints le 1<sup>er</sup> avril 2024, un niveau historiquement élevé pour cette date de l'année, du fait d'un hiver 2023-2024 très doux.

Le contraste avec l'année 2024 a laissé les marchés anticiper pour l'été 2025 une forte demande pour le remplissage des stockages à l'échelle européenne. Ces tensions, qui ont participé au pic de prix de février 2025, ont été rapidement atténuées par le niveau élevé des importations de GNL et les perspectives d'assouplissement des cibles réglementaires de remplissage.

En France, les injections nettes entre avril et octobre 2025 se sont établies à 83 TWh contre 78 TWh un an plus tôt. En conséquence, les stockages ont pu atteindre un niveau de remplissage de 93 % au 1<sup>er</sup> novembre 2025, soit 10 points de plus que le total à l'échelle de l'Union Européenne. Il s'agissait toutefois du niveau le plus faible à cette date depuis 2017. Depuis la crise énergétique, le taux de remplissage des stockages français au 1<sup>er</sup> novembre avait même toujours dépassé 98 %, à l'exception de 2024 où il s'était établi à 95 %.

Ayant démarré l'hiver 2025-2026 à un niveau plus faible que les années précédentes, les stockages français ont atteint à la fin de la saison leur remplissage le plus bas pour cette période depuis 2018. En effet, les soutirages ont de nouveau été importants lors de l'hiver 2025-2026 : 90 TWh contre 94 TWh l'année précédente mais 83 TWh au cours de l'hiver 2023-2024. Les stockages français terminent donc l'hiver remplis à 22 %. La trajectoire à l'échelle européenne, très similaire, aboutit à un niveau de remplissage de 28% au 1<sup>er</sup> avril 2026, laissant augurer de nouvelles tensions sur l'approvisionnement au cours de l'été. Il convient toutefois de noter qu'en France, la réglementation incite les acteurs de marché à se couvrir lorsqu'ils réservent des capacités de stockage, qui ont toutes été commercialisées pour l'hiver 2026-2027 (voir la section 0).

Figure 13 : Niveau des stockages en France



Source : AGSI – Analyse : CRE

## 2.5. Le réseau français a subi peu de congestions depuis février 2025, malgré l'indisponibilité de l'artère du Rhône

Historiquement, les congestions sur le réseau français de transport de gaz avaient principalement lieu dans le sens nord-sud et la période la plus tendue correspondait à l'été gazier, notamment en lien avec la campagne d'injections dans les stockages<sup>65</sup>. Depuis la crise énergétique et la reconfiguration des flux en Europe, elles se produisent désormais dans le sens sud-nord et le plus souvent durant l'hiver.

Le spread localisé est, depuis l'hiver 2017-2018, l'un des outils à disposition des gestionnaires de réseau de transport pour gérer les congestions. Il leur permet de lancer un appel aux acteurs de marché afin d'acheter et de revendre du gaz à des points précis du réseau, respectivement en amont et en aval de la congestion. Ce mécanisme a été particulièrement sollicité lors de l'hiver 2022-2023, en raison de la redirection d'importants flux de gaz norvégien vers le Royaume-Uni, ainsi que l'hiver suivant.

En 2025, les gestionnaires de réseau de transport ont lancé 25 appels au spread localisé pour un coût total de 1,9 millions d'euros. Toutefois, sur l'ensemble de ces occurrences, 13 ont eu lieu en février 2025 à l'occasion d'une baisse importante des entrées au PIR de Dunkerque depuis la Norvège. En particulier, le mécanisme n'a été utilisé que 6 fois lors de l'hiver 2025-2026 malgré l'incident de Saint-Rémy-de-Provence.

Ainsi, malgré les inquiétudes liées à l'indisponibilité de l'artère du Rhône depuis le 26 septembre 2025, le recours au spread localisé de la part des gestionnaires de réseau français confirme sa tendance baissière, aussi bien en ce qui concerne le nombre d'occurrences que les volumes alloués et les montants mis en jeu (Tableau 4).

Par ailleurs, la CRE rappelle que les comportements et offres des acteurs de marché en réponse au mécanisme du spread localisé font l'objet d'une surveillance régulière. Une attention particulière est portée aux nominations qui auraient pour effet d'aggraver la congestion, réalisées en début de journée par des acteurs de marché actifs sur le mécanisme de spread localisé.

**Tableau 4 : Bilan de l'activation du spread localisé par saison gazière**

	Hiver 22/23	Eté 23	Hiver 23/24	Hiver 24/25	Eté 25	Hiver 25/26
Nombre d'activations	110	16	42	17	6	6
Volume total alloué (GWh)	5 145	796	2 391	729	205	145
Prix moyen des transactions (€/MWh)	10,6	3,9	4,0	2,1	2,2	1,4
Coût total (millions €)	54,6	3,1	9,6	1,5	0,4	0,2

Source : NaTran – Analyse : CRE

<sup>65</sup> Les stockages français avec les capacités les plus importantes sont situés au sud de la TRF. Il s'agit notamment de ceux correspondant aux points virtuels de Lussagnet (Teréga) et Serene Atlantique (Storengy).

### 3. Les prix et volumes échangés sur le marché français

#### 3.1. Les prix au PEG se sont fortement détendus en 2025

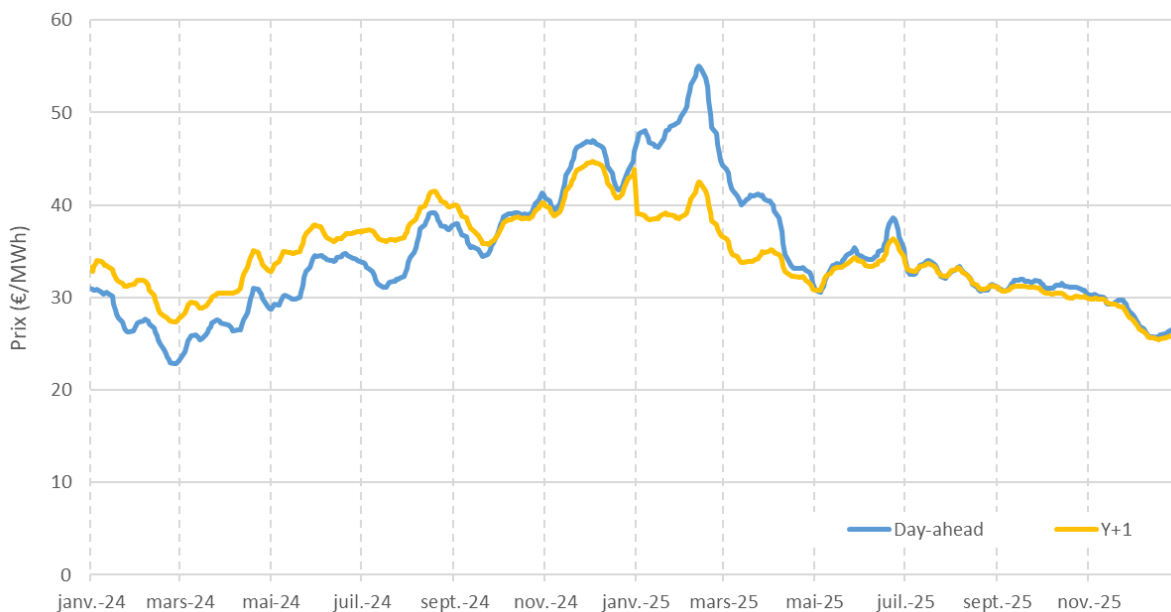
De façon similaire au TTF, l'indice de référence européen, les prix au PEG se sont fortement détendus en 2025. Ils ont d'abord atteint un pic fin février, mettant un terme à la tendance haussière qui persistait depuis un an, avant de décroître rapidement jusqu'à début mai. Si ces mouvements ont été suivis par l'ensemble des maturités, ils ont été d'autant plus significatifs pour les produits de court terme. Ainsi, le prix day-ahead pour livraison en France s'établissait à 57,8 €/MWh le 10 février puis à 28,9 €/MWh le 1<sup>er</sup> mai. Malgré un contexte géopolitique instable et des reprises ponctuelles à la hausse, notamment lors de la Guerre des Douze Jours en juin 2025, les prix ont poursuivi leur tendance baissière jusqu'à la fin de l'année. Le 16 décembre, le produit day-ahead au PEG a atteint 25,2 €/MWh, son point le plus bas depuis mars 2024. Les prix ont à nouveau augmenté fin février 2026 avec le début de la guerre au Moyen-Orient.

Les prix à terme ont suivi une trajectoire similaire en 2025, le contrat Y+1 au PEG passant par exemple de 43,9 €/MWh le 11 février à 25 €/MWh le 16 décembre 2025. De manière notable, le prix de ce produit a convergé avec le day-ahead (Figure 14), suggérant un alignement des fondamentaux à court et moyen termes ainsi qu'une détente durable sur l'approvisionnement. A l'inverse, l'année 2024 avait vu s'aggraver la configuration en *backwardation* des prix du gaz, caractérisée par des prix spot supérieurs aux prix à terme. Toutefois, les perturbations de l'offre mondiale de GNL causées par la guerre au Moyen-Orient tendent à contredire ce scénario depuis début mars 2025.

En moyenne annuelle, le prix du produit Y+1 confirme sa tendance baissière, amorcée après la crise énergétique : il diminue de 9 % par rapport à 2024 pour atteindre 32,8 €/MWh. En revanche, le prix day-ahead moyen a augmenté de 4 % en comparaison avec l'année précédente, en lien avec les prix élevés du premier trimestre. Il s'établit à 35,4 €/MWh contre 34,1 €/MWh en 2024.

En outre, la volatilité des prix sur le marché français, qui diminuait durablement depuis la crise énergétique, a connu un brusque sursaut en début d'année avant de reprendre une tendance baissière (Figure 15). Celle du contrat Y+1 a retrouvé son niveau de fin 2024 à l'été 2025 puis a atteint en novembre son point le plus bas depuis avril 2021. Elle s'établit finalement à 34 % en moyenne sur l'année, contre 36 % en 2024 et 59 % en 2023.

Figure 14 : Prix des produits day-ahead et Y+1 au PEG depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024



Source : EEX

Figure 15 : Volatilité du produit calendaire Y+1 au PEG

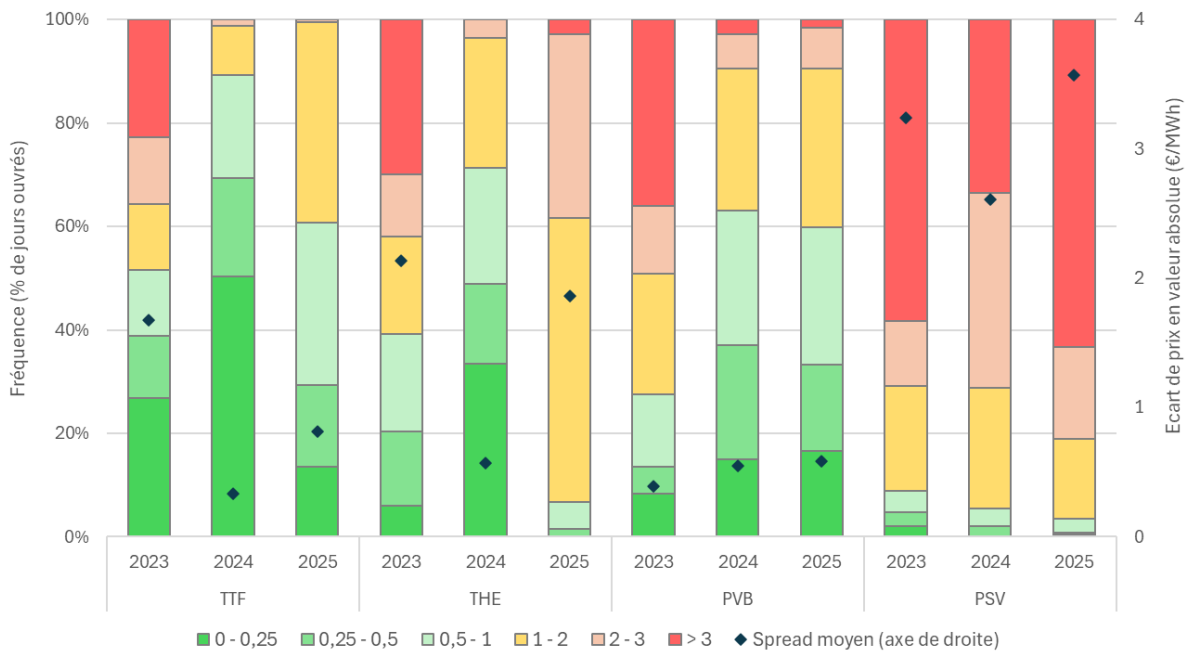


Source : EEX – Analyse : CRE

### 3.2. Le PEG est le hub le moins cher d'Europe en 2025

Malgré une corrélation toujours très forte entre le PEG et les places de marché des pays frontaliers, les écarts de prix ont été en moyenne plus élevés en 2025 qu'en 2024. Le niveau de convergence entre les principaux hubs d'Europe de l'Ouest a donc été plus limité que l'année précédente. Compte tenu de la place prépondérante qu'a occupé le GNL dans l'approvisionnement européen en 2025, la France a consolidé son avantage et confirmé son statut de hub le moins cher de l'Union Européenne.

Figure 16 : Distribution annuelle des écarts de prix day-ahead entre le PEG et les hubs néerlandais (TTF), allemand (THE), espagnol (PVB) et italien (PSV), en €/MWh



Sources : EEX, Argus – Analyse : CRE

Tandis que le niveau de convergence entre le PEG et le PVB est resté stable entre 2024 et 2025, il s'est légèrement dégradé en ce qui concerne le TTF et plus nettement pour le THE et le PSV : les prix day-ahead en France et en Italie se sont par exemple écartés de plus de 3 €/MWh 63 % du temps en 2025 (Figure 16), pour une moyenne annuelle de 3,6 €/MWh, soit 1 €/MWh de plus que l'année précédente. Cette hausse des écarts de prix avec l'Allemagne et l'Italie s'observe également sur les marchés à terme, le contrat Y+1 allemand ayant notamment excédé son équivalent français de 2,2 €/MWh en moyenne en 2025 (Tableau 5). Il convient toutefois de noter que l'année 2024 avait présenté un niveau de convergence entre les hubs d'Europe de l'Ouest particulièrement bon. Aussi, la plupart des écarts de prix correspondants demeurent en 2025 inférieurs à ceux de 2023.

**Tableau 5 : Spreads moyens par an et maturité entre le PEG et les hubs néerlandais (TTF), allemand (THE), espagnol (PVB) et italien (PSV), en €/MWh**

		Pays-Bas (TTF)	Allemagne (THE)	Espagne (PVB)	Italie (PSV)
Day-ahead	2023	1,7	2,1	0,4	4,0
	2024	0,3	0,6	0,5	2,6
	<b>2025</b>	<b>0,8</b>	<b>1,9</b>	<b>0,6</b>	<b>3,6</b>
M+1	2023	1,5	2,0	-0,2	2,0
	2024	0,5	0,8	0,2	1,8
	<b>2025</b>	<b>0,9</b>	<b>2,0</b>	<b>0,2</b>	<b>2,8</b>
Y+1	2023	1,7	3,0	-0,2	2,2
	2024	0,7	1,6	-0,1	1,9
	<b>2025</b>	<b>0,8</b>	<b>2,2</b>	<b>0,1</b>	<b>2,5</b>

Sources : EEX, Argus – Analyse : CRE

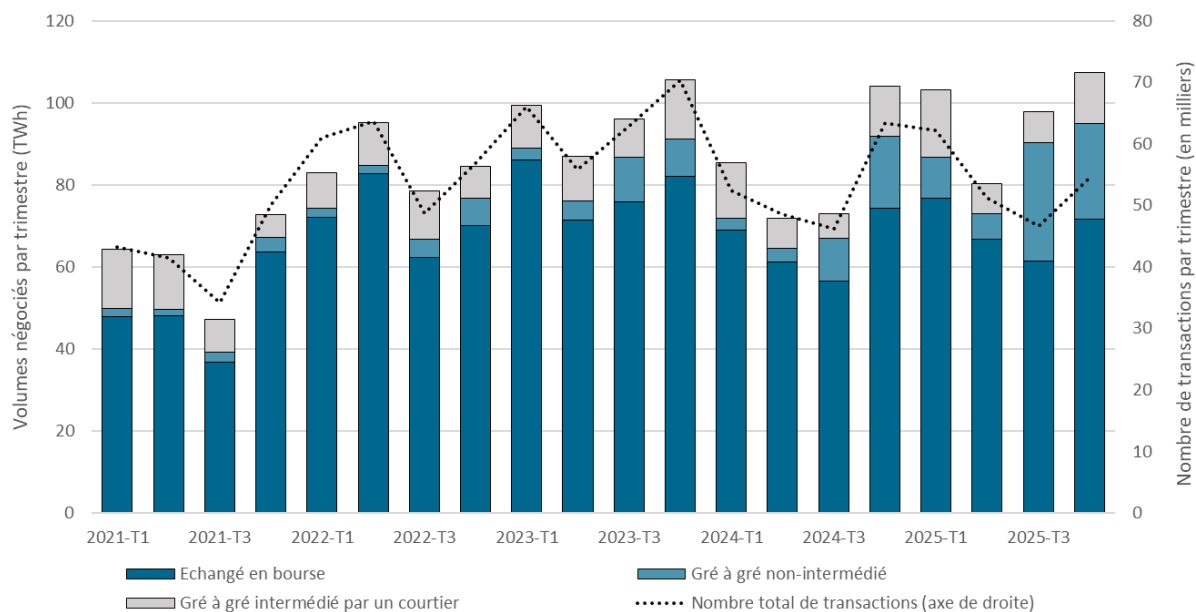
Enfin, les restrictions sur la commercialisation des capacités entrantes à l'interconnexion Pirineos, mises en place pour l'hiver 2025-2026 à la suite de l'incident de Saint-Rémy-de-Provence<sup>66</sup>, ne semblent pas avoir eu d'effet discernable sur le spread PVB-PEG. Celui-ci est resté positif l'essentiel de la saison, limitant fortement l'intérêt économique d'importer du gaz en France depuis l'Espagne. De même, ces restrictions, qui concernaient également l'interconnexion d'Oltingue en sortie, n'ont en pratique pas eu d'impact sur les exportations vers la Suisse et donc l'Italie. Ces flux avoisinaient en effet 23 TWh au dernier trimestre 2025, soit un niveau très élevé au regard de l'historique. Aussi, ces contraintes n'ont pas fait obstacle à la convergence des places de marché française et italienne.

### 3.3. Les volumes échangés au PEG en nette hausse, notamment sur le marché à terme

En 2025, les volumes échangés au PEG ont significativement augmenté par rapport à 2024, passant de 2 010 TWh à 2 397 TWh, soit une hausse de 19 % : ils ont retrouvé leur niveau de 2023 sur le marché spot (+ 16 %) et continué de croître sur le marché à terme (+ 20 %). Cette hausse est notamment portée par les produits calendaires, dont les volumes échangés ont plus que doublé. Il convient de noter que ce sont toujours les contrats de maturités Y+1, Y+2 et Y+3 qui concentrent l'essentiel des volumes dans cette catégorie. Bien qu'ils aient également crû en ce qui concerne les maturités Y+4 et Y+5, la liquidité reste très faible pour ces produits sur le marché français.

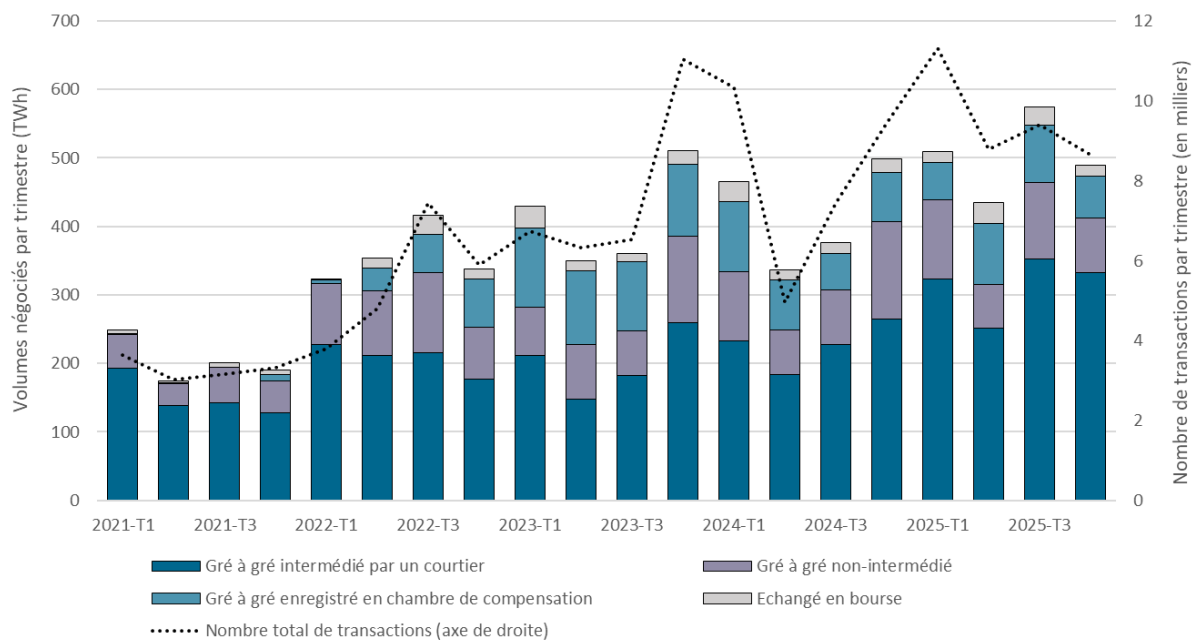
<sup>66</sup> Voir notamment les délibérations n°[2025-248](#) et [2026-47](#) de la CRE.

Figure 17 : Volumes échangés au PEG sur le marché spot



Source : données REMIT – Analyse : CRE

Figure 18 : Volumes échangés au PEG sur le marché à terme

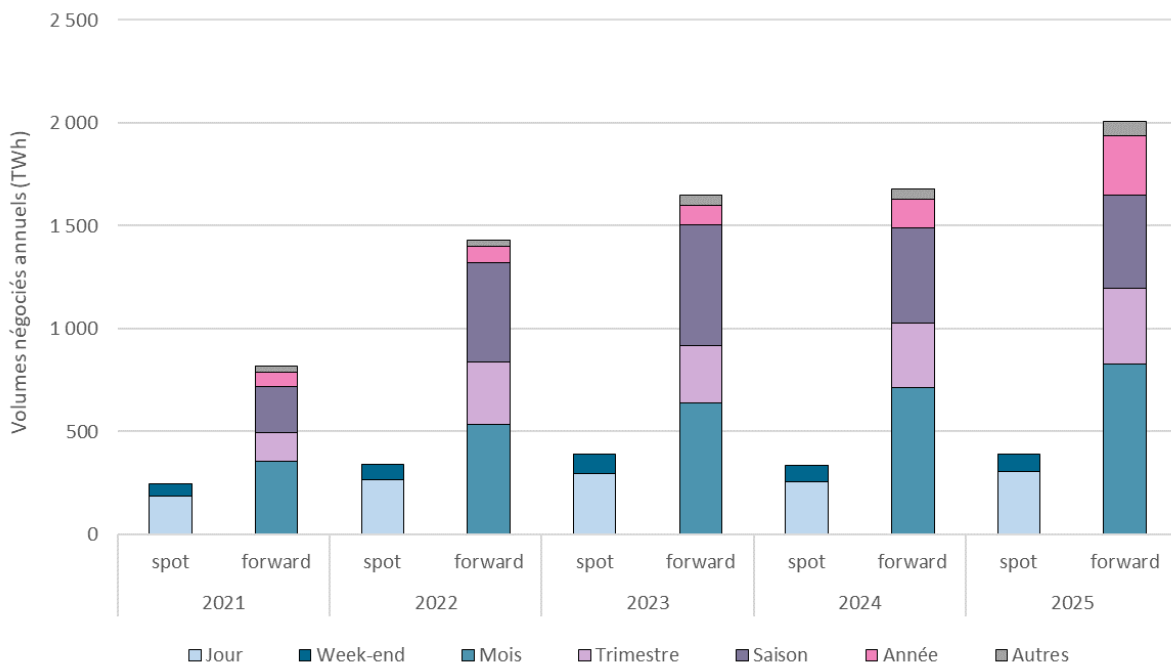


Source : données REMIT – Analyse : CRE

Les caractéristiques des transactions au PEG sont stables par rapport aux années précédentes. En particulier, les produits échangés sont toujours en grande majorité à livraison physique : sur les marchés à terme, seulement 3 % du volume négocié en 2025 donnait lieu à un règlement financier contre 4 % en 2024 et 5 % en 2023. Par ailleurs, 82 % des quantités échangées sur le PEG en 2025 ont été conclues sur une bourse ou par un courtier. Ce chiffre s'élevait à 77 % en 2024 et 79 % en 2023. On observe la même différence structurelle que les années précédentes dans l'usage de l'intermédiation en fonction de la maturité concernée : les produits court terme sont très majoritairement négociés en bourse et les contrats à terme par le biais d'un courtier. En outre, le recours aux chambres de compensation pour l'enregistrement de transactions conclues de gré à gré a de nouveau diminué en 2025 : alors que cela concernait 27 % des volumes totaux sur les marchés à terme en 2023 puis 19 % en 2024, cette part s'est réduite de 4 points supplémentaires pour s'établir à 15 % en 2025.

Enfin, la valeur totale des échanges au PEG a augmenté de 16 % par rapport à 2024 mais reste 12 % inférieure au niveau atteint en 2023, dans un contexte de prix élevés en sortie de crise. Sur le marché spot, elle atteignait ainsi 13 Md€ en 2025 contre 11 Md€ en 2024 et 15 Md€ en 2023. Sur les marchés à terme, les transactions s'élevaient à 64 Md€ en 2025 contre 55 Md€ en 2024 et 73 Md€ en 2023.

Figure 19 : Volumes échangés au PEG par produit



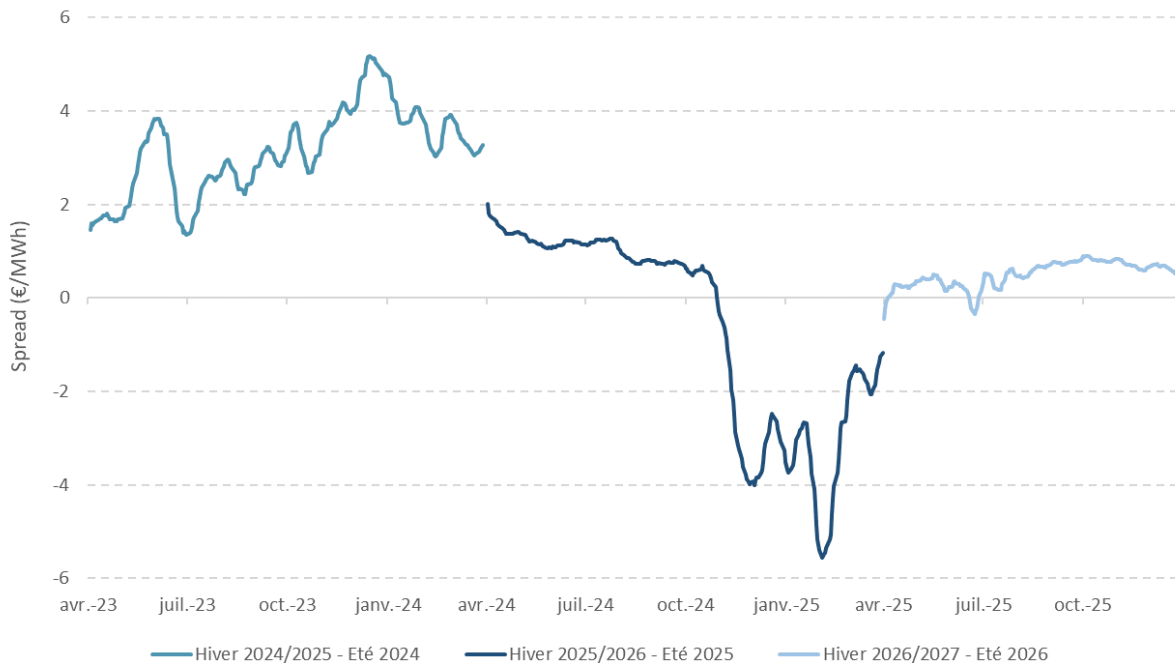
Source : données REMIT – Analyse : CRE

### 3.4. La campagne de commercialisation 2025-2026 des capacités de stockage a été menée avec succès, dans de meilleures conditions qu'en 2024-2025

Fin 2024, le niveau des stockages, plus bas qu'un an auparavant, additionné à l'obligation européenne de remplissage à 90 % au 1<sup>er</sup> novembre a laissé présager une forte demande de gaz durant l'été 2025. Or, le marché anticipait déjà un risque d'approvisionnement à court terme lié à la fin du transit du gaz russe par l'Ukraine. Les prix pour livraison durant l'été 2025 sont alors passés au-dessus de ceux de l'hiver 2025-2026, limitant très fortement l'attractivité des capacités de stockages pour cette saison. Le spread hiver-été au PEG est ainsi resté négatif jusqu'au début de la campagne d'injections (Figure 20). Il a même atteint - 5,6 €/MWh début février, après que le gestionnaire de marché allemand (THE) a présenté un mécanisme de subvention envisagé par le gouvernement fédéral pour garantir le remplissage des stockages du pays. Cette annonce a en effet été interprétée comme un signal suggérant que ces derniers seraient remplis à tout prix, poussant encore le prix du produit été à la hausse. Compte tenu de la corrélation des hubs européens et de la capacité de stockage allemande, cette proposition avait eu un effet majeur sur l'ensemble des marchés en Europe.

En France, ces tensions n'ont eu qu'un impact limité sur la campagne de commercialisation 2024-2025 des capacités par les gestionnaires de stockage. Tout d'abord, les perspectives d'assouplissement réglementaire ont facilité la détente des prix et amélioré l'attractivité de ces capacités : la Commission européenne a proposé le 5 mars 2025 d'abaisser le seuil de remplissage obligatoire, ce qui a été confirmé, sous certaines conditions, par le nouveau règlement européen sur le stockage de gaz, publié le 10 septembre 2025. Par ailleurs, à l'échelle nationale, une partie des capacités pour l'année de stockage 2025-2026 avait déjà été commercialisée les années antérieures, sous forme de produits pluriannuels. Enfin, les capacités restantes ont pu être vendues à travers des produits pluriannuels, courant par exemple sur deux ou trois ans. Le spread hiver-été étant à cette période plus favorable pour les années ultérieures, ces contrats se sont révélés plus attractifs.

Figure 20 : Spread hiver-été au PEG entre avril 2023 et décembre 2025



Source : EEX – Analyse : CRE

La campagne de commercialisation 2025-2026 s'est déroulée dans de meilleures conditions de marché. Le spread hiver-été s'est notamment maintenu à des niveaux positifs entre novembre 2025 et janvier 2026. Il a certes diminué par la suite mais est resté faiblement négatif jusqu'à fin février. A cette date, les gestionnaires de stockage français avaient terminé la commercialisation des capacités 2026-2027, évitant ainsi les effets du choc lié à la guerre au Moyen-Orient, déclenchée le 28 février. En dégradant les perspectives d'approvisionnement pour l'été 2026, cette dernière a en effet porté le spread hiver-été à - 8,5 €/MWh le 3 mars. Cet écart de prix s'est en majeure partie résorbé depuis lors, atteignant - 0,4 €/MWh le 27 mars 2026.

Finalement, 78 TWh de capacités de stockages ont été vendus lors de la dernière campagne de commercialisation à un prix d'adjudication moyen de 0,7 €/MWh, contre 0,2 €/MWh l'année précédente. La baisse importante de volume par rapport à 2024-2025, campagne au cours de laquelle 147 TWh avaient été attribués, s'explique notamment par la vente de produits pluriannuels. En particulier, 80 TWh de capacités avaient déjà été commercialisés pour l'année de stockage 2026-2027.

**Tableau 6 : Prix et volumes des enchères de capacités de stockage par campagne et maturité**

Campagne d'enchères	Capacités commercialisées (TWh)					Prix moyen d'adjudication par campagne
	2025/2026	2026/2027	2027/2028	Après 2028	Total	
Avant 2023	19	1	-	-	<b>20</b>	2,1
2023/2024	46	21	1	-	<b>68</b>	2,0
2024/2025	61	57	23	6	<b>147</b>	0,2
2025/2026	-	44	22	12	<b>78</b>	0,7
<b>Total</b>	<b>126</b>	<b>124</b>	<b>46</b>	<b>17</b>	<b>313</b>	<b>0,8</b>
<b>Prix moyen d'adjudication par hiver</b>	1,1	0,7	0,6	0,6	<b>0,8</b>	(€/MWh)

Sources : Storengy, Teréga (chiffres arrêtés au 28 février 2026) – Analyse : CRE

## **SECTION 3 : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ**

# 1. Les fondamentaux du système électrique français en 2025

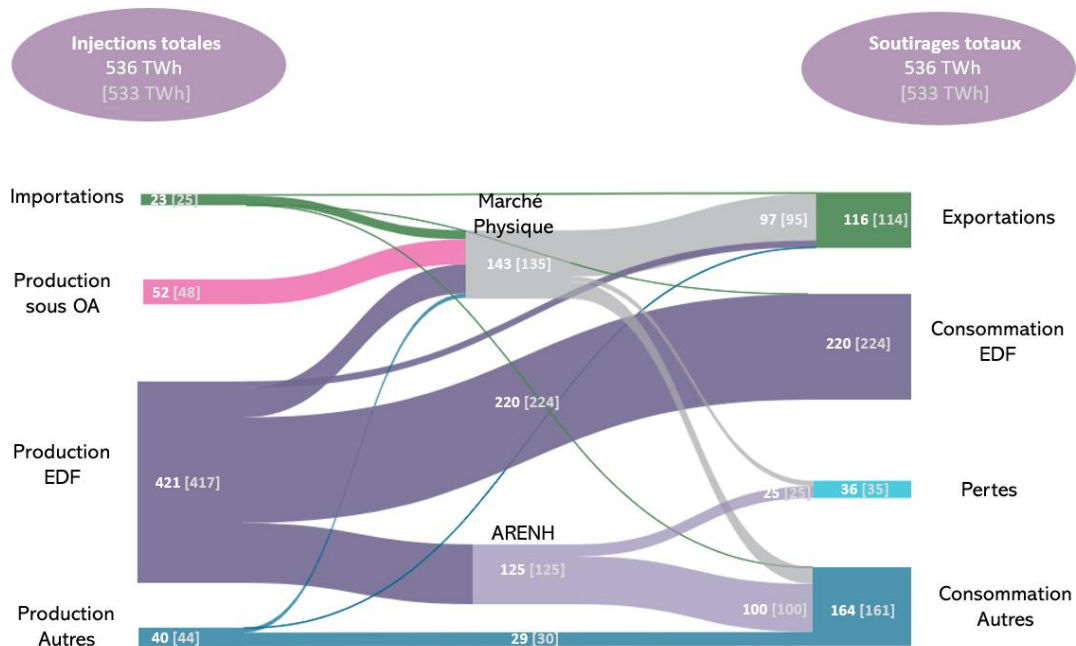
## 1.1. Equilibre du système électrique français : stabilisation des injections, progression modérée de la production et des exportations

Le bilan des injections et des soutirages n'a pas connu d'évolution significative entre 2024 et 2025. Après deux années de redressement de la production nucléaire consécutives à la crise de 2022, celle-ci se stabilise, avec une progression modérée. La faible hausse de la consommation, inférieure à celle de la production, a conduit à un nouveau record d'exportations, tout en maintenant un niveau comparable à celui observé en 2024.

La Figure 21 présente une vision simplifiée des flux physiques pour l'année 2025 sur le système électrique français. Ce schéma intègre plusieurs hypothèses qu'il convient de préciser pour sa parfaite compréhension :

- sont comptabilisés uniquement les flux physiques passant par les bilans des responsables d'équilibre, et non les échanges purement financiers ;
- le marché physique regroupe le marché journalier et intrajournalier opérés par EPEX SPOT et Nord Pool, ainsi que les programmes d'échange de bloc entre responsables d'équilibre, reflétant les échanges de gré à gré (dit « OTC » ou « Over-The-Counter ») à terme à livraison physique ;
- le lien entre chaque affectation du bilan est réalisé au prorata de l'approvisionnement de chaque responsable d'équilibre pour chaque période temporelle ;
- les chiffres relatifs aux importations et exportations se réfèrent aux échanges commerciaux enregistrés dans les périmètres des responsables d'équilibres à différentes échéances, et ne correspondent pas aux échanges physiques nets aux frontières (en revanche le solde net des échanges est égal dans un cas ou dans l'autre) ;
- contrairement à d'autres sources de données de production et consommation utilisées dans ce rapport, ici la Corse n'est pas incluse, et l'autoconsommation des auxiliaires de production et le pompage des installations de stockage d'énergie hydraulique (STEP) sont déduits de la production.

Figure 21: Bilan des injections et soutirages des responsables d'équilibre en 2025 [2024] (TWh)



Source : RTE, Analyse : CRE

Les injections sur le réseau sont restées globalement stables (+0,5 %) entre 2024 et 2025, passant de 533 TWh à 536 TWh.

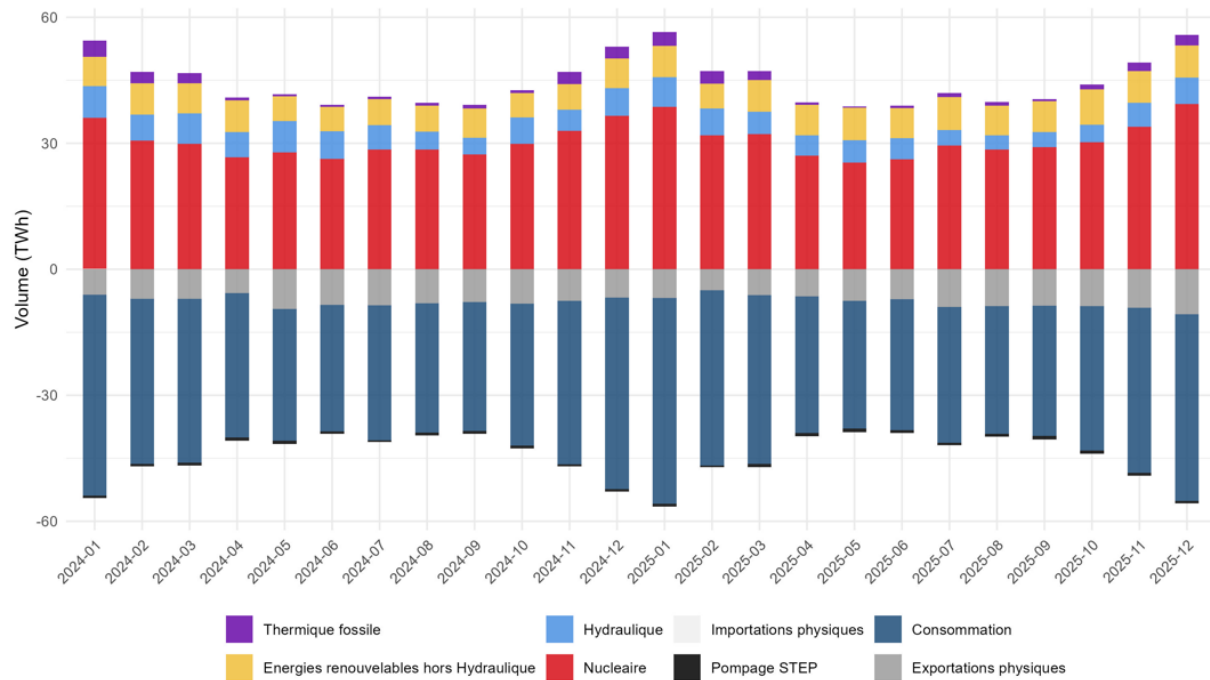
Les souscriptions ARENH<sup>67</sup> pour livraison en 2025, dernière année du mécanisme, sont restées au même niveau qu'en 2024, et ont atteint 125 TWh (dont 25 TWh pour la couverture des pertes sur les réseaux). Le plafond de 100 TWh pour les fournisseurs de clients finals a été atteint. A partir de l'année 2026, les volumes concernés passeront a priori par le marché physique.

Une partie importante de la production d'électricité d'EDF ne passe pas par le marché de gros : 52,4 % sont destinés à la consommation des clients d'EDF et 23,8 % directement à d'autres fournisseurs via l'ARENH. Au total, 14,5 % de la production d'EDF est vendue sur les marchés de gros, 5,9 % va à la fourniture des pertes sur les réseaux et 3,4% aux exportations directes. La production totale de EDF ainsi que sa répartition restent assez similaires à 2024.

La production d'électricité en France est restée assez stable par rapport à 2024 et enregistre une faible augmentation de +0,8%.

En 2025 la France a réalisé un nouveau record en termes de solde exportateur net, avec un solde net de 92,3 TWh d'exportations, dépassant le record de l'année précédente (89,0 TWh).

**Figure 22 : Equilibre mensuel du système électrique français 2023 et 2024 (flux physiques, + injections ; - soutirages)**



Source : RTE – Analyse : CRE

La Figure 22 présente l'équilibre mensuel des flux physiques sur le réseau français au cours de 2024 et 2025. On observe clairement que les niveaux absolus des injections et des soutirages, ainsi que leur répartition, sont très similaires entre ces deux années.

<sup>67</sup> L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) est un dispositif entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2010 contraignant EDF à vendre à des fournisseurs alternatifs une partie de son électricité nucléaire à des prix régulés de 42 €/MWh en 2023.

## 1.2. La consommation reste stable en 2025

En 2025, la consommation électrique en France a maintenu sa stabilité après l'arrêt de la tendance baissière observée ces dernières années. Toutefois, elle demeure significativement inférieure aux niveaux d'avant-crise (2014-2019).

La consommation électrique en France s'est établie en 2025 à 446,6 TWh, représentant une légère augmentation de 0,9 % (+3,8 TWh) par rapport à 2024. En incluant les aléas climatiques, l'augmentation se limite à 0,4 %<sup>68</sup>. Ce niveau reste nettement inférieur à la moyenne de la période 2014-2019 (474,8 TWh), avec un recul de 6 %.

Tableau 7: Consommation brute annuelle d'électricité (TWh)

Année	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Consommation (TWh)	477,2	472,0	448,5	471,5	453,9	438,5	442,3	446,1

Source : RTE

La diminution persistante par rapport à la période 2014-2019 est le résultat d'une combinaison de facteurs. D'une part, la hausse des prix de l'électricité et les efforts continus de sobriété adoptés durant la crise énergétique ont marqué durablement les schémas de consommation. D'autre part, les progrès en efficacité énergétique réalisés tout au long de la dernière décennie continuent de porter leurs fruits.

Comme on peut l'observer dans la Figure 23, la baisse de consommation par rapport à l'historique est bien répartie au cours de l'année, avec quelques exceptions ponctuelles où la moyenne hebdomadaire revient à la moyenne 2014-2019.

Figure 23 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire)



Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>68</sup> Estimation RTE

### 1.3. La production d'électricité augmente légèrement

En 2025, la production d'électricité en France a légèrement augmenté, atteignant 547,5 TWh, soit une augmentation de 1,6 % (+8,5 TWh) par rapport à 2024. Ce niveau dépasse la moyenne de la période 2014-2019, qui était de 537,5 TWh. Après deux années de forte croissance en 2023 et 2024, de l'ordre de 10% par an, liée essentiellement au rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire et à l'amélioration de la production hydraulique, la production s'est stabilisée en raison de fondamentaux globalement inchangés.

Tableau 8 : Production totale annuelle d'électricité (TWh)

Année	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Production (TWh)	547,6	536,1	499,7	522,4	445,8	494,7	539,0	547,5

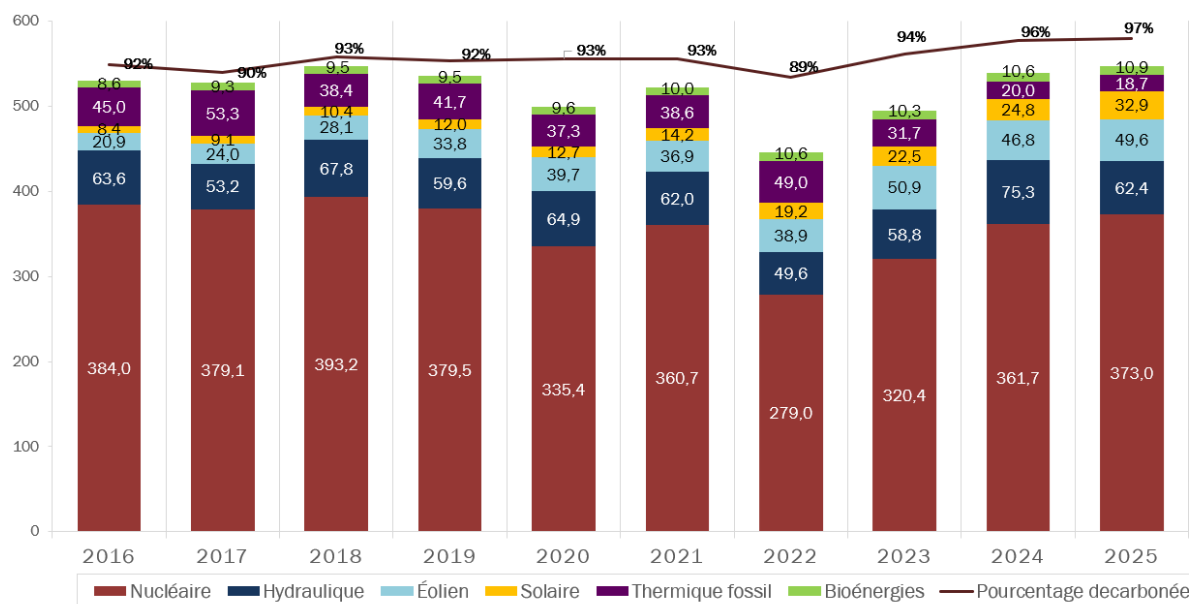
Source : RTE

Parallèlement, la production issue de ressources fossiles a de nouveau baissé, et atteint un nouveau minimum historique, pour la deuxième année consécutive. La part de production décarbonée a atteint un niveau record de 97 %.

Le parc électrique français a connu une expansion significative, avec 164,5 GW installés fin 2025, portée par un fort développement des installations solaires photovoltaïques et, dans une moindre mesure, éoliennes.

La production hydraulique prise en compte dans la production globale (Tableau 8) est brute de la consommation liée au pompage.

Figure 24: Production annuelle d'électricité par source d'énergie (TWh)



Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.3.1. La production nucléaire augmente pour la troisième année consécutive

#### Production nucléaire

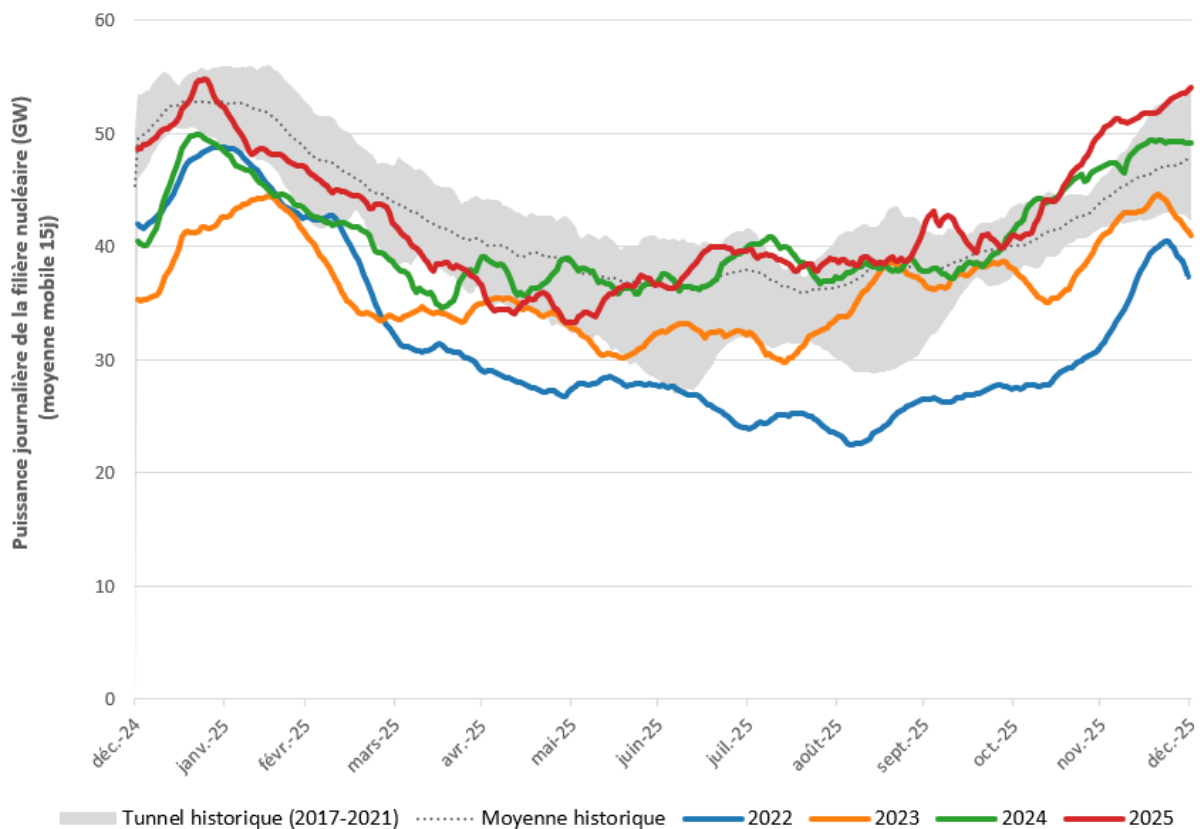
En 2025, la production nucléaire en France a enregistré une hausse pour la troisième année consécutive, atteignant 373,0 TWh, soit une augmentation de 11,3 TWh (+3%) par rapport à 2024. Cette progression s'avère nettement plus modérée que celles observées en 2023 et 2024, qui s'élevaient respectivement à +11% (+ 23 TWh) et +13% (+ 30 TWh).

La forte croissance de la production nucléaire durant cette période s'explique principalement par le redressement consécutif à la crise de la corrosion sous contrainte qui avait considérablement affecté la disponibilité du parc nucléaire en 2022. Dès 2024, la production annuelle avait retrouvé un niveau comparable à celui observé avant cette crise.

La Figure 25 présente l'évolution de la production nucléaire journalière moyenne, lissée sur des périodes de 15 jours, pour les années 2022, 2023, 2024 et 2025, comparée à celle des années 2017 à 2021. On peut clairement observer la progression significative de la production entre 2022 et 2024, ainsi que la stabilisation de la production en 2024 et 2025 à des niveaux comparables à ceux observés avant la crise.

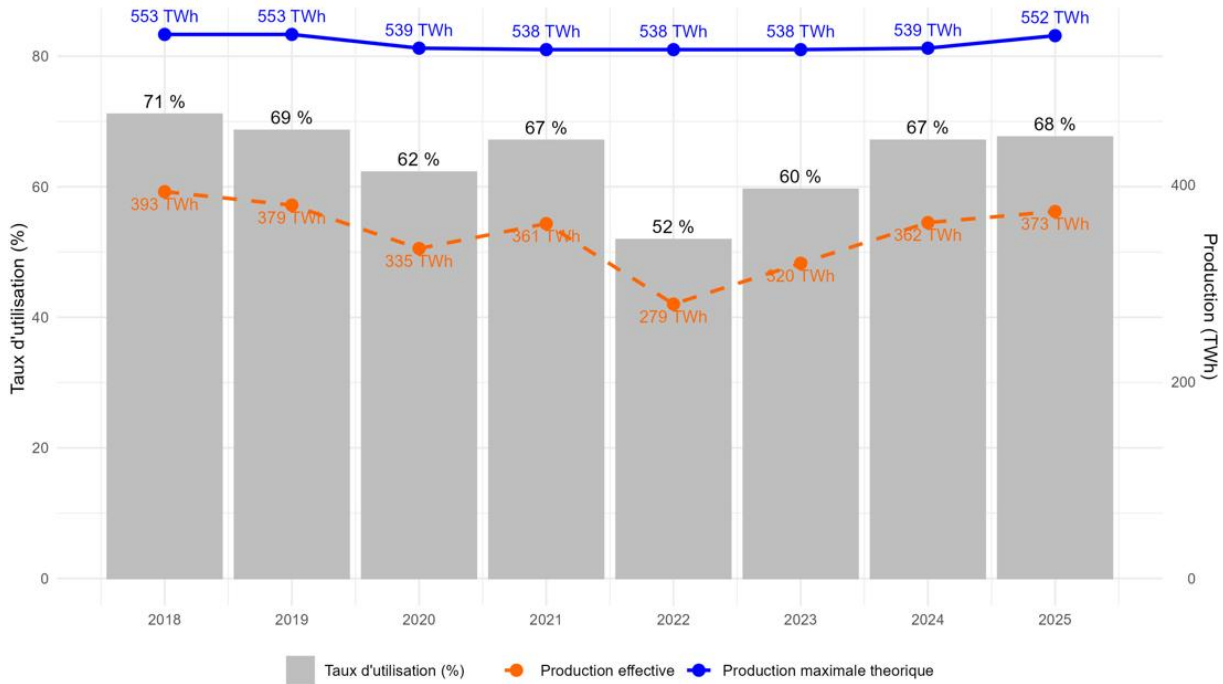
Le réacteur EPR de Flamanville a été couplé au réseau le 21 décembre 2024. Ce réacteur est demeuré en phase d'essai durant toute l'année 2025 avant d'atteindre sa pleine puissance le 14 décembre 2025, produisant 1 669 MW de puissance brute (avant déduction de sa consommation propre), soit 1 563 MW nets injectés sur le réseau électrique national. Au cours de l'année 2025, ce réacteur a contribué à hauteur d'environ 2,2 TWh nets à la production d'électricité française.

Figure 25 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français



La Figure 26 montre la production nucléaire annuelle depuis 2018, et la production maximale théorique, calculée sur la base d'une production constante à hauteur de la puissance installée. Le taux d'utilisation, ou facteur de charge, est calculé comme le rapport entre ces deux quantités. On peut observer que non seulement la production a augmenté entre 2024 et 2025, mais aussi le facteur de charge, passant de 67% à 68%, et ce malgré l'ajout de la nouvelle capacité installée de Flamanville 3.

Figure 26 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français



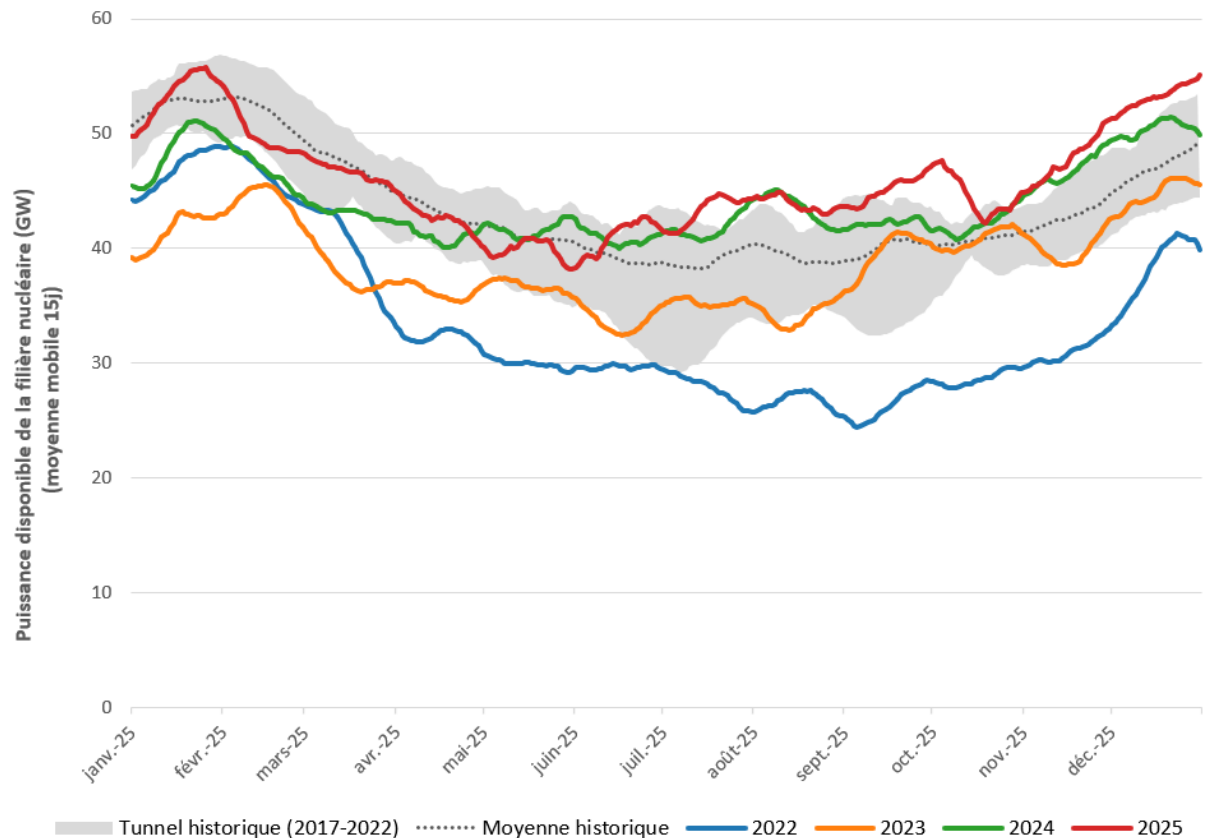
Source : RTE – Analyse : CRE

### Disponibilité du parc Nucléaire

L'année 2025 a été marquée par une amélioration significative de la disponibilité du parc nucléaire français, atteignant une puissance moyenne disponible de 45,9 GW, soit une progression de 1,8 GW par rapport à 2024. Ce niveau de disponibilité s'avère supérieur à la moyenne historique de 43,6 GW observée sur la période 2017-2021. Cette performance peut être notamment attribuée à un taux de disponibilité particulièrement favorable au cours du second semestre 2025.

La Figure 27 présente la capacité disponible de 2022, 2023, 2024 et 2025 (moyenne lissée sur 15 jours) et le tunnel historique des années 2017 à 2021 pour comparaison.

Figure 27 : Disponibilité journalière moyenne lissée du parc nucléaire français



Source : EDF – Analyse : CRE

### Modulation du nucléaire

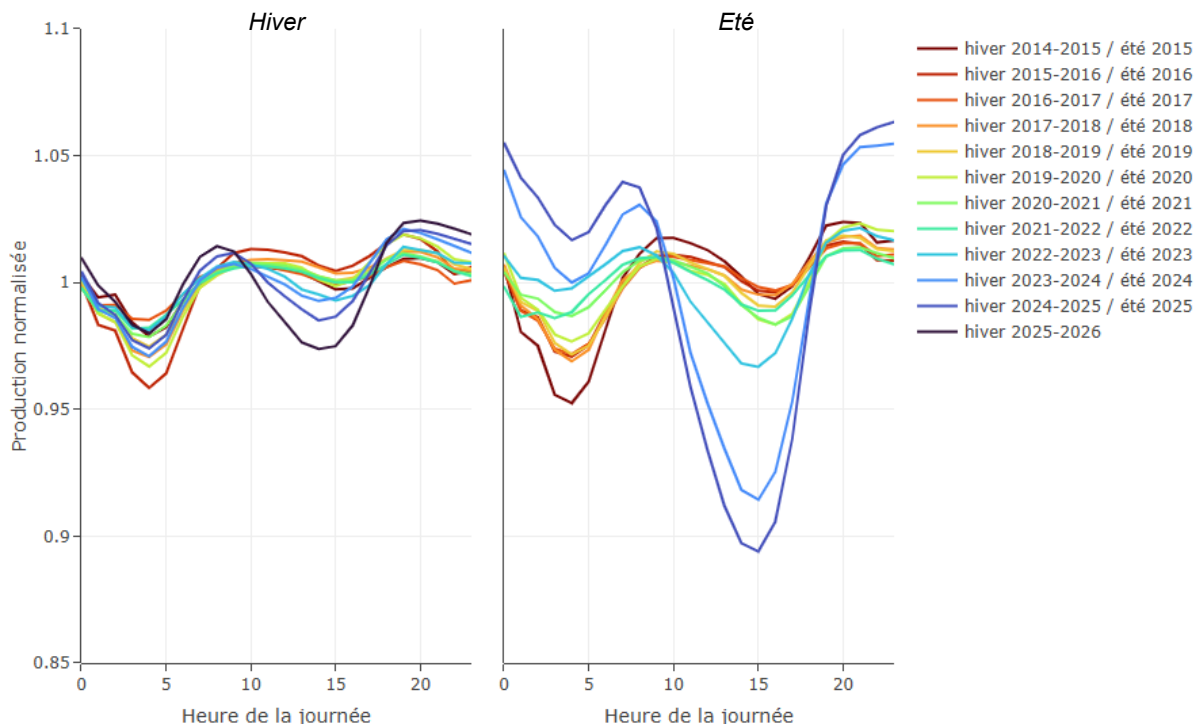
Ces dernières années, les mix électriques français et européens se sont progressivement décarbonés en remplaçant les centrales thermiques fossiles par des sources renouvelables, principalement le solaire et l'éolien. Ainsi, des moyens de production pilotables aux coûts variables élevés sont progressivement remplacés par des moyens à coûts variables faibles ou nuls mais non pilotables. Dans ce contexte, l'optimisation économique des autres moyens de production, comme le nucléaire et l'hydraulique, peut être amenée à évoluer.

La Figure 28 illustre l'évolution de la modulation nucléaire infrajournalière avec les variations de production en fonction des heures de la journée. Le phénomène de modulation n'est pas nouveau : depuis le début de son exploitation, le parc nucléaire français module sa puissance pour s'adapter aux variations de consommation. La modulation est toujours dictée par l'optimisation économique, soit parce que les prix de marchés sont inférieurs aux coûts variables de production sur une période, soit car le besoin d'économiser du combustible avant un rechargement prévu impose de placer la production sur les périodes avec les prix les plus élevés. En hiver<sup>69</sup>, la modulation de la production nucléaire n'a pas fortement changé entre 2015 et 2025 : la production est maximisée lors des pics de consommation du matin et du soir, avec des réductions de puissance pendant la nuit et en milieu de journée. Les deux derniers hivers (2024-2025 et 2025-2026) ont néanmoins vu une augmentation de la production nocturne, compensée par une plus grande réduction en journée par rapport aux années précédentes avec une pointe du soir également en hausse.

<sup>69</sup> L'année est découpée ici en deux saisons : l'hiver du 1<sup>er</sup> octobre au 31 mars et l'été du 1<sup>er</sup> avril au 31 septembre

En revanche la modulation a fortement évolué en été à partir de 2023, la production nucléaire ne baissant plus prioritairement la nuit, mais en milieu de journée et de manière significative. Ce phénomène s’est encore amplifié à l’été 2025, la production chutant de plus de 10% entre 14h et 15h par rapport à la production moyenne sur la saison. Ce changement s’explique par des considérations économiques : en été les prix spot atteignent leur minimum en milieu de journée et non plus la nuit en raison de la production solaire plus importante en Europe. Cette modulation méridienne, couplée à une production élevée aux pointes matinales (7h-9h) et de la soirée (18h-20h), qui encadrent directement le creux solaire, conduit à des pentes plus rapides que la modulation nocturne historique. Cette tendance prend de l’ampleur à mesure que davantage de capacités solaires sont installées mais la flexibilisation progressive en 2025 et 2026 des parcs renouvelables sous obligation d’achat aide à limiter en partie cette modulation.

**Figure 28 : Production horaire du parc nucléaire français normalisée par rapport à la production saisonnière moyenne, de 2015 à 2025**



Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.3.2. La production hydraulique en baisse par rapport à 2024, revient aux moyennes historiques

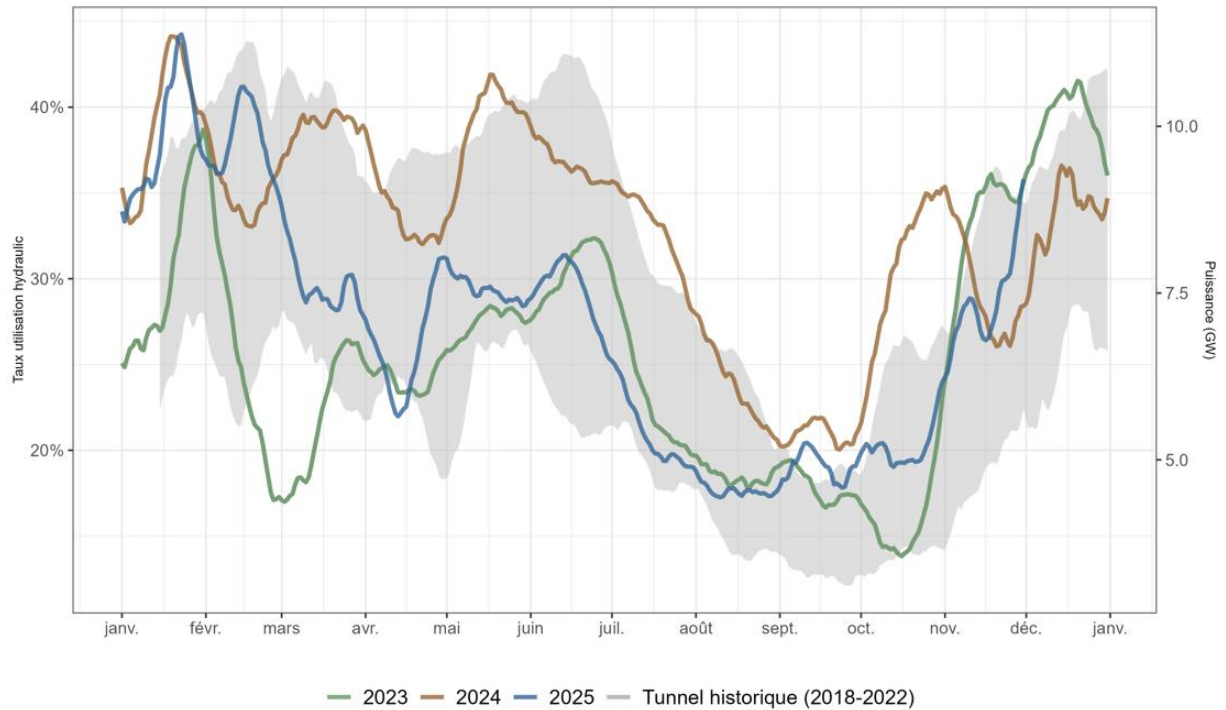
En 2025, la production hydroélectrique en France a atteint 62,4 TWh, en baisse de 17 % par rapport à 2024. L’année 2024 avait en effet été caractérisée par des précipitations très abondantes. La production d’électricité d’origine hydraulique s’est ainsi rapprochée de la moyenne historique, avec un niveau de production très similaire en 2025 à ceux de 2023 (58,9 TWh) et 2021 (62,0 TWh).

L’hydraulique a représenté 11,4 % de la production totale d’électricité, deuxième filière après le nucléaire en volume de production.

Les niveaux de stock hydraulique se sont maintenus dans la moyenne historique (Figure 30), avec des niveaux légèrement plus bas au deuxième semestre.

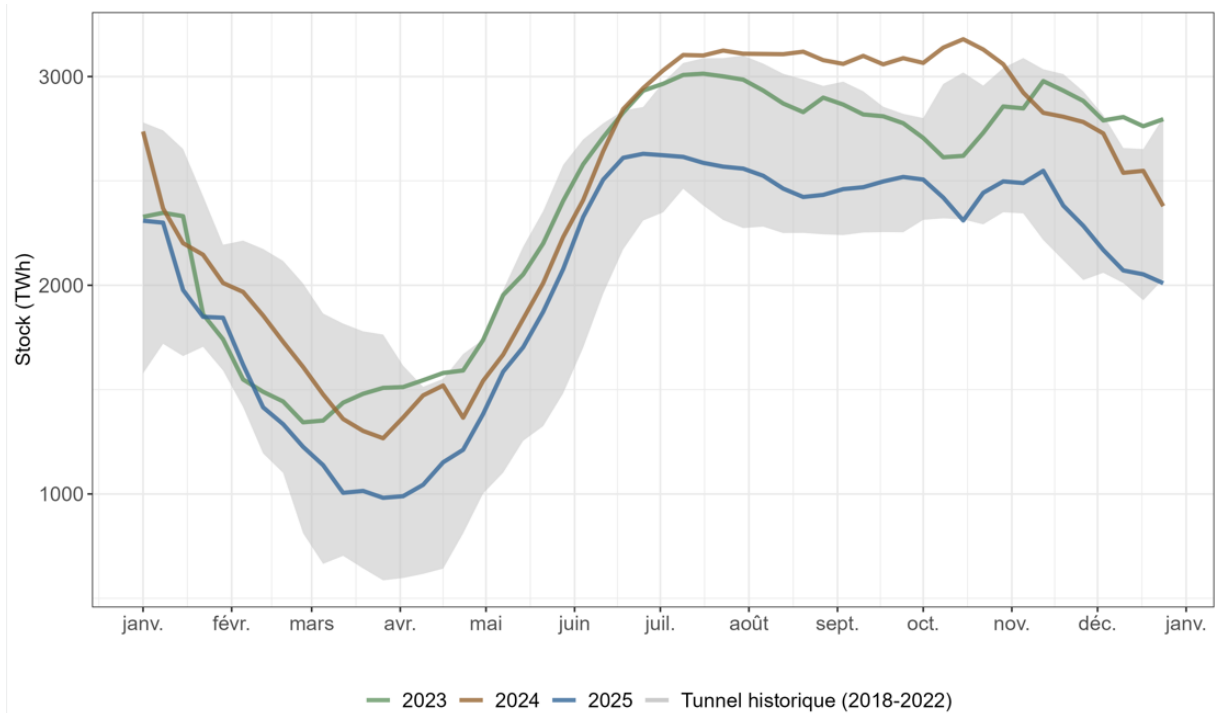
La capacité installée est restée inchangée à 25,7 GW.

Figure 29 : Taux d'utilisation (axe à gauche) et puissance (axe à droite) énergie hydraulique, moyenne glissante sur 15 jours



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 30 : Evolution hebdomadaire du stock hydraulique (GWh)



Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.3.3. Eolien et solaire : nouveaux records de production grâce à la hausse des capacités installées

En 2025, le parc solaire français a augmenté de 5,9 GW, soit une hausse de 24 %. Le taux de développement demeure pour une cinquième année consécutive au-dessus de la moyenne historique, à +18,9 %/an (Tableau 9). La capacité installée solaire a ainsi dépassé celle de l'éolien.

La production photovoltaïque a atteint 30,4 TWh, établissant un nouveau record pour la France. Le facteur de charge des installations solaires a augmenté à 13,6 %, en hausse de 0,8 % par rapport à 2024, du fait d'un ensoleillement supérieur à celui de 2024, et malgré les réductions de production lors d'épisodes de prix spot négatifs.

Le parc éolien a enregistré 1,4 GW de capacités supplémentaires en 2025 (+5,7 % par rapport à 2024), alors que la hausse était de 1,7 GW en 2024.

La production éolienne terrestre a atteint 43,9 TWh, en légère hausse de 2,5 % par rapport à 2024, malgré des conditions météorologiques défavorables qui ont causé un facteur de charge exceptionnellement faible (21,4 %). La production éolienne en mer a augmenté significativement pour atteindre 5,7 TWh, grâce aux nouvelles capacités installées et à un facteur de charge de 38,2% (+3% par rapport à 2024).

La production d'électricité solaire et éolienne progresse ainsi après une relative stagnation en 2024, du fait de conditions météorologiques défavorables.

Le volume des écètements de production solaire et éolienne en 2025 lors d'épisodes de prix spot négatifs a doublé par rapport à l'année précédente, et a atteint environ 3 TWh selon l'estimation de RTE, dont 1,3 TWh de production éolienne terrestre et 1,6 TWh de production solaire.

L'article 175 de la loi de finances pour 2025 et l'article 185 de la loi de finances pour 2026, déclinés par les arrêtés du 22 décembre 2025 et du 19 mars 2026, ont rendu possible la demande par les cocontractants des contrats d'OA, pour les installations photovoltaïques et éoliennes de plus de 10 MW/MWc, de la modulation à la baisse de la production des installations en cas de prix de marché négatifs. Cette mesure vise à limiter les charges de service public de l'énergie (CSPE) et contribue à accroître la part de puissance flexible au sein du parc de production électrique.

**Tableau 9 : Evolution de la capacité installée éolienne et solaire**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TCAM <sup>70</sup> 2017/2025
Eolien (GW)	13,5	15,1	16,5	17,6	18,8	21,1	22,7	24,5	25,8	+ 8,4 %
Solaire (GW)	7,6	8,6	9,5	10,4	13,1	16,1	19,5	24,5	30,4	+ 18,9 %

Source : RTE

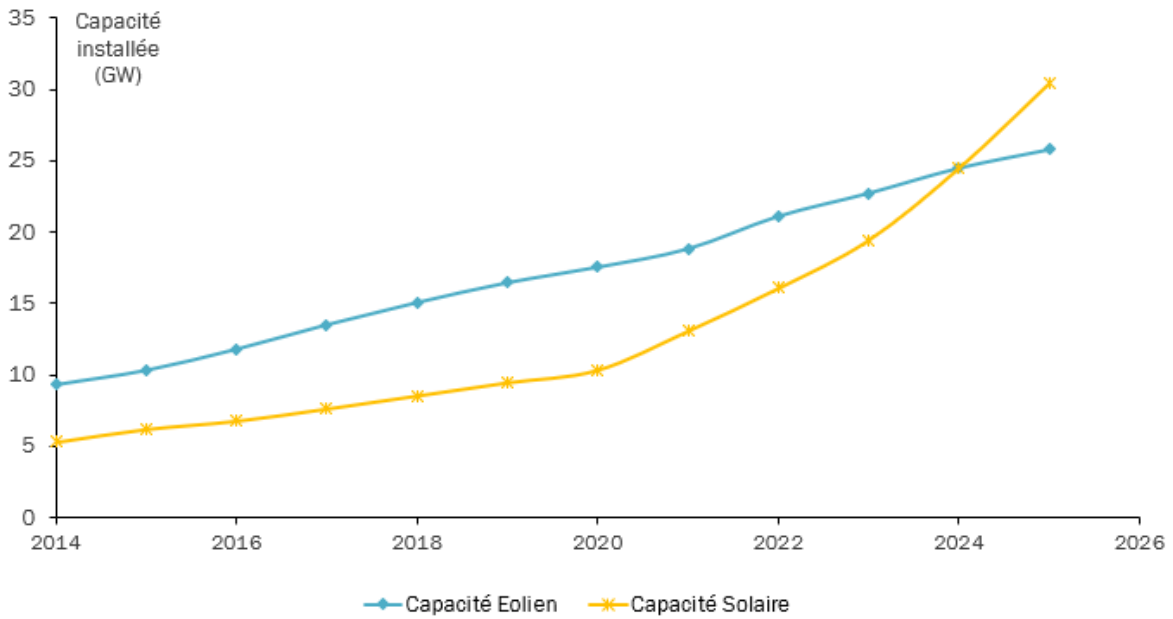
**Tableau 10 : Evolution de la production éolienne et solaire**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TCAM 2017/2025
Eolien (TWh)	24,0	28,1	33,8	39,7	36,9	38,9	50,8	46,8	49,6	+ 9,5 %
Solaire (TWh)	9,1	10,4	12,0	12,7	14,2	18,5	21,6	24,8	32,9	+ 17,3 %

Source : RTE

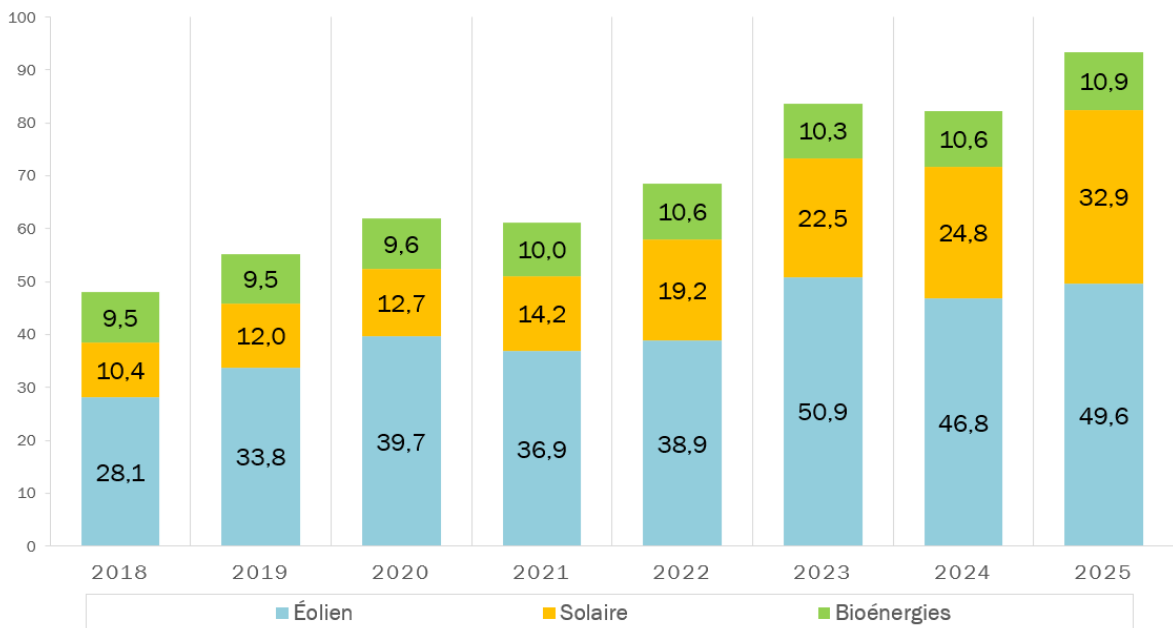
<sup>70</sup> Taux de croissance annuels moyens.

Figure 31 : Développement des parcs solaire et éolien



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 32 : Production annuelle des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

La troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)<sup>71</sup>, publiée le 13 février 2026, définit les objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables pour la période 2026-2035.

En ce qui concerne le solaire photovoltaïque, ce document fixe à 2,9 GW la capacité maximale pouvant bénéficier d'un soutien public entre 2026 et 2028, et à 5 GW pour 2029 et 2030.

<sup>71</sup> [Troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie \(PPE3\)](#)

Le rythme de développement de l'éolien terrestre est prévu de rester inchangé à 1,3 GW/an. Pour ce qui concerne l'éolien en mer, deux appels d'offres sont prévus en 2026, pour une puissance totale prévue comprise entre 9,5 GW et 11,5 GW, avec l'objectif de 15 GW en service en 2035.

### 1.3.4. Sources fossiles : production d'électricité au plus bas depuis 70 ans

La production agrégée des filières thermiques fossiles a connu une nouvelle baisse en 2025, et atteint 18,7 TWh, contre 20,0 TWh en 2024. Ce volume constitue pour la deuxième année consécutive un minimum historique depuis 1952, où la production s'élevait à 18,3 TWh. Cette baisse est principalement due à la diminution de la production à base de gaz, conséquence de l'abondance de l'électricité décarbonée en 2025.

La production d'électricité à partir du fioul s'élève à 1,6 TWh en 2025, en faible baisse de 0,2 TWh par rapport à 2024. La production d'électricité à partir du charbon, quant à elle, est restée très faible, à 0,7 TWh en 2025, et presque négligeable dans le mix électrique français, à 0,1 % de la production totale.

### 1.3.5. Les exportations d'électricité de la France atteignent un nouveau record

En 2025 la France a réalisé un nouveau record en termes de solde exportateur net, avec un solde net de 92,3 TWh d'exportations, dépassant le record de l'année précédente de 89,0 TWh. La Figure 33 présente le détail des échanges par frontière et trimestre depuis 2022. En 2025, les échanges les plus significatifs ont été observés avec l'Italie, avec un solde de +26,2 TWh, suivi par l'Allemagne et la Belgique (+23,1 TWh), la Grande-Bretagne (+22,6 TWh), la Suisse (+20,1 TWh) et finalement l'Espagne (+0,2 TWh).

Les exportations vers la Grande Bretagne et l'Italie ont crû aussi grâce à une meilleure disponibilité des capacités d'échange. Les exportations vers l'Allemagne et la Belgique, quant à elles, ont diminué du fait notamment de travaux de maintenance des lignes d'interconnexion sur ces frontières au printemps et à l'été 2025.

Depuis 2023, les échanges avec l'Espagne se caractérisent par des importations nettes au cours du premier semestre, contrebalancées par les exportations du deuxième semestre.

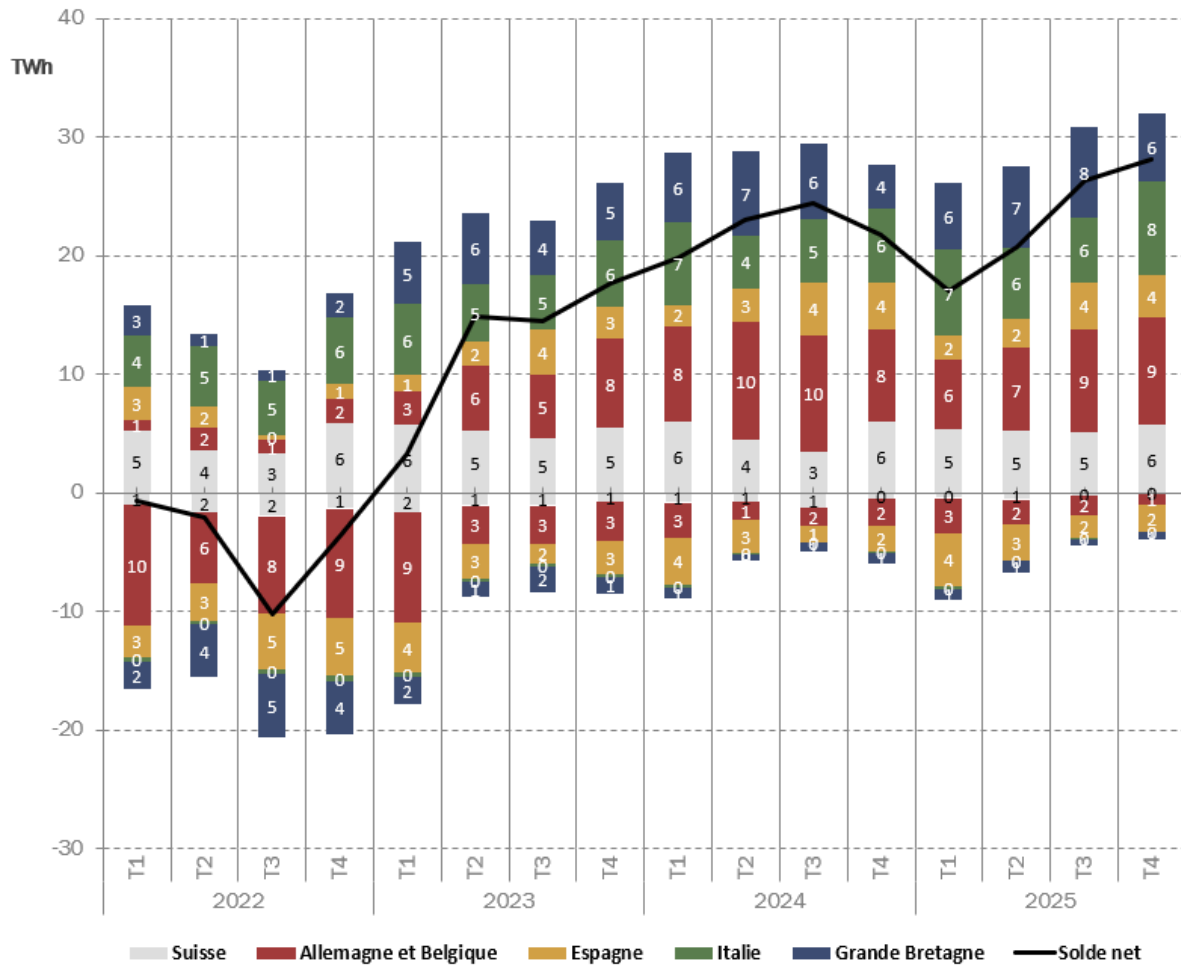
La France a été importatrice nette d'électricité pour seulement 1% des heures au cours de l'année 2025 (2% en 2024).

**Tableau 11 : Evolution du solde commercial exportateur de la France**

Solde commercial exportateur France (TWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	47	65	62	39	38	60	56	43	43	-16	51	89	92

Source : RTE

Figure 33 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières par pays (+ exports ; - imports)



Source : RTE – Analyse : CRE

#### 1.4. Les prix des quotas d'émissions de CO2 poussés à la hausse par une réduction progressive de l'offre

Le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO2 (ETS) a été mis en place par l'Union européenne en 2005 pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de son industrie et de ses producteurs d'électricité. Le volume annuel de quotas est défini par la directive européenne 2003/87 selon les émissions des entreprises du périmètre et les objectifs de réduction de ces émissions. Ce volume est mis à disposition gratuitement ou vendu aux enchères. Les quotas sont ensuite échangés librement par les acteurs sur les marchés afin d'ajuster la couverture de leurs émissions de CO2 dans leur périmètre.

Le prix du quota CO2 a augmenté en moyenne sur l'année 2025, atteignant 74,9 €/tCO2 pour le contrat de référence décembre 2025 contre 66,5 €/tCO2 en 2024, soit une hausse de 13%. Les prix ont évolué dans une fourchette assez large comprise entre 61,1 €/tCO2 (le 09/04/2025) et 88,5 €/tCO2 (le 23/12/2025).

Le prix des quotas a débuté l'année 2025 autour des 75 €/t mais a rapidement augmenté durant le mois de janvier pour atteindre 83,9 €/t le 31 janvier sous l'effet des prix du gaz en hausse. Ce mouvement a immédiatement été suivi d'une chute des prix jusqu'en avril, où le prix ont atteint leur minimum annuel, de nouveau provoqué par une détente des prix du gaz.

Le prix du CO<sub>2</sub> est historiquement corrélé aux prix du gaz du fait de l'arbitrage entre l'utilisation du charbon ou du gaz pour la production d'électricité. Si les prix du gaz baissent relativement au charbon, la production d'électricité à partir du gaz peut devenir plus compétitive que la production à partir du charbon, ce qui réduit la demande de quotas de CO<sub>2</sub> de la part des producteurs d'électricité thermique fossile et exerce donc une pression à la baisse sur le prix du CO<sub>2</sub> et inversement en cas de hausse des prix du gaz.

Après un été relativement stable avec des prix compris entre 70 et 75 €/tCO<sub>2</sub>, une dynamique haussière s'est installée à partir de septembre et n'a pas faibli jusqu'à la fin de l'année passant de 74,1 €/tCO<sub>2</sub> le 1<sup>er</sup> septembre à 87,3 €/tCO<sub>2</sub> le 31 décembre soit une hausse de 18%. Ces évolutions se démarquent par leur décorrélation des prix des combustibles et semblent liées à des fondamentaux propres au marché du carbone.

En effet les évolutions dans le périmètre du système EU ETS laissent entrevoir un resserrement important de l'équilibre offre-demande sur le marché du CO<sub>2</sub> qui pousse le prix à la hausse. Le transport maritime qui devait fournir des quotas pour 50% des émissions du transport extra-européen en 2024 doit couvrir 70% des émissions en 2025 et 100% en 2026. Le secteur de l'aviation reçoit progressivement moins de quotas gratuits à raison de -4,4%/an. Enfin à partir de 2026 le nombre de quotas gratuits pour les secteurs à risques de fuites de carbone (acier, ciment, aluminium, engrais, etc.) va diminuer d'année en année jusqu'à disparaître en lien avec la mise en œuvre du Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (MACF) avec 2,5% des quotas qui devront être achetés en 2026, 5% en 2027 et jusqu'à 100% en 2035. Tout ceci s'ajoute aux réductions des plafonds de quotas déjà prévues secteur par secteur.

Cette tendance haussière s'est inversée sur le premier semestre 2026 dans un contexte de discussions au niveau européen sur une possible révision du système ETS faisant chuter le prix à 63,7 €/t en mars. Les mesures finalement décidées, moins structurantes qu'attendues, ont fait rebondir les prix des quotas sans toutefois revenir au prix de fin 2025.

**Figure 34 : Evolution du prix du quota de CO<sub>2</sub> en 2025**



Source : Argus

## 2. Les marchés de court terme

### 2.1. Introduction des produits 15 minutes sur les marchés journalier et intrajournalier

Le 1<sup>er</sup> janvier 2025, le pas de règlement des écarts (ou ISP – *Imbalance Settlement Period*) pour les responsables d'équilibre<sup>72</sup> est passé à 15 minutes en France.

Conformément au cadre réglementaire européen<sup>73</sup>, tous les gestionnaires de réseau de transport (GRT) dans tous les États membres de l'Union Européen (UE) étaient tenus d'appliquer une résolution temporelle de 15 minutes pour le règlement des écarts avant cette date.

Cette résolution temporelle de 15 minutes vise à permettre aux acteurs de marché d'ajuster plus finement la production et la consommation de l'électricité dans leur périmètre. Cette granularité plus fine doit notamment faciliter l'intégration des énergies renouvelables fatales, dont la production varie au cours d'une même heure, mais aussi pour mieux suivre l'évolution réelle de la consommation, et ainsi réduire les interventions nécessaires des gestionnaires de réseau pour équilibrer le système. Ce changement peut également être favorable aux batteries, qui pourront bénéficier de signaux de prix désormais plus fins pour optimiser leur valorisation.

Ce changement entraîne également une obligation pour tous les NEMO<sup>74</sup> de proposer des produits de 15 minutes pour la négociation sur tous les marchés de gros d'électricité, journalier et intrajournalier, qui participent au couplage européen. Cette harmonisation vise à créer une cohérence entre les marchés de l'énergie en Europe (certains GRT appliquant déjà un pas de règlement des écarts de 15 minutes) et à améliorer l'efficacité des processus d'équilibrage électrique.

Ainsi, en janvier 2025, les NEMO ont introduit des contrats de 15 minutes sur le marché intrajournalier continu français dans le cadre du couplage unique intrajournalier (SIDC). Sur le marché continu, les contrats de 15, 30 et 60 minutes sont ainsi disponibles, mais sans la fonctionnalité de « *Cross-Product Matching* » permettant l'appariement entre ordres de durées différentes.

Lors des enchères intrajournalières (IDA), seuls les contrats de 15 minutes sont proposés sur le marché français depuis la même date, conformément aux évolutions harmonisées au niveau européen.

Le 30 septembre 2025<sup>75</sup>, les NEMO ont introduit les contrats de 15 minutes sur l'ensemble des marchés journaliers couplés (SDAC), avec une première livraison le 1<sup>er</sup> octobre 2025. Les acteurs de marché peuvent donc placer des ordres sur des pas de temps de 60, 30 ou 15 minutes. De plus, une fonctionnalité de « *Cross Product Matching* » a été mise en place sur ce marché permettant ainsi l'appariement d'ordres de différentes résolutions temporelles.

### 2.2. Les prix du marché journalier stables par rapport à 2024

Les prix du marché journalier (*spot*, ou encore *day-ahead*) jouent un rôle essentiel dans le bon fonctionnement du système électrique européen en déterminant de façon coordonnée à l'échelle européenne la veille pour le lendemain, heure par heure, le mix de production utilisé pour faire face à la consommation prévue. En outre, les prix des produits à terme s'établissent notamment par référence aux anticipations des futurs prix *spot* sur la période considérée.

---

<sup>72</sup> Un responsable d'équilibre est un acteur du marché de gros d'électricité chargé de veiller à ce que, sur son périmètre, la production, la consommation et les échanges d'électricité soient équilibrés en temps réel. Il supporte financièrement les écarts entre prévisions et réalisations et incite ainsi les acteurs rattachés à son périmètre d'équilibre à équilibrer leur position.

Le règlement des écarts est le mécanisme par lequel les différences entre les injections ou soutirages prévus et ceux réellement constatés sur un périmètre d'équilibre sont valorisées financièrement, afin d'assurer l'équilibre du système électrique et de responsabiliser les acteurs.

Pour en savoir plus : <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-deelectricite/responsables-deequilibre.html>

<sup>73</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

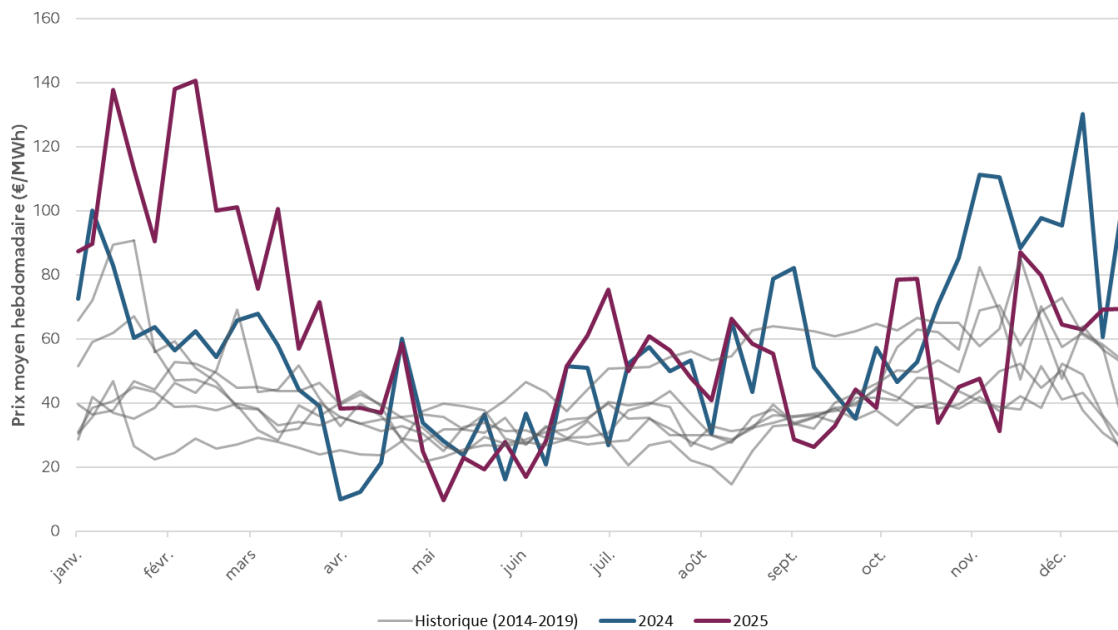
<sup>74</sup> Les NEMOs, en anglais *Nominated Electricity Market Operators*, sont des opérateurs de bourse désignés par les régulateurs. Ils sont chargés d'organiser le couplage entre les marchés de gros d'électricité journalier et intrajournalier au sein de l'UE et d'assurer la bonne réalisation des transactions sur ces marchés. Sur décision de la CRE, les NEMOs agréés pour la France sont EPEX SPOT, Nord Pool et, à partir du 27 janvier 2026, EXAA.

<sup>75</sup> Le passage au pas de 15 minutes sur SDAC, initialement prévu le 11 juin 2025, avait été reporté au 30 septembre 2025.

En 2025, les prix *spot* sur le marché français affichent une relative stabilité, atteignant 61,1 €/MWh en moyenne, soit une légère hausse de 6 % par rapport à 2024 (57,8 €/MWh). Cette évolution modérée intervient après une normalisation du marché en 2023 et 2024, après la crise de 2022, et suggère l'établissement d'un nouvel équilibre structurel. Si ce niveau de prix demeure supérieur aux références historiques en valeur nominale, l'écart se résorbe sensiblement une fois corrigé de l'inflation (Tableau 12).

La bonne situation des fondamentaux en 2024 s'est prolongée en 2025 malgré un recul de la production hydraulique compensée par une hausse de la production nucléaire, éolienne et solaire. Les prix sont restés élevés pendant l'hiver 2024-2025 mais ont vite diminué à partir de mars et n'ont augmenté que faiblement au début de l'hiver 2025-2026. Les prix à terme du produit annuel pour livraison 2025 s'étaient élevés en moyenne à 76,6 €/MWh, de 20 % supérieurs aux prix spot moyens réalisés cette année.

**Figure 35 : Evolution des prix journaliers en France mis en perspective avec les prix des années précédentes (moyenne hebdomadaire)**



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

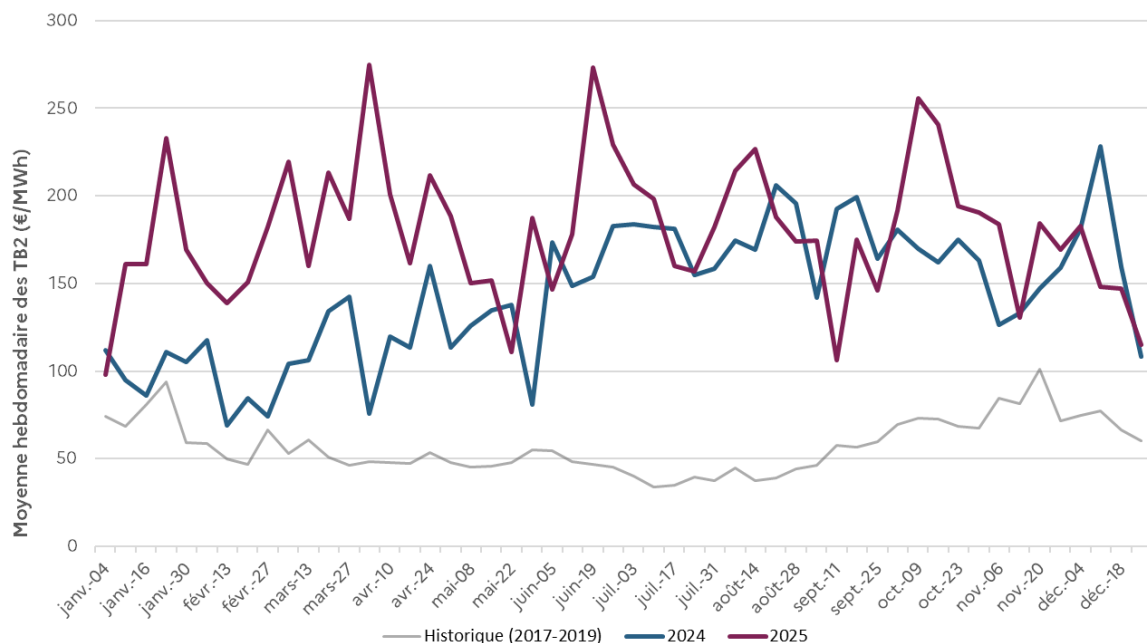
**Tableau 12 : Prix journaliers en France en moyenne annuelle depuis 2010, valeurs nominales et corrigées de l'inflation**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
€/ MWh	48	49	47	43	35	38	37	45	50	39	32	109	276	97	58	61
€ <sub>2025</sub> / MWh	61	62	58	53	42	47	45	54	59	46	37	125	299	100	58	61

Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Le développement croissant de la production renouvelable en Europe accentue la variabilité des prix horaires au sein d'une même journée et d'un jour sur l'autre (cf. Figure 36 et Figure 37), ainsi que les écarts de prix significatifs entre le marché *day-ahead* et le marché intrajournalier (cf. Figure 38). Plus spécifiquement, l'indicateur TB2 (*Top-to-Bottom 2*), illustré en Figure 36, mesure l'écart entre la somme des prix des deux heures les plus chères et celle des deux heures les moins chères d'une journée. Cette métrique, représentative du revenu maximal potentiel d'une batterie de 2 heures en arbitrage journalier, en considérant uniquement les prix du marché journalier et sans considérer aucun autre coût, notamment d'utilisation du réseau, révèle une volatilité en hausse constante depuis 2023 sous l'effet de l'ajout de capacités renouvelables et envoi des signaux de besoins importants de flexibilité. Autrefois concentrées exclusivement durant les heures nocturnes, les plages de prix minimaux présentent désormais une distinction saisonnière marquée avec des prix faibles concentrées durant la nuit en hiver lors des épisodes de forte production éolienne et situés en milieu de journée en été, coïncidant avec les pics de production photovoltaïque. L'année 2025 marque une intensification de cette tendance avec une progression moyenne de 25% de l'indicateur TB2 par rapport à 2024, particulièrement au début de l'année avec des pics de prix élevés et lors d'épisodes estivaux marqués par de fortes chaleurs qui ont également renchéri les prix de pointe par rapport aux prix nuls en journée.

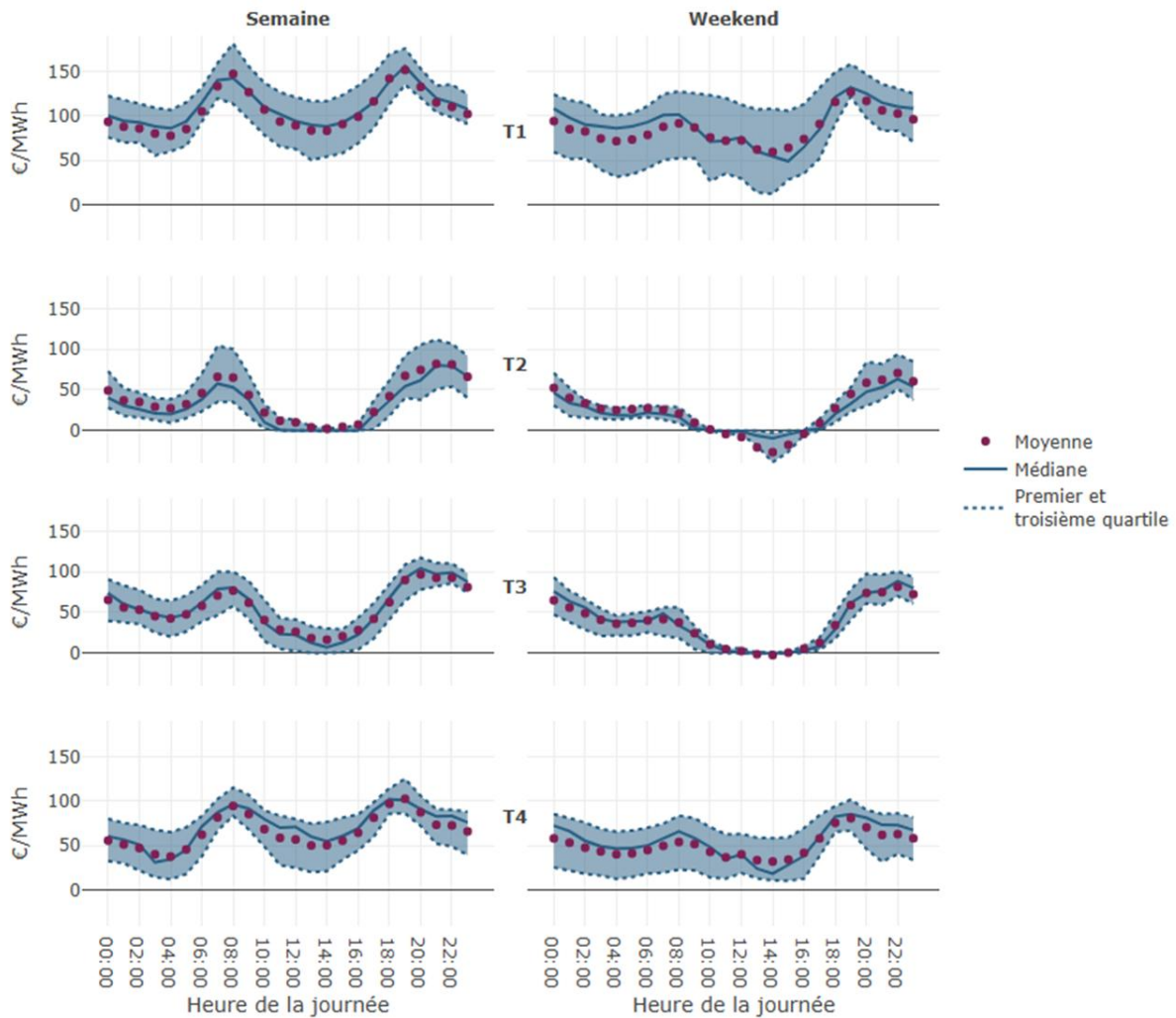
**Figure 36 : Moyenne hebdomadaire de l'écart entre les deux heures les plus chères et les deux heures les moins chères, par jour, sur le marché journalier (TB2) en 2024 et 2025**



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

La Figure 37 présente les prix *day-ahead* observés en moyenne en fonction de l'heure, de la semaine ou du weekend et du trimestre de l'année 2025 (heures en ordonnées et jours de la semaine et mois en abscisse). On lit par exemple le prix moyen pour 10h en semaine au 2<sup>e</sup> trimestre est de 22,0 €/MWh. La figure met en évidence les fortes fluctuations des prix *day-ahead* d'une heure sur l'autre, entre la semaine et le week-end et d'un jour sur l'autre (par l'épaisseur entre le premier et le troisième quartile). En particulier, on observe nettement l'impact des pointes de consommation journalières, autour de 8h et 18h, ainsi que les pics de production solaires entre 11h et 16h l'été qui forcent les prix à zéro. Les prix très bas et très élevés coexistent fréquemment au sein de la même journée : en 2025, 55 journées ont connu au moins 2 heures à prix inférieur à 10 €/MWh et 2 heures à prix supérieurs à 100 €/MWh.

Figure 37 : Distribution des prix journaliers en France en 2025 entre semaine et weekend, par trimestre et par heure de la journée



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Les prix du premier trimestre 2025 sont d'abord restés élevés dû à un hiver plus vigoureux qu'en 2024 conjugué à une faible production éolienne (3,7 TWh sur le mois de février contre 5,8 TWh l'an dernier) et des prix du gaz en hausse. Une baisse rapide s'est engagée en mars avec l'arrivée de températures plus douces et une détente sur le marché du gaz et du CO<sub>2</sub> pour que les prix finissent en moyenne à 99,9 €/MWh sur le trimestre.

Les prix les plus faibles de l'année ont eu lieu durant le deuxième trimestre dans un contexte de demande en berne et de production solaire élevée sur l'ensemble du trimestre (en augmentation de 2,5 TWh par rapport à 2024). Le nombre d'heure de prix négatif a explosé avec plus de 130 heures en mai et en juin et notamment 7 occurrences de prix inférieurs à -100 €/MWh. En semaine les prix sont également fortement concentrés autour de 0 €/MWh entre 11h et 17h. La moyenne trimestrielle s'est ainsi établie à 34,0 €/MWh.

Les prix ont ensuite augmenté en juillet avec des vagues de chaleur soutenant la consommation qui maintiennent un niveau de prix élevé sur les heures de pointe du soir en raison des coûts de redémarrage des centrales gaz qui doivent s'allumer après la cloche de production solaire ainsi qu'aux restrictions environnementales de puissance sur les réacteurs nucléaire. En septembre, le retour de la production éolienne et hydraulique et des températures moins extrêmes ont contribué à faire redescendre les prix *spot*, atteignant sur les 3 mois une moyenne de 49,2 €/MWh.

Sur la fin de l'année 2025, les prix ont subi une hausse limitée avec 61,8 €/MWh en moyenne. Les températures sont restées globalement au-dessus des normales de saisons et les vents ont été particulièrement favorables (+3,6 TWh de production éolienne sur le trimestre par rapport à l'an dernier).

Cette situation de surcapacité a permis des exportations importantes, particulièrement en décembre avec un record absolu pour un solde net mensuel de 10,5 TWh.

**Tableau 13 : Prix moyen day-ahead et intrajournalier en France**

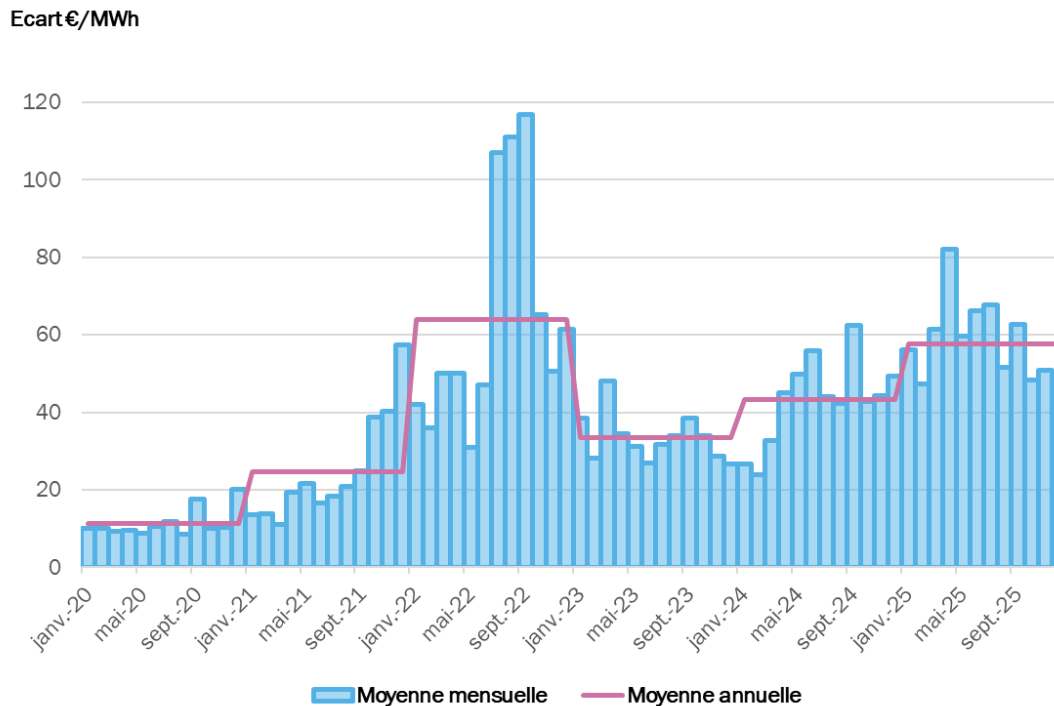
Période	Prix <i>day-ahead</i> moyen	Prix intrajournalier moyen
2019	39,5 €/MWh	39,7 €/MWh
2020	32,2 €/MWh	32,9 €/MWh
2021	109,2 €/MWh	109,7 €/MWh
2022	275,8 €/MWh	276,3 €/MWh
2023	96,9 €/MWh	98,4 €/MWh
2024	57,8 €/MWh	57,8 €/MWh
2025	61,1 €/MWh	61,4 €/MWh

Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Les prix intrajournaliers (prix moyens pondérés) ont affiché un niveau très proche des prix *spot* en moyenne et se sont établis à 61,4 €/MWh en 2025. Cependant, on observe une forte variabilité du prix intrajournalier au sein de sa période de cotation (i.e. à partir de 15h la veille de la livraison) par rapport au prix *day-ahead*. La Figure 38 montre les moyennes mensuelles et annuelles de l'intervalle de prix dans lequel s'échange un même produit pour livraison une heure donnée<sup>76</sup>. L'amplitude de cet intervalle est de 57,5 €/MWh en moyenne en 2025, soit presque équivalent au niveau du prix moyen annuel du *day-ahead* lui-même. Ce niveau, bien qu'inférieur en absolu par rapport à 2022, est plus élevé en relatif que toutes les années précédentes. Cette hausse de la volatilité entre les prix *spot* et les prix intrajournaliers pour une même période de livraison est en partie due à la part croissante des énergies renouvelables dans la production française et européenne, qui introduisent plus d'incertitude du fait de leur dépendance aux conditions météorologiques entraînant un écart plus important les mois où la production solaire est élevée.

<sup>76</sup> i.e. la différence entre le maximum entre le prix *day-ahead* et le prix maximum du produit intrajournalier correspondant d'une part, et le minimum entre prix *day-ahead* et le prix minimum du produit intrajournalier correspondant.

**Figure 38 : Moyennes mensuelles et annuelles des écarts constatés entre les extrema des prix day-ahead et les extrema des prix intrajournaliers**



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

En résumé, l’année 2025 a confirmé les tendances initiées en 2024, une production abondante aux coûts variables faibles avec le nucléaire et les renouvelables qui améliorent leurs performances et une demande stagnante qui ne retrouve pas son niveau historique. Cette situation de surcapacité maintient les prix faibles, comparables aux prix d’avant crise avec l’inflation et des niveaux d’exports jamais atteints. Néanmoins l’hiver reste exposé à des pics de prix surtout en cas de conditions de vents défavorables conjugué à des prix de combustibles élevés. On découvre également en 2025 des épisodes de prix élevés en été lors de vagues de chaleur pour les mêmes raisons : une demande soutenue pour la climatisation et des vents faibles.

Ces faibles prix masquent cependant une volatilité qui continue d’augmenter. L’intégration d’une part croissante d’énergies renouvelables a provoqué des variations importantes entre les prix journaliers et intrajournaliers, avec des fluctuations importantes au sein même de la journée et d’un jour à l’autre. La fréquence des prix négatifs est de nouveau en hausse même si ce sont les prix proches de 0 €/MWh qui ont majoritairement contribué à cette hausse. La pilotabilité des moyens de production renouvelables s’améliore pour palier à l’intermittence de leurs ressources mais cette volatilité renvoie surtout aux besoins de flexibilité du marché dont les moyens se déploient moins rapidement que les capacités renouvelables.

Le nombre de prix spot nuls ou négatifs est toujours en augmentation

Les prix nuls ou négatifs correspondent à une surabondance d’offres par rapport à la demande, lorsque les producteurs acceptent de payer pour produire (ceux-ci ne souhaitent pas arrêter leurs actifs bien que cela induise une perte financière sur le marché de l’électricité) ou si les producteurs sont insensibles au prix journalier (les actifs sous contrat d’obligation d’achat sont incités progressivement à s’arrêter lorsque les prix étaient négatifs mais la majeure partie du parc ne s’éteignait pas en 2025).

Depuis quelques années, avec une consommation d’électricité stable, l’augmentation de la production a contribué à accroître le nombre d’heures à prix nuls ou négatifs. Les actifs contrôlables et exposés aux prix nuls ou négatifs, notamment les actifs soutenus en complément de rémunération, contribuent à la hausse des heures de prix autour de 0 €/MWh, et les actifs non pilotables ou insensibles aux prix négatifs tirent les prix encore plus bas en vendant leur production à tout prix. La hausse de la production

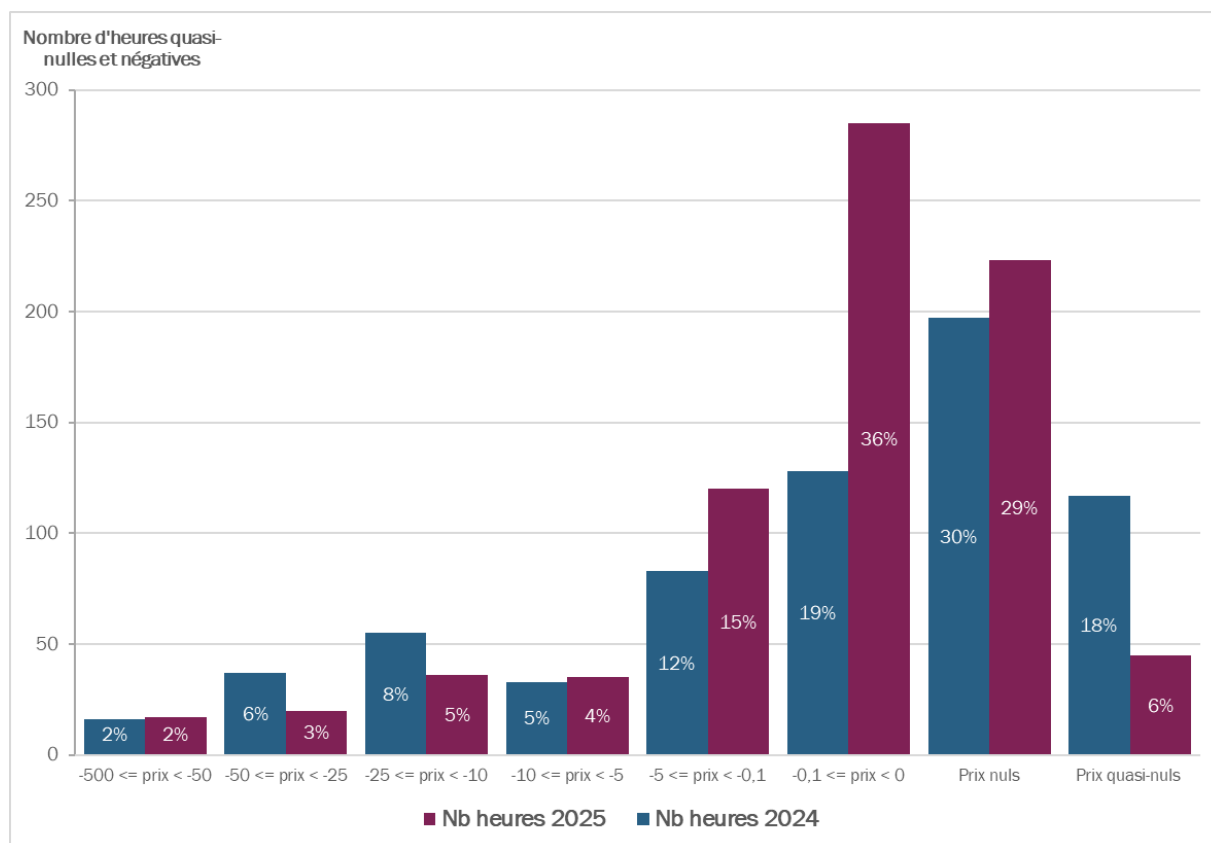
de tels actifs dans les autres pays européens a également contribué à la baisse des prix, du fait de l'interconnexion des marchés européens.

L'année 2025 a comptabilisé un niveau record de prix nuls ou négatifs en France avec :

- 49 heures de prix presque nuls (prix compris entre 0 et 1 €/MWh), seul chiffre en baisse par rapport à 2024 (117 heures),
- 219 heures de prix nuls, soit 11% de plus par rapport à 2024 (197 heures),
- 513 heures de prix strictement négatifs, soit 46% de plus par rapport à 2024 (352 heures).

Les heures à prix négatif se sont concentrées en avril, mai et juin et sur les heures de la nuit (2h-5h) et du milieu de journée (11h-17h). Le nombre d'heures négatives en journée, en période de production solaire importante a augmenté par rapport à 2024 tandis que le nombre d'heures négatives dans la nuit a lui baissé cette année. Ce sont principalement les heures dont le prix était compris entre -0,1 et 0 €/MWh qui ont contribué à la hausse des prix négatifs en 2025 tandis que les heures de prix compris entre 0 et 1 €/MWh ont diminué cette année.

**Figure 39 : Distribution des prix horaires quasi-nuls, nuls et négatifs en France en 2024 et 2025**



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Les pouvoirs publics et EDF OA travaillent à renforcer la flexibilité du parc de production sous OA qui était en 2024 complètement insensible aux prix négatifs. Depuis mai 2025 les parcs éoliens en mer sous contrat d'obligation d'achat s'arrêtent en cas de prix négatifs, ce qui représente 1,5 GW de capacité dont 0,5 GW ajouté en 2025. De plus en avril 2026, 842 MW supplémentaire composé de parcs éoliens terrestres et de grands parcs photovoltaïques intégreront également cette part pilotable qui augmentera progressivement jusqu'à 7,4 GW. Cette pilotabilité permet de limiter les prix très négatifs en les ramenant plutôt autour de 0 €/MWh.

### 2.3. Marginalité des différentes filières de production en 2025

Une filière de production est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière. Son coût variable de production détermine alors en théorie le prix de gros de l'électricité à cet instant. La marginalité d'une filière peut être très différente de sa part dans la production annuelle.

Cependant, il est délicat en pratique d'identifier la filière marginale. Le principal problème pour identifier le moyen marginal est la proximité des coûts variables de filières différentes. Par ailleurs, les producteurs ne sont pas tenus d'offrir sur l'enchère *day-ahead* une offre strictement égale à leur coût variable : par exemple, ils peuvent inclure leurs coûts de démarrage, des coûts d'opportunité du combustible ou de la ressource primaire (cf. infra), ou accepter de vendre à perte sur une heure pour éviter des coûts de redémarrage ou pour participer aux marchés des réserves d'équilibrage.

La définition de « technologie marginale » elle-même peut poser un problème car il arrive fréquemment que plusieurs moyens (éventuellement de technologies différentes) doivent adapter leur production pour faire face à une variation, même faible, de la demande. En effet, cela peut être le cas : (i) du fait du couplage européen des marchés et (ii) lorsque la gestion, même à la marge, d'un moyen en affecte d'autres. Par exemple, les offres « blocs » sur le marché qui couvrent plusieurs pas de temps et sont acceptées ou rejetées simultanément, peuvent créer des effets de seuil.

Enfin, il convient de signaler que les moyens de production dits « à stock » participent au marché sur la base, non pas de leur coût variable de production, mais de leur coût d'opportunité, calculé en prenant en considération la valeur qu'aurait une production future. Les filières concernées sont principalement l'hydraulique de barrage, et à un moindre degré le nucléaire, pour les centrales ne disposant pas suffisamment de combustible pour fonctionner à pleine puissance jusqu'à leur date de rechargement planifiée.

Ainsi, la détermination des taux de marginalité des différentes filières présente un caractère normatif. L'empilement des moyens de production et la marginalité sur une heure donnée sont donc seulement une façon « imagée » d'appréhender l'optimisation du système électrique.

La description de la méthode pour chaque heure de l'année est indiquée ci-après :

1. Le calcul repose sur trois sources de données : les programmes d'appel transmis par les producteurs à RTE, les prix spot de la France et des pays voisins, ainsi que les coûts variables transmis directement à la CRE par les producteurs exploitant des moyens de production pilotables. Ces derniers n'incluent pas les coûts variables des moyens de production à coût variable faible ou nul, comme les énergies renouvelables et l'hydraulique au fil de l'eau. Dans cette nouvelle version du rapport, ces moyens de production sont explicitement intégrés à l'estimation, avec un coût variable fixé à zéro, ce qui est rendu nécessaire par la forte augmentation des heures à prix proche de 0. L'analyse se limite uniquement aux moyens de production prévus dans les programmes d'appel.
2. Les moyens de production dont le coût variable est proche du prix *spot*, font partie des moyens marginaux. La contribution de chaque moyen à la marginalité décroît exponentiellement en fonction de la différence entre le prix *spot* et son coût variable<sup>77</sup>.
3. Si le prix journalier est égal à celui d'au moins un autre pays frontalier (seuil de couplage de 0,01 €/MWh), et s'il n'y a aucun moyen de production en France dont le coût variable est à moins de 1 €/MWh du prix *spot*, alors la frontière fait partie des moyens marginaux.
4. Les heures où la France n'est couplée à aucun pays frontalier, et où il n'y a aucun moyen de production avec un coût suffisamment proche du prix *spot*, la marginalité est assignée à la filière « autre ». La catégorie « autre » peut être assignée partiellement à une heure lorsqu'il y a des moyens plus éloignés du prix spot, mais entraînant une marginalité non-nulle pour leur filière.

---

<sup>77</sup> La formule a été adaptée pour prendre en compte la hausse des prix. La contribution décroît donc désormais plus lentement en fonction de la différence entre le prix spot et son coût marginal. Plusieurs technologies peuvent être considérées comme marginales à une même heure.

### Valeur d'usage de l'eau et du nucléaire

Les coûts variables de la production hydroélectrique, transmis par les producteurs à la CRE, peuvent atteindre des valeurs élevées, alors qu'intuitivement l'eau dans les barrages pourrait apparaître comme une ressource gratuite pour les producteurs. Cela est dû à la gestion en « coût d'opportunité » des moyens de production hydraulique disposant d'un stock d'eau limité : afin de réserver la production hydraulique aux périodes où les prix sont les plus élevés, les producteurs définissent une « valeur d'usage » de l'eau, qui reflète les prix anticipés sur les périodes futures les plus chères. Ainsi, les prix proposés par les opérateurs de barrage hydraulique peuvent être très proches des coûts de la production à partir de gaz.

Une partie du parc nucléaire est également optimisée en valeur d'usage, non reliée aux coûts de combustible, lorsque le stock de combustible est contraint. Ainsi certaines centrales peuvent être par moments plus onéreuses que des CCGT. Différents facteurs peuvent amener à des valeurs d'usage élevées, comme des prix à terme très élevés ou des changements de planning d'arrêt des tranches.

Comme mentionné *supra*, des valeurs d'usage élevées reflètent la nécessité d'économiser du combustible jusqu'au prochain rechargement. A l'inverse, des valeurs négatives sont possibles pour refléter la nécessité de fonctionner à puissance maximale indépendamment du prix lorsque le combustible doit être consommé avant le prochain arrêt prévu.

La gestion en coût d'opportunité est essentielle pour s'assurer que la flexibilité des moyens à stock limité (hydraulique, nucléaire dans certains cas) est disponible aux heures de tension du système électrique et que tout le stock de productible n'est pas consommé inutilement en période de plus faible consommation.

### Principaux résultats

L'examen comparatif des données pour les années 2024 et 2025 fait apparaître une relative stabilité dans la structure de marginalité des différentes technologies de production électrique, les variations observées demeurant modérées et reflétant une certaine continuité dans les fondamentaux de la production et de la formation des prix sur les marchés de l'électricité.

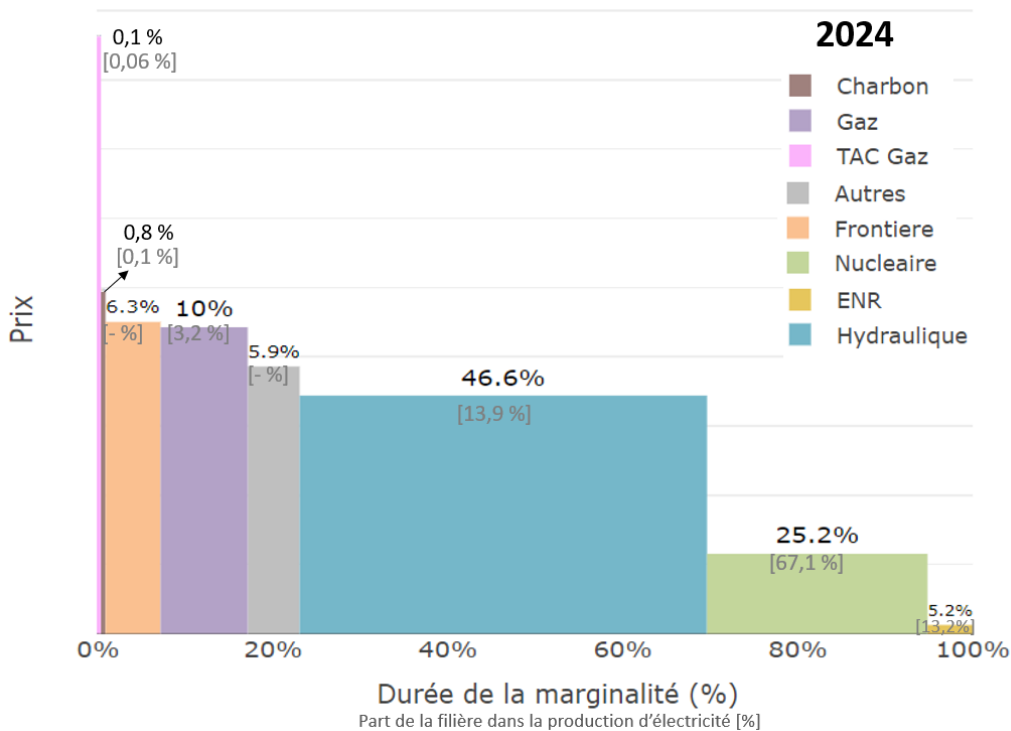
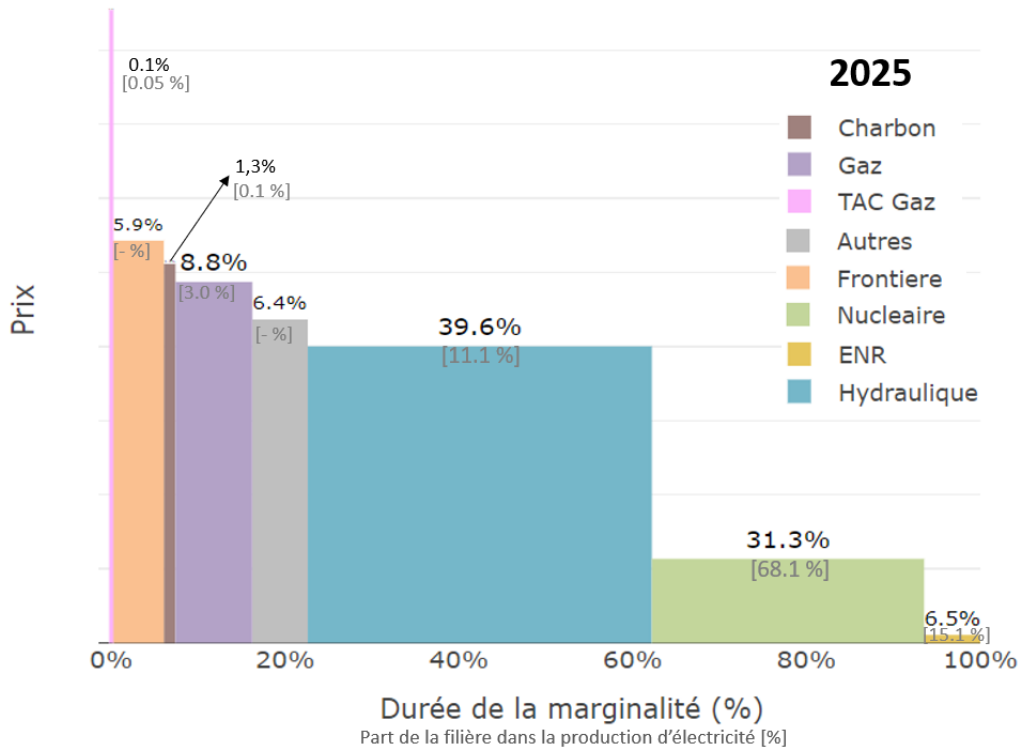
La principale différence entre les résultats de 2024 et 2025 réside dans l'évolution de la marginalité hydraulique, qui diminue de 7,0 %, et celle du nucléaire, qui augmente de 6,2 %.

Pour les échanges transfrontaliers, on observe une légère baisse de la marginalité des pays voisins, passant de 6,3% à 5,9%. La marginalité du gaz, qui avait déjà considérablement diminué entre 2023 et 2024, continue de baisser modérément avec une réduction de 1,2 % en 2025.

La baisse de la marginalité du gaz n'entraîne pas automatiquement une décorrélation des prix de l'électricité et du gaz. En effet, le prix du gaz peut influencer le prix de l'électricité même lorsqu'aucune centrale à gaz ne produit de l'électricité en France, notamment à travers les échanges aux frontières et la valeur d'usage de l'eau des barrages.

Comme expliqué ci-dessus, l'analyse de cette année intègre pour la première fois la marginalité des énergies renouvelables (solaire et éolienne). Celle-ci est estimée à 5,2 % pour l'année 2024 et 6,5 % en 2025.

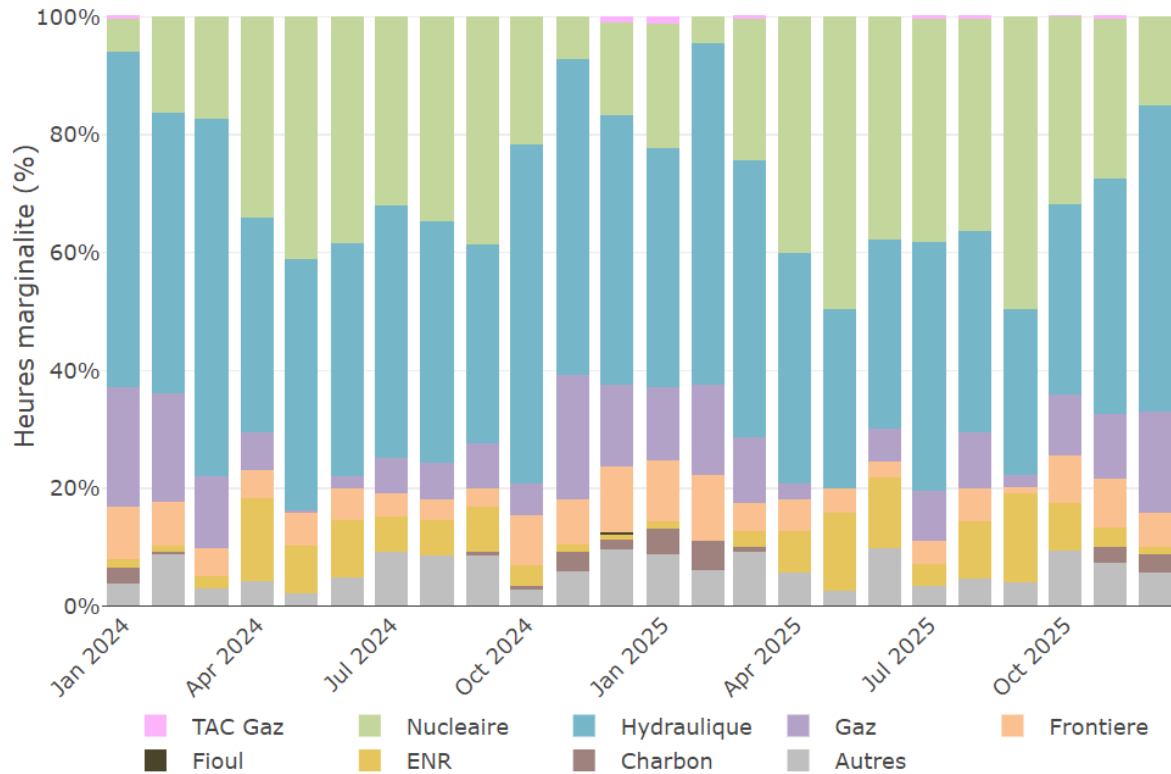
Figure 40 : Marginalité des différentes filières de production en 2024 et 2025



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, Producteurs – Analyse : CRE

La Figure 41 présente la marginalité des filières mois par mois en 2024 et 2025, révélant une forte similarité entre ces deux années. L'analyse met en évidence des tendances saisonnières caractéristiques : la marginalité des centrales à gaz, à charbon et des installations hydroélectriques augmente significativement en hiver, période de forte demande énergétique, tandis que les énergies renouvelables et le nucléaire exercent une influence plus déterminante sur la formation des prix durant les mois d'été.

Figure 41 : Marginalité des différentes filières de production en 2024 et 2025 par mois

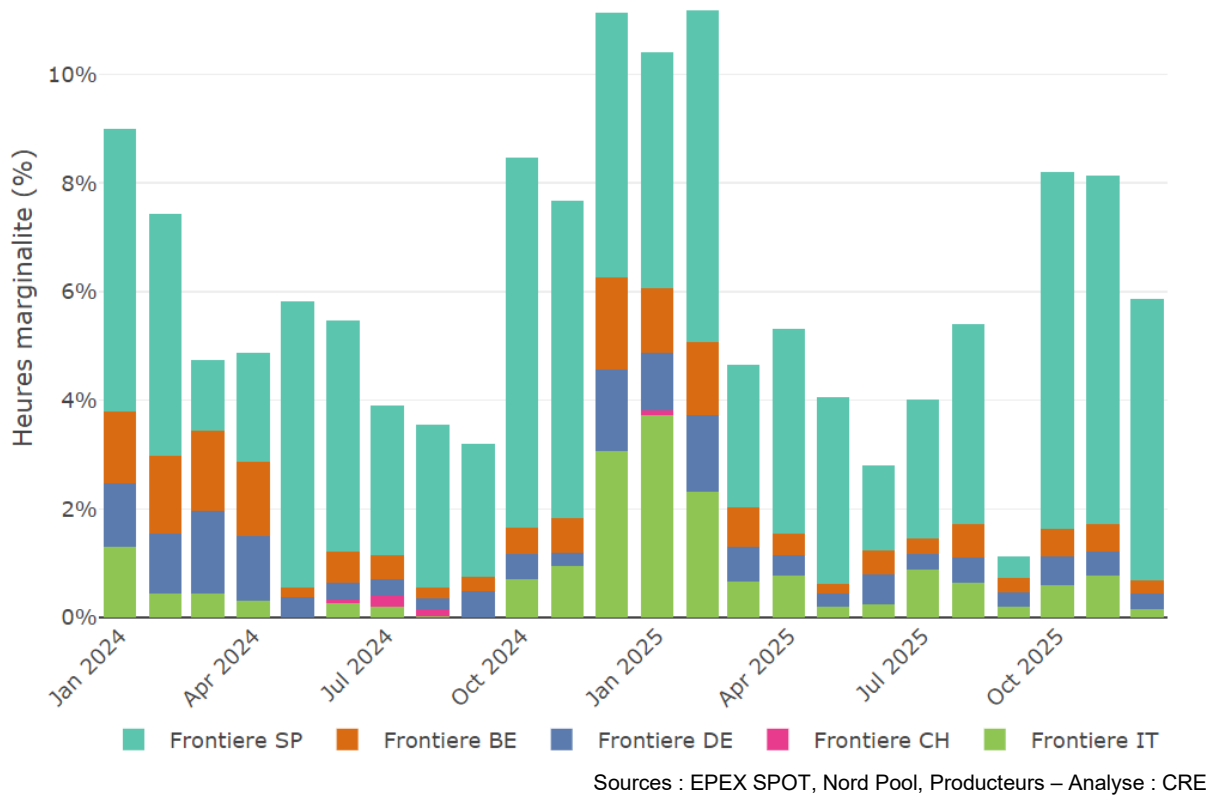


Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, Producteurs – Analyse : CRE

La Figure 42 présente le détail des frontières ayant contribué à la formation des prix en France. On peut observer une tendance saisonnière, où la France présente une dépendance plus marquée vis-à-vis des pays voisins pendant l'hiver qu'en période estivale. On note en particulier une augmentation significative de la marginalité de la frontière italienne durant l'hiver 2024-2025, reflétant un nombre d'heures pendant lesquelles les deux pays ont été couplés légèrement plus élevé que d'habitude. La frontière espagnole demeure plus fréquemment marginale, ce qui traduit des interconnexions moins souvent saturées avec ce pays.

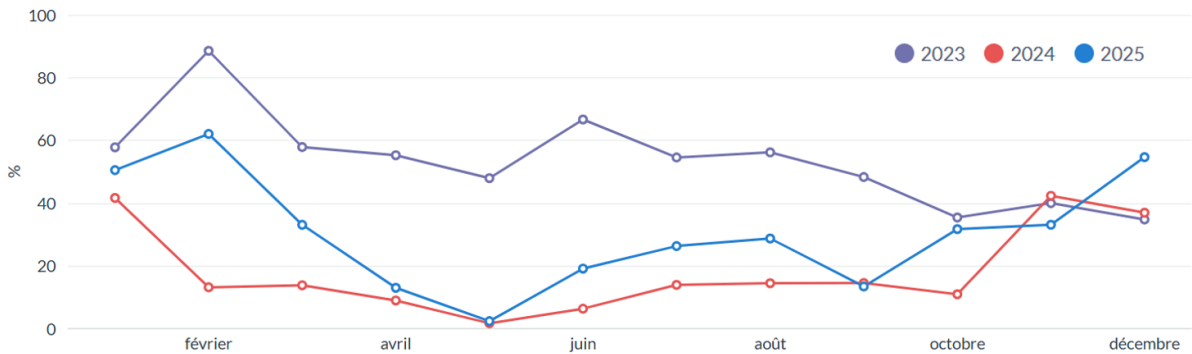
Il convient toutefois de souligner que la marginalité globale des frontières reste relativement modérée, et même durant les périodes où elle atteint ses niveaux les plus élevés, celle-ci ne dépasse pas 12% des heures. Cela est cohérent avec la méthode choisie, qui n'alloue pas de poids à la marginalité des interconnexions dès lors que les prix français sont proches des coûts de moyens de production en France.

Figure 42 : Marginalité des différentes frontières en 2024 et 2025 par mois



La Figure 43 montre la proportion des heures par mois, en 2024 et 2025, où le prix journalier français de l'électricité est supérieur au coût variable de la production à partir de gaz. L'estimation du coût variable de la production à partir de gaz s'appuie sur les prix journaliers du gaz au PEG, les prix des quotas de CO2 et sur un rendement théorique d'une centrale à cycle combiné de 55 %, ainsi que sur le taux d'émissions de CO2 correspondant<sup>78</sup>.

Figure 43 : Proportion des heures où le prix journalier français est supérieur au coût variable de la production à partir de gaz



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, EEX, Argus – Analyse : CRE

Cette analyse présente une autre approche illustrative pour estimer l'influence du gaz dans la formation des prix de l'électricité, et permet de considérer également les heures pendant lesquelles aucune centrale à gaz ne produit en France, mais où le prix de l'électricité est tout de même influencé par celui

<sup>78</sup> <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>

du gaz, au travers des échanges aux frontières où des coûts d'opportunité d'autres filières eux-mêmes influencés par les prix du gaz.

Selon cette métrique, on constate une légère hausse du nombre d'heures pendant lesquelles le prix de l'électricité est influencé par les prix du gaz en 2025 par rapport à 2024, faisant suite à une baisse substantielle observée entre 2023 et 2024.

## 2.4. Ecart entre les prix *spot* et les coûts marginaux d'EDF

S'agissant de la formation du prix *spot*, la CRE analyse les écarts entre les prix sur le marché *spot* et les coûts marginaux déclarés par EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers.

Depuis 2017, l'indicateur présenté par la CRE est déterminé comme la moyenne arithmétique mensuelle des écarts entre le prix *spot* et le coût marginal<sup>79</sup> du parc d'EDF, divisée par le prix *spot* moyen.

$$Ecart\ moyen = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{hem} (prix_{spot,h} - cout_{marginal_{EDF,h}})}{\sum_{hem} (prix_{spot,h})}$$

En moyenne, l'écart prix – coûts en 2025 a été de 3,0%. Les écarts publiés dans les rapports de surveillance successifs<sup>80</sup> sont repris dans le tableau suivant.

**Tableau 14 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF**

Année	Ecart prix-coûts
2008	6,0%
2009	6,5%
2010	3,2%
2011	5,0%
2012	2,2%
2013	4,5%
2014	5,5%
2015	5,3%
2016	2,9%
2017	1,5%
2018	3,5%
2019	1,5%
2020	1,5%
2021	2,6%
2022	1,2 %
2023	3,0%
2024	6,3%
2025	3,0%

Source : EDF, EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

<sup>79</sup> C'est-à-dire le coût pour EDF de produire 1 MWh supplémentaire à partir de son parc de production. EDF déclare cette grandeur pour chaque heure à la CRE.

<sup>80</sup> La méthode de calcul de l'écart moyen a évolué en 2017.

Cet indicateur se fonde sur des données déclaratives et ne préjuge pas du bon niveau des coûts marginaux d'EDF. Par ailleurs, l'écart moyen ne reflète pas les occurrences de déviations exceptionnelles, pour lesquelles la CRE est susceptible de mettre en œuvre des contrôles complémentaires. Enfin, l'indicateur considère l'ensemble des périodes de marchés, y compris celles où EDF pourrait ne pas être un acteur marginal sur le marché *spot*.

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2025 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir manifeste de marché par EDF.

### 2.5. Niveau de convergence des prix *spot* français par rapport aux pays voisins

Le couplage des marchés journaliers européens permet d'optimiser l'utilisation des interconnexions, des moyens de production et de flexibilité à l'échelle européenne, au moyen d'une allocation de capacités d'interconnexion dite « implicite ». Cette allocation permet d'allouer simultanément l'énergie demandée ou offerte par les acteurs des marchés et la capacité aux interconnexions<sup>81</sup>, égalisant les prix sur les différents marchés européens tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées.

Le couplage des marchés est essentiel pour les pays européens interconnectés, car il permet de tirer parti au maximum des complémentarités entre les structures nationales de production et de consommation, de favoriser l'intégration des énergies renouvelables et de renforcer la résilience des systèmes électriques nationaux. La France bénéficie largement de cette intégration européenne, lui permettant d'exporter son excédent de production d'électricité en Europe et d'assurer des importations cruciales pour sa sécurité d'approvisionnement.

En 2025, la situation de capacités excédentaires du parc de production français a de nouveau abouti à un niveau record d'exportations. Les prix *spot* ont légèrement augmenté de 6% en France dû aux conditions météorologiques moins clémentes mais cette hausse a été plus importante dans les pays voisins avec 14% de hausse en moyenne par rapport à 2024 creusant la différence de prix avec la France. L'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Italie ont vu leurs écarts de prix augmenter de 5 €/MWh environ avec un écart respectivement de 28,3 €/MWh, 33,2 €/MWh et 54,8 €/MWh en 2025. La différence de prix avec la Belgique a également augmenté de 9,0 €/MWh atteignant 21,5 €/MWh tandis que la Suisse a subi une hausse importante de ses prix *spot* en 2025 doublant l'écart avec la France avec 40,6 €/MWh. Seul l'Espagne maintient un écart comparable à l'an dernier avec 4,1 €/MWh de prime sur les prix français.

Au-delà des pays frontaliers, la France a présenté comme l'an dernier des prix *spot* les plus bas en Europe mis à part la Norvège, la Suède et la Finlande, avec une décote d'au moins 20 €/MWh sur tous les autres pays exceptés l'Espagne et le Portugal. Ce niveau de prix est directement lié à la part d'électricité produite à partir de combustibles fossiles avec seulement 4% en 2025 (seules la Finlande, la Norvège et la Suède font mieux avec respectivement 3, 1 et 0%).

---

<sup>81</sup> La capacité de transport nécessaire à l'échange d'énergie est allouée de façon « implicite » dans le système d'enchères. Depuis 2015, le couplage de la zone CWE est réalisé via une méthode d'optimisation multifrontière basée sur les flux « *flow-based* ». Des cas particuliers existent, où l'allocation de capacité peut être réalisée de façon « explicite », à la place ou en parallèle de l'allocation « implicite ».

**Tableau 15 : Ecart des prix mensuels spot européens avec le prix spot français entre 2021 et 2025 (prix pays – prix français)**

	Allemagne					Belgique					Suisse				
	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
Janvier	-5,7	-49,7	-16,2	-2,9	10,5	-1,6	-24,2	-1,4	0,4	8,6	2,2	10,1	23,7	8,8	31,4
Février	-0,4	-45,4	-20,2	4,2	6,4	-0,8	-16,5	-7,2	3,4	6,5	3,6	19,2	2,7	9,6	26,5
Mars	-3,4	-60,1	-6,6	12,3	17,2	-3,8	-38,1	-0,3	8,1	14,1	6,7	12,4	16,7	20,7	40,8
Avril	-10,2	-57,4	-5,8	35,5	36,1	-6,5	-42,6	-1,0	20,6	31,1	0,0	-7,6	8,5	35,4	44,1
Mai	-1,7	-18,9	4,1	38,5	46,1	0,5	-20,9	2,5	25,9	40,3	1,9	0,4	7,1	33,7	48,6
Juin	0,9	-34,2	2,2	52,6	24,0	0,9	-31,0	2,0	25,9	25,4	0,4	7,9	2,0	12,5	23,1
Juillet	5,5	-83,5	2,7	21,2	28,3	-0,2	-83,5	-2,0	7,8	23,7	4,6	-18,7	5,4	-9,6	31,3
Août	2,8	-30,7	2,1	26,8	22,7	2,9	-42,9	1,4	10,5	14,5	3,7	-1,4	2,3	7,4	24,9
Septembre	-10,3	-43,3	12,4	27,6	46,9	-2,0	-40,0	5,6	15,7	28,0	6,3	13,9	8,6	29,3	62,1
Octobre	-33,5	-24,3	3,6	22,6	30,5	-6,0	-21,2	2,4	15,1	19,4	24,8	2,7	19,9	21,0	49,9
Novembre	-54,4	-17,7	1,0	13,6	42,9	-23,1	-8,8	2,0	8,1	27,1	4,3	27,3	14,2	25,6	57,2
Décembre	-44,3	-17,1	0,1	13,8	27,3	-25,9	-1,3	1,0	9,5	18,3	8,4	10,0	12,6	29,7	48,3
Prix moyen	97,3	235,5	95,2	79,6	89,3	104,6	244,6	97,3	70,2	82,6	115,5	281,7	107,5	76,0	101,7
	Grande-Bretagne					Espagne					Italie				
	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
Janvier	28,4	5,7	13,3	6,1	34,8	-1,7	-10,4	-58,7	0,7	-5,2	3,9	13,9	37,1	25,2	37,8
Février	15,1	17,3	4,6	11,8	5,7	-17,6	11,3	-12,9	-27,2	-14,9	7,6	23,3	11,1	26,9	28,8
Mars	13,4	-0,9	25,2	19,0	28,9	-4,7	-20,3	-25,5	-30,2	-23,2	11,3	15,4	35,5	37,7	45,3
Avril	11,3	-22,6	6,3	35,8	49,6	2,4	-36,8	-32,1	-15,3	-15,3	4,3	18,7	27,1	61,4	59,2
Mai	28,4	-44,0	14,2	56,0	60,0	12,4	-5,8	-0,8	2,6	-3,9	13,3	33,3	26,6	65,1	72,0
Juin	17,3	-65,7	5,2	49,3	40,9	8,1	-102,4	1,7	23,4	33,6	10,8	29,3	18,9	66,7	71,2
Juillet	38,1	-115,7	5,8	35,6	32,7	19,9	-269,7	9,9	26,1	10,8	26,4	57,1	30,9	60,4	53,9
Août	45,2	-52,9	2,8	12,0	27,3	26,9	-353,8	5,2	37,1	15,7	25,5	42,6	15,6	71,0	52,5
Septembre	90,6	-75,0	7,7	38,6	41,3	24,0	-228,1	16,5	18,2	26,6	31,8	42,6	28,9	62,9	74,2
Octobre	33,4	-37,0	17,4	37,6	24,5	15,2	-44,6	-0,7	7,8	16,8	37,0	28,1	48,6	51,3	55,8
Novembre	-1,3	-31,2	13,4	15,2	29,3	-30,9	-109,9	-25,3	5,6	-1,7	3,9	36,1	28,3	30,6	57,7
Décembre	18,7	22,3	14,4	11,8	18,4	-31,4	-154,0	7,8	11,0	9,1	14,0	41,3	56,6	37,9	49,5
Prix moyen	138,3	241,6	107,9	85,5	94,3	112,5	167,5	87,1	63,0	65,2	125,8	307,8	127,8	107,4	115,9

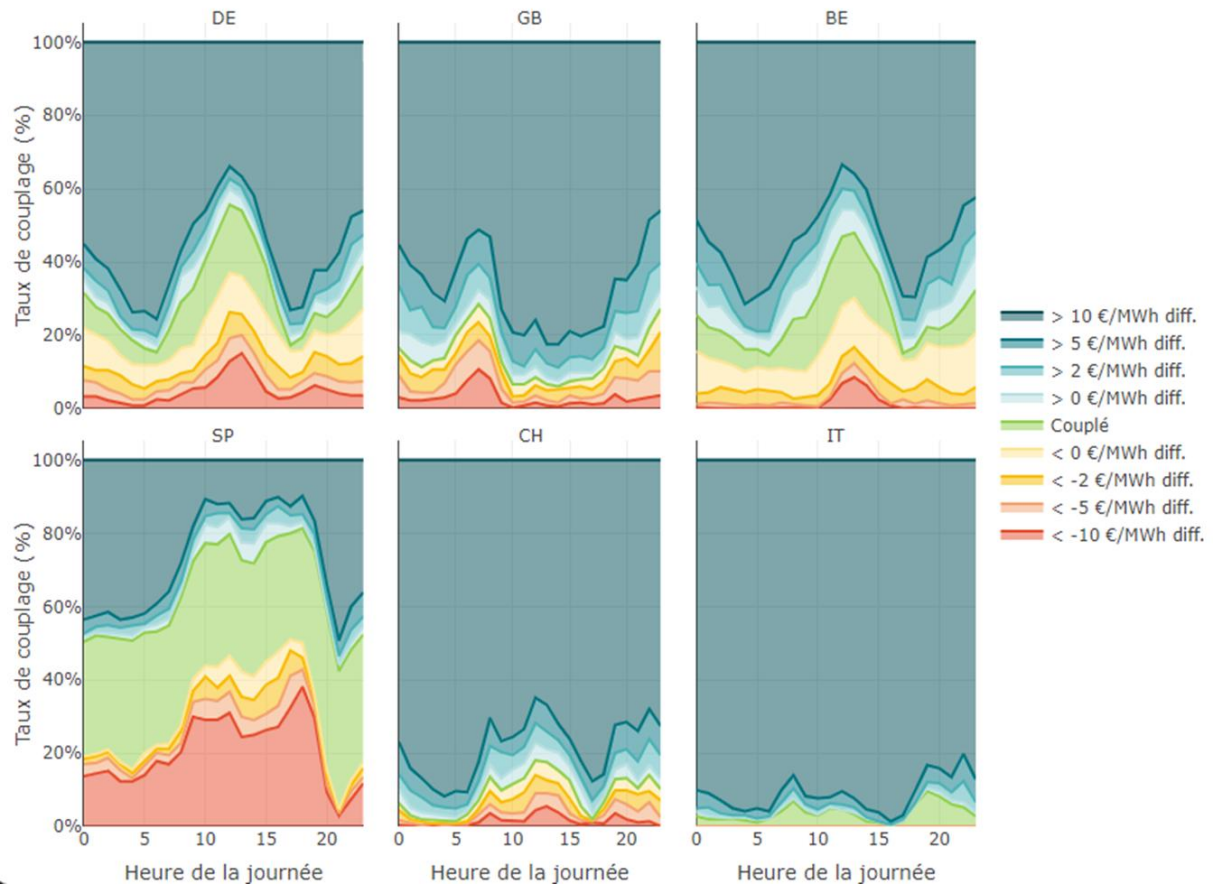
Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

Le Tableau 15 ci-après présente les écarts moyens mensuels des prix *spot* européens par rapport au prix *spot* français depuis 2021. Il montre que le prix français a connu des niveaux significativement plus bas par rapport à ses voisins européens sur toute l'année. L'écart est généralement plus faible en hiver et s'inverse même avec l'Espagne dû à la thermo-sensibilité accrue de la consommation française.

La Figure 44 illustre la répartition des écarts entre le prix *spot* français et celui des pays voisins selon l'heure de la journée. Au total sur l'année 2025, le prix *spot* français a été strictement inférieur au prix belge 74% du temps, 69% pour l'Allemagne, 36% pour l'Espagne et 96% pour l'Italie (dont 91% de temps où le prix français a été inférieur de plus de 10 €/MWh), 91% pour la Suisse et 86% pour la Grande-Bretagne. Le prix français a été égal au prix espagnol pendant environ 33% du temps, 10% pour la Belgique et l'Allemagne et 4% pour l'Italie. Les prix français ne sont presque jamais égaux à ceux de la Suisse et la Grande-Bretagne, qui ne sont pas membres de l'Union européenne et donc pas inclus dans le couplage. Si on regarde dans le détail sur les heures de la journée on comprend les prix sont plus souvent couplé ou plus bas en Allemagne et en Belgique qu'en France au milieu de la journée où l'ensoleillement est maximum lié à une pénétration plus forte des capacités solaires. La situation est analogue en Espagne mais avec des niveaux de prix plus proches ou plus bas également sur le reste de la journée notamment en hiver.

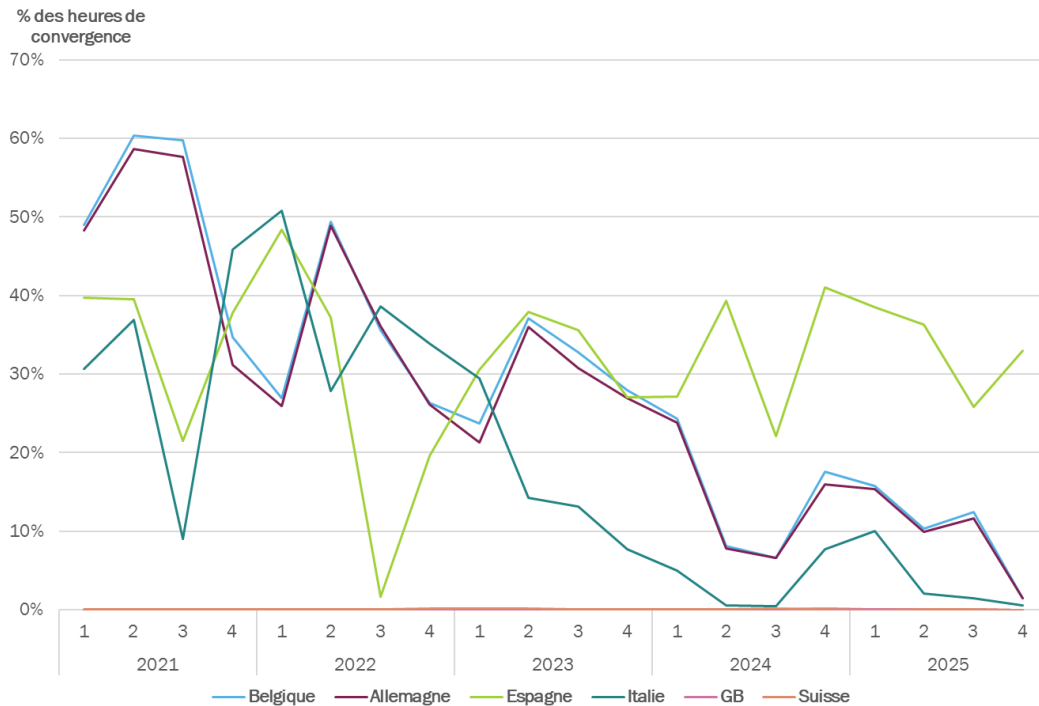
L'évolution du taux de convergence du prix français avec ses voisins européens est donnée par la Figure 45 à la maille trimestrielle. La convergence est globalement en baisse avec l'Allemagne, la Belgique et l'Italie depuis 2022 même si elle était légèrement remontée pour l'hiver 2024-2025 cela ne s'est pas reproduit pour le dernier trimestre de 2025. La convergence avec l'Espagne est restée entre comprise en 25 et 40% comme en 2024 avec une baisse au 3<sup>e</sup> trimestre 2025 en raison d'une demande forte en Espagne pour les besoins de climatisation en été.

Figure 44 : Ecarts des prix spot européens avec le prix spot français selon l'heure de la journée en 2025 (prix pays – prix français)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

Figure 45 : Taux de convergence trimestriel des prix spot français avec ses voisins européens



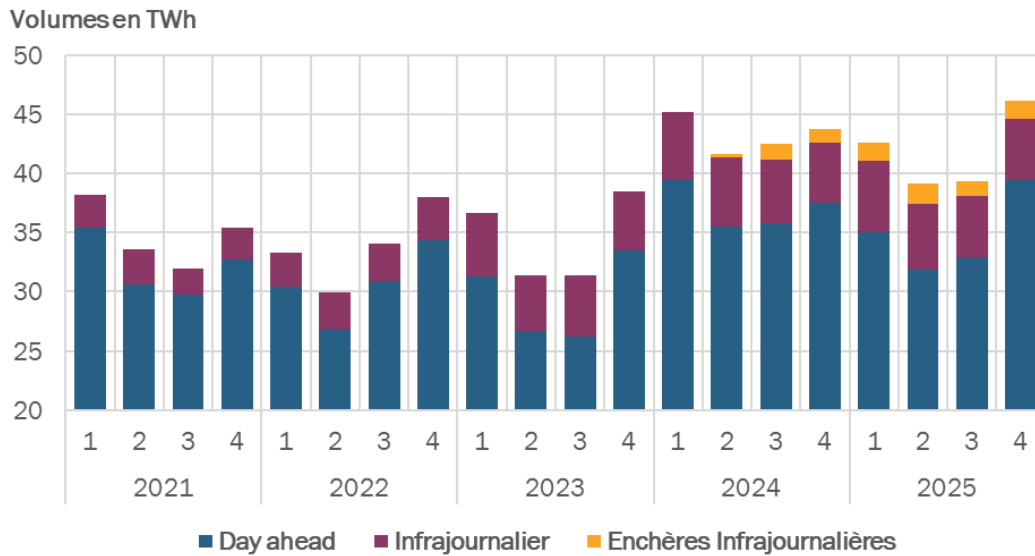
Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

## 2.6. Les volumes échangés sur l'échéance journalière sont en baisse, et les échanges intrajournaliers en hausse

L'essentiel des échanges au pas journalier (*day-ahead*) et intrajournalier (*intraday*) est effectué sur les bourses EPEX SPOT et Nord Pool, opérateurs désignés en France du couplage européen des marchés journalier et intrajournalier. Les échanges sur les produits *day-ahead* sont réalisés via des enchères journalières (couplage journalier ou *single day-ahead coupling – SDAC*) ; les échanges sur les produits intrajournaliers sont effectués sur un marché continu ou via des enchères intrajournalières (couplage intrajournalier ou *Single Intraday Coupling – SIDC* – et marché national).

Les marchés de court terme, les marchés couplés journalier et intrajournalier, sont indispensables notamment à l'optimisation du parc de production et de l'utilisation des interconnexions. S'il représente des volumes échangés moindres que le marché à terme, le marché journalier présente tout de même des volumes très significatifs, notamment car il peut être utilisé pour acheter ou vendre de l'électricité dont le prix est déjà couvert par un achat ou une vente de contrat à terme à livraison financière. Le marché intrajournalier a pris une importance grandissante ces dernières années du fait du besoin accru d'équilibrage au plus proche de la livraison réelle avec l'installation croissante de capacités renouvelables.

Figure 46 : Volumes échangés sur les marchés de court terme français



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

Le marché journalier couplé (day-ahead) a connu une diminution de 6% de son activité entre 2024 et 2025. Le volume total des échanges est passé de 148 TWh en 2024 à 139 TWh en 2025. À l'inverse, le marché intrajournalier a enregistré une croissance de 12%, avec un volume d'échanges passant de 25 TWh en 2024 à 28 TWh en 2025. Cette progression s'explique notamment par le développement des enchères intrajournalières, dont le volume a doublé pour atteindre 6 TWh, contre seulement 3 TWh l'année précédente.

Dès le lancement des produits de 15 minutes le 1<sup>er</sup> octobre 2025, la majorité des volumes échangés précédemment sur des produits horaires a basculé sur ces nouveaux produits (Figure 47). Entre le 1<sup>er</sup> octobre 2025 et la fin de l'année, 5,7 TWh ont été achetés et 3,8 TWh ont été vendus au pas horaire. Tandis que, 17,9 GW ont été achetés et 32,3 GW ont été vendus<sup>82</sup> en moyenne au pas de 15 minutes. Concernant les produits block<sup>83</sup>, les échanges se sont établis à 1,7 TWh pour les achats et 6,0 TWh pour les ventes. En ce qui concerne les produits demi-horaires, 0,14 TWh ont été acheté et 0,06 TWh vendus. Ces produits ont été utilisés régulièrement dans les tout premiers jours suivant le passage à la maille de quart d'heure, puis n'ont été utilisés que sporadiquement.

Les acteurs qui continuent à utiliser des produits horaires, peuvent également déposer simultanément des ordres sur des produits de 15 minutes. Par ailleurs, certains acteurs qui soumettent des ordres à la maille de 15 minutes continuent à simplement reproduire les volumes et les prix horaires sur chacun des quatre quarts d'heure, répliquant ainsi à l'identique les courbes prix-volumes au sein de chaque heure.

Sur le marché intrajournalier continu, les produits quart d'heure se sont développés progressivement après leur introduction en janvier 2025, tout en demeurant marginaux (Figure 48). À l'achat, les volumes échangés sont passés de 213 GWh au premier trimestre à 912 GWh au dernier, soit une progression régulière tout au long de l'année, sans effet apparent du passage du marché journalier à la maille de 15 minutes. À l'inverse, les volumes échangés sur les produits demi-horaires se sont nettement contractés, passant à l'achat de 131 GWh au premier trimestre 2025 à seulement 36 GWh au dernier. Les produits horaires restent de loin les plus utilisés et représentent 89 % des volumes échangés.

<sup>82</sup> Les écarts entre volumes exécutés en France à l'achat et à la vente sont dus aux échanges aux interconnexions, en moyenne à l'export sur la période analysée.

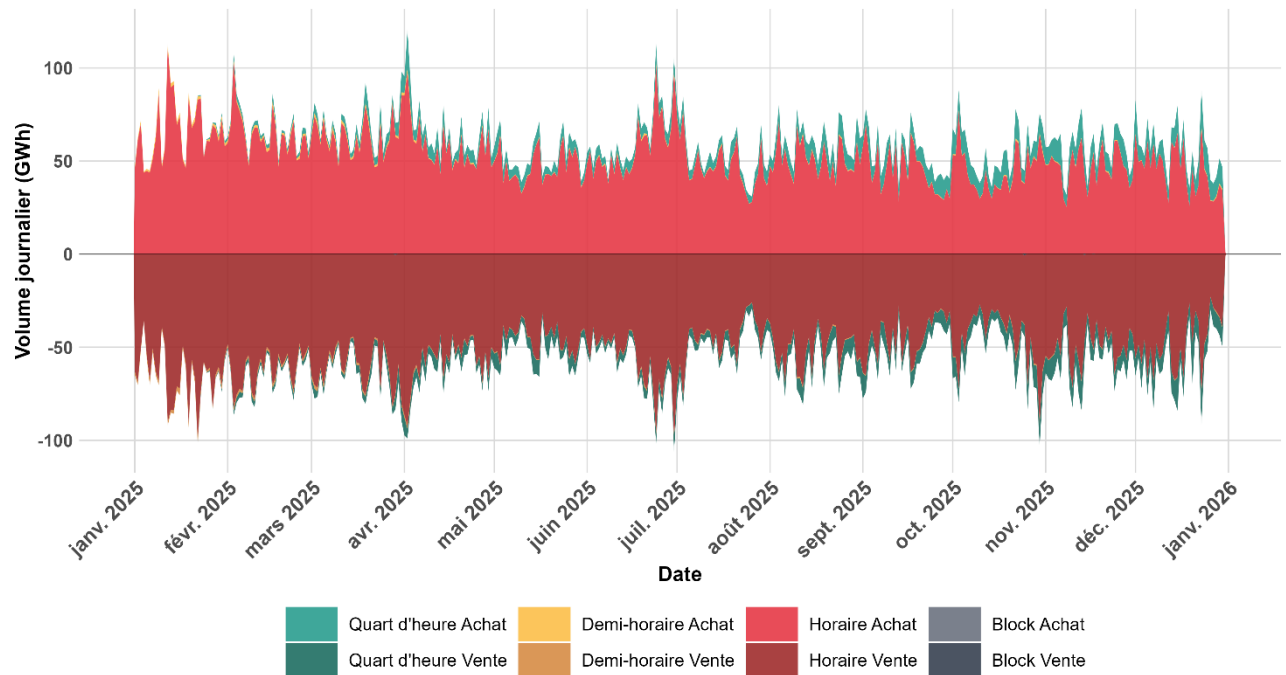
<sup>83</sup> Un produit block est caractérisé par un profil de volumes répartis sur plusieurs créneaux temporels, offert à un prix unique, et soumise au principe d'exécution intégrale ou de rejet complet, ou sous certaines conditionnes, peut être exécuté avec un même ratio du volume proposé sur les différents créneaux.

Figure 47: Volume journalier échangé sur le marché journalier par granularité des produits (GWh)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Figure 48: Volume journalier échangé sur le marché intra-journalier continu par granularité des produits (GWh)



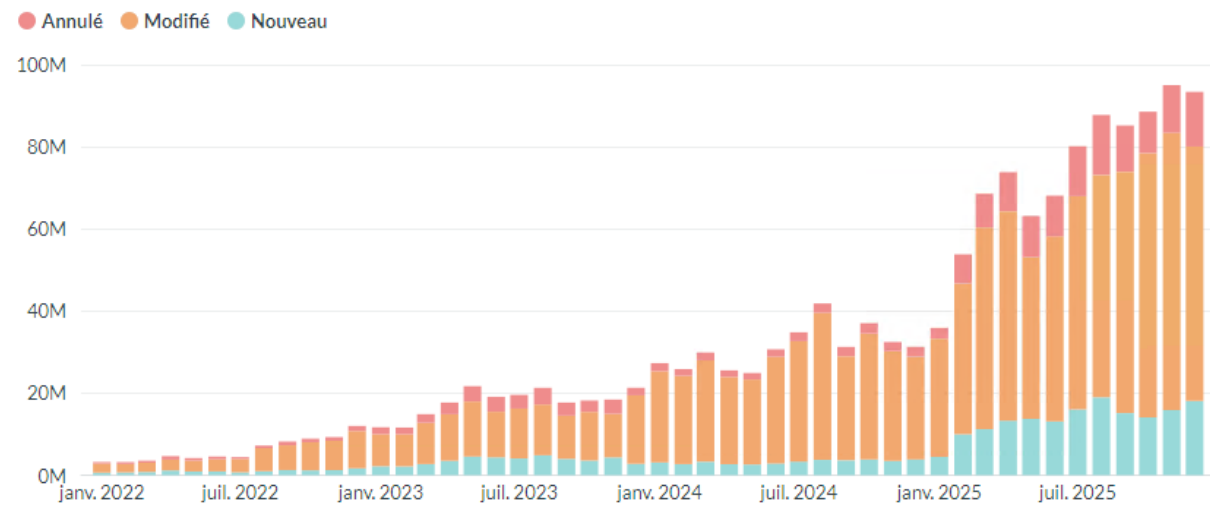
Sources : données REMIT – Analyse : CRE

La Figure 49 présente l'évolution du nombre d'ordres soumis sur le marché intrajournalier continu français depuis 2022. Cette représentation tient compte de l'ensemble des événements liés aux ordres, à savoir leur soumission (nouvel ordre), leur modification et leur annulation.

On observe une progression continue du volume d'ordres, qui atteint presque 100 millions par mois à la fin de l'année 2025. Au total, les ordres sont passés de 75 millions en 2022 à 217 millions en 2023, 382 millions en 2024 et 892 millions en 2025, illustrant une croissance particulièrement soutenue.

Cette croissance s'explique principalement par l'utilisation croissante d'algorithmes de trading sur ce marché, capables de soumettre et modifier des ordres à haute fréquence. Par ailleurs, une accélération marquée est visible entre la fin 2024 et le début de 2025, liée à l'introduction des produits 15 minutes sur l'intrajournalier, ce qui a ajouté 96 nouveaux produits quotidiens aux produits horaires et demi-horaires déjà existants.

**Figure 49 : Nombre d'événements d'ordres soumis sur le marché intrajournalier continu (en millions), par type**



### 3. Les marchés à terme

#### 3.1. Baisse des prix à terme français qui s'approchent des niveaux de prix historiques

Les prix de gros à terme, en particulier le produit annuel, jouent un rôle majeur dans l'économie du système électrique : ils déterminent dans une large proportion le prix payé par les consommateurs, notamment dans le cas de marchés de détail dominés par des prix fixes ou évoluant à échéances régulières comme en France, et constituent également une grande part du revenu des producteurs.

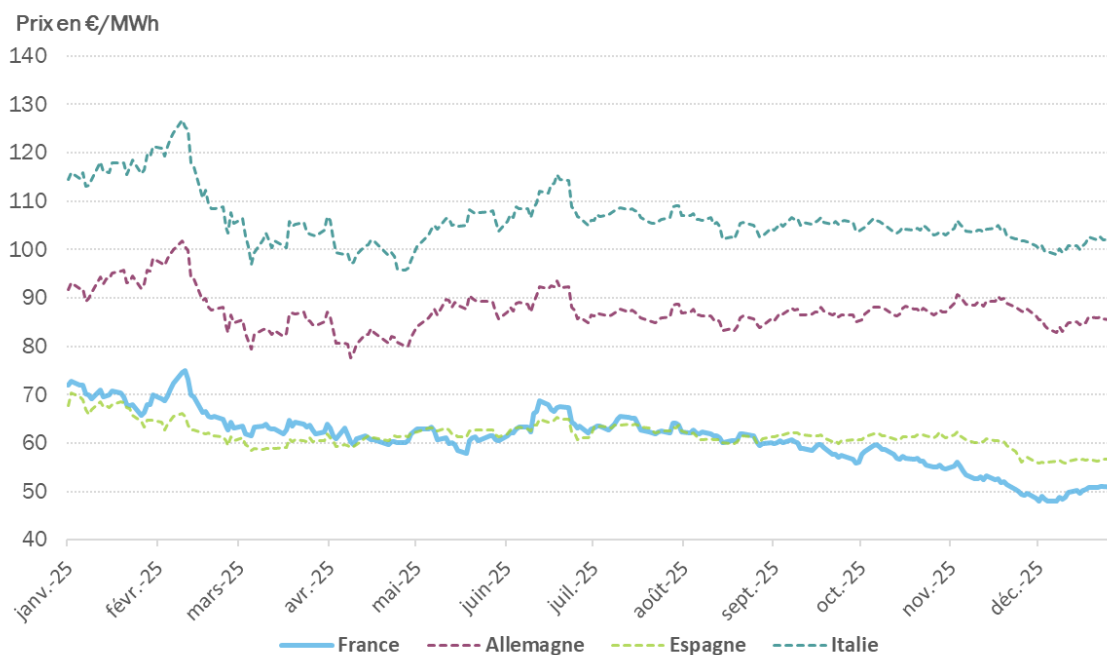
Les marchés à terme permettent d'échanger de l'électricité à l'avance sur des périodes de livraison données dans le futur. Ils regroupent des produits pour différents horizons de temps allant de quelques jours à plusieurs années en avance. Un acteur du marché ayant besoin d'une livraison physique à une échéance donnée peut adopter deux approches s'il désire se couvrir financièrement : un achat sur le marché *spot*, en couvrant le risque prix par un produit à terme à règlement financier, ou directement un achat d'un produit physique sur les marchés à terme.

Pour les produits à livraison financière, les prix de règlement sont évalués quotidiennement jusqu'au dernier jour de livraison du contrat et correspondent *in fine* à la moyenne des prix *spot* réalisés sur la période de livraison du contrat. Ces contrats sont largement utilisés par les acteurs du marché pour se couvrir contre les risques de variation des prix.

Par exemple, il s'agit pour un producteur, de sécuriser un volume et un prix avant la livraison, ou encore, pour un fournisseur, de déterminer un prix de fourniture aux consommateurs et sécuriser une marge de fourniture. A plus long terme, les prix à terme sont un signal à l'investissement et peuvent servir de référence dans la négociation de contrats long terme.

Au cours de l'année 2025, les prix à terme de l'électricité en France ont été de nouveau en baisse par rapport à 2024. Le prix du produit calendaire français Y+1 base s'est ainsi établi en moyenne à 60,9 €/MWh, soit 20% de moins qu'en 2024 (76,6 €/MWh). Le niveau de prix historique (42 €/MWh en moyenne sur 2014-2019, cf. Tableau 16) est toujours plus faible que la moyenne annuelle 2025. Néanmoins, on s'en rapproche au vu des prix atteints en fin d'année. En effet, le prix du produit Y+1 est passé de 71,9 €/MWh le 2 janvier 2025 à 50,8 €/MWh à la fin de l'année, atteignant un minimum de 47,9 €/MWh le 8 décembre 2025, son niveau le plus bas depuis le 18 décembre 2020 au tout début de l'envolée des prix.

Figure 50 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe



Source : Argus – Analyse : CRE

Tableau 16 : Evolution du prix moyen annuel du contrat calendaire Y+1 base français et allemand depuis 2013

Année	France	Allemagne	Ecart FR-All	Ecart Relatif
2013	43,3	39,1	4,2	10%
2014	42,4	35,1	7,4	17%
2015	38,2	30,9	7,2	19%
2016	33,3	26,6	6,7	20%
2017	38,3	32,4	5,9	15%
2018	49,0	43,9	5,0	10%
2019	50,9	47,7	3,1	6%
2020	44,9	40,2	4,6	10%
2021	96,4	88,8	7,6	8%
2022	367,7	298,4	69,2	19%
2023	162,7	136,8	25,9	16%
2024	76,7	88,7	-12,0	-14%
2025	60,9	87,4	-26,5	-30%

Source : Argus – Analyse : CRE

Au cours de l'année 2025, le prix du produit calendaire Y+1 français a été globalement orienté à la baisse, d'abord de février à avril où le prix est descendu de 70 €/MWh à 60 €/MWh se confondant avec son équivalent espagnol. Puis, suivant une période relativement stable autour de 60 €/MWh, le prix français a de nouveau chuté de 10 €/MWh pendant les mois d'octobre et novembre et affiche en fin d'année une décote de 5,9 €/MWh avec l'Espagne.

### Baisse des prix à terme français au premier semestre 2025 après une hausse dû aux prix des combustibles

Au début de l'année 2025, la dynamique des prix de l'électricité est portée par la hausse des prix du gaz et du CO<sub>2</sub> qui atteint son point culminant le 10 février 2025 suivi d'une large détente. Les prix français, bien que moins sensibles à ces sous-jacents que ses voisins européens, ont ainsi augmenté jusqu'à 75,0 €/MWh avant de redescendre très rapidement. L'Espagne a encore moins subi la volatilité du marché du gaz car moins interconnecté aux grands hubs très carbonés comme l'Allemagne et l'Italie. Pour autant l'écart de prix avec la France a retrouvé son niveau initial très faible au début du mois d'avril.

Une tendance légèrement baissière s'est ensuite installée à partir d'avril 2025 sous l'effet des prix spots réalisés toujours plus en mai et une des remplissages des stocks hydraulique très satisfaisants. Ces stocks étaient à leur minimum depuis 5 ans à cette date mais ont rattrapé leur retard se réhaussant à la moyenne historique. Cependant l'annonce d'une suspicion de corrosion sous contrainte sur le réacteur de Civaux 2 le 11 juin conjugué au rebond des prix du gaz le 13 juin a provoqué une hausse de 6,5 €/MWh en quelques jours. Cette augmentation soudaine s'est résorbée assez rapidement avec d'un côté EDF et l'ARSN qui ont rassuré sur le faible impact de la découverte et de l'autre un cessez-le-feu annoncé au Moyen-Orient rabaisant les prix du gaz.

On observe sur la Figure 52 que l'écart de prix France-Allemagne s'est élargi momentanément sur les maturités annuelles proches en février à cause de la hausse des prix du gaz et en mai lié aux prix journaliers exceptionnellement bas en France.

### Une tendance baissière s'installe sur tout le second semestre 2025

Au mois de juillet et d'août, les tensions sur les prix du gaz transmettent leur volatilité sur les prix européens d'électricité. Finalement la dynamique est légèrement baissière pour les prix en France qui atteigne 57,6 €/MWh pour le contrat annuel dans un contexte où le reste des fondamentaux sont très favorables avec notamment une montée en puissance de Flamanville 3 prévu à l'automne.

Cette dynamique se confirme à partir d'octobre avec des prix en décroissance continue. Le marché intègre des prix journaliers réalisés très faibles pour la période, les capacités supplémentaires ajoutés et en stocks et la demande stagnante pour acter une surcapacité en France causant cette chute sur le marché à terme. Cette tendance est relayée par une baisse des prix du gaz en novembre visible chez les prix voisins également. Des perspectives d'hiver froid réhausse légèrement les prix en fin d'année mais le prix du premier trimestre 2025 pour livraison en France reste sous les 70 €/MWh.

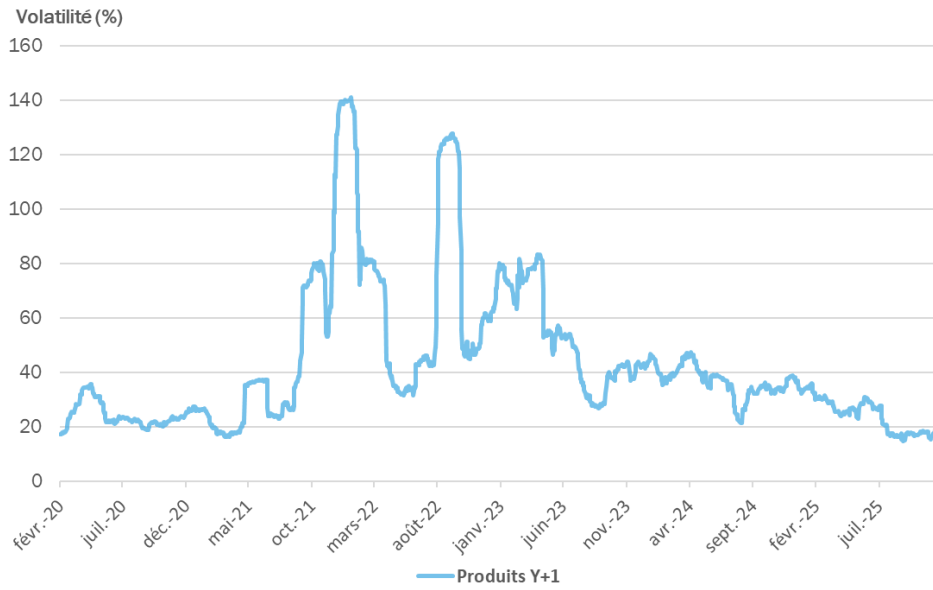
A partir d'août l'écart de prix entre la France et l'Allemagne s'est élargi jusqu'à la fin de l'année sur l'ensemble des contrats annuels lié à une hausse continue du prix du quota CO<sub>2</sub> pesant sur les prix allemands. Les prix français affichent une décote entre 18,9 €/MWh pour le contrat 2029 et jusqu'à 34,5 €/MWh pour le contrat 2026.

### Une volatilité légèrement en retrait en 2025

En 2025, la volatilité a baissé par rapport à l'année précédente qui avait déjà été marquée par une chute de la volatilité (25% en moyenne contre 37% l'an dernier) et se rapproche de la volatilité des années 2018 et 2019 (20% en moyenne).

La volatilité a d'abord chuté d'environ 40% au début de l'année à 25% en mai 2025, avec une variation du prix Y+1 d'un jour sur l'autre de l'ordre de 0,9 €/MWh. Certaines variations ont été importantes principalement liés aux répercussions du marché du gaz ou du CO<sub>2</sub> mais elles ont été moins nombreuses et moins amples qu'en 2024. Au mois de juin la volatilité a brièvement augmenté dû aux événements géopolitiques avant de chuter fortement en août autour de 16% sans qu'elle n'évolue beaucoup plus jusqu'à la fin de l'année.

Figure 51 : Volatilité<sup>84</sup> du produit calendaire Y+1 base en France



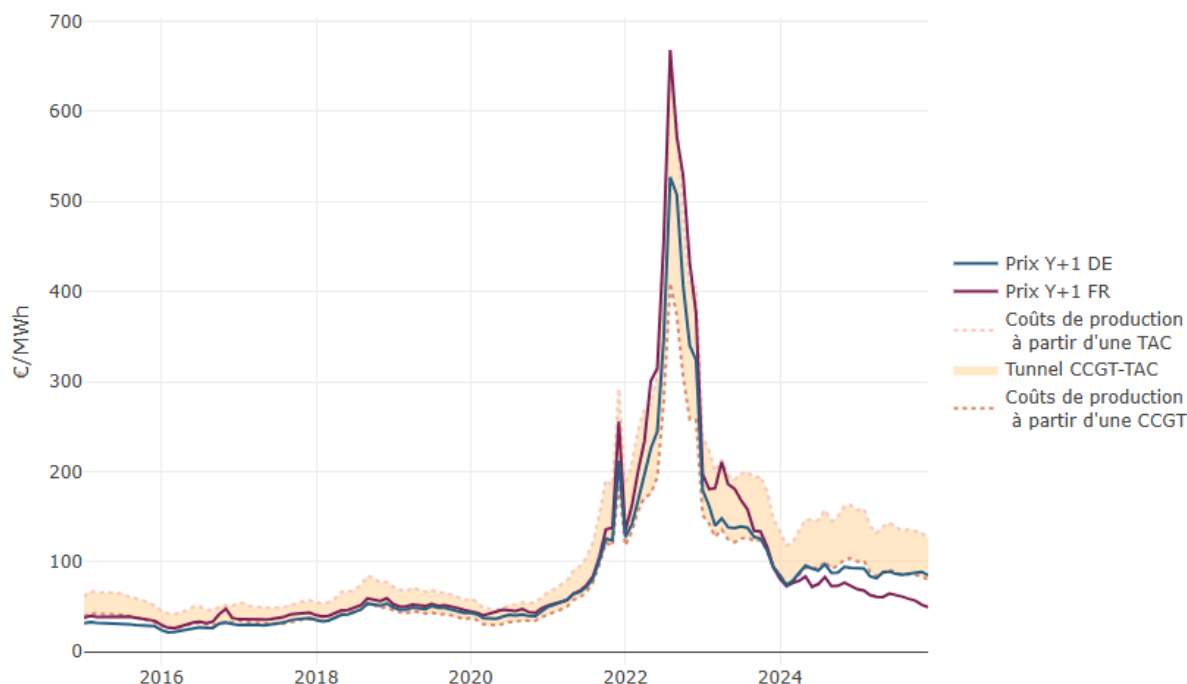
Source : Argus – Analyse : CRE

Figure 52 : Evolution des écarts de prix France-Allemagne des produits base Y+1 à Y+4 depuis le 1er janvier 2024



Source : EEX – Analyse : CRE

**Figure 53 : Comparaison du prix de l'électricité Y+1 en moyenne mensuelle et les coûts de production à partir de gaz en France et en Allemagne**



Source : Argus – Analyse : CRE

Afin d'estimer l'influence des prix du gaz et du CO2 sur les prix des marchés à terme français, la Figure 53 confronte l'évolution des prix des contrats à terme annuels (Y+1) français et allemand aux coûts marginaux de production électrique à partir de gaz, délimités par deux bornes technologiques : les cycles combinés gaz (CCG) et les turbines à combustion (TAC)<sup>85</sup>.

Entre 2015 et 2020, les prix de l'électricité des deux pays évoluent à l'intérieur du corridor de coûts des centrales gaz, majoritairement proches des coûts CCG. Cette corrélation traduit une hypothèse de marginalité gazière moyenne sur l'année : le marché anticipe qu'en moyenne sur l'année les centrales à gaz participent à déterminer le prix *spot* une part significative du temps. Pendant la crise les prix de l'électricité s'envolent et se migrent vers la borne supérieure du tunnel de coûts. La disponibilité nucléaire historiquement basse en France entraîne une sollicitation intense des capacités gaz et l'intégration de primes de risque liées aux incertitudes sur l'approvisionnement fait grimper les prix. Le gaz se retrouve avec un rôle accru dans le mix français et allemands pour assurer l'équilibre offre-demande.

Mais depuis 2024, les prix français amorcent une décorrélation progressive vis-à-vis des fondamentaux gaz et CO<sub>2</sub>. L'écart se creuse entre les prix allemands qui continuent d'évoluer dans la partie basse du corridor de prix toujours dans la logique d'une marginalité gaz prédominante et les prix français qui s'affranchissent de ce tunnel et baissent indépendamment de ses variations. La réduction de l'utilisation des centrales thermiques en France a modifié la formation des prix à terme et le marché intègre à présent un changement de technologie marginale dominante : les prix *spot* sont désormais fixés plus fréquemment par des actifs à coût marginal nul, quasi-nul (renouvelables) ou faible (nucléaire, hydraulique).

<sup>84</sup> Soit,  $x_n = \ln(\text{Prix}_n) - \ln(\text{Prix}_{n-1})$  ; Volatilité =  $100 * \sqrt{252 * \text{var}(\{x_1, x_2 \dots x_{40}\})}$  ;

<sup>85</sup> L'efficacité standard d'une CCG est fixée ici à 55%, celle d'une TAC à 35%. On considère pour les deux types de centrales une émission standard de 0,198 tCO<sub>2</sub>e par MWh de gaz consommé (<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>).

### 3.2. L'activité sur le marché à terme français continue sa croissance

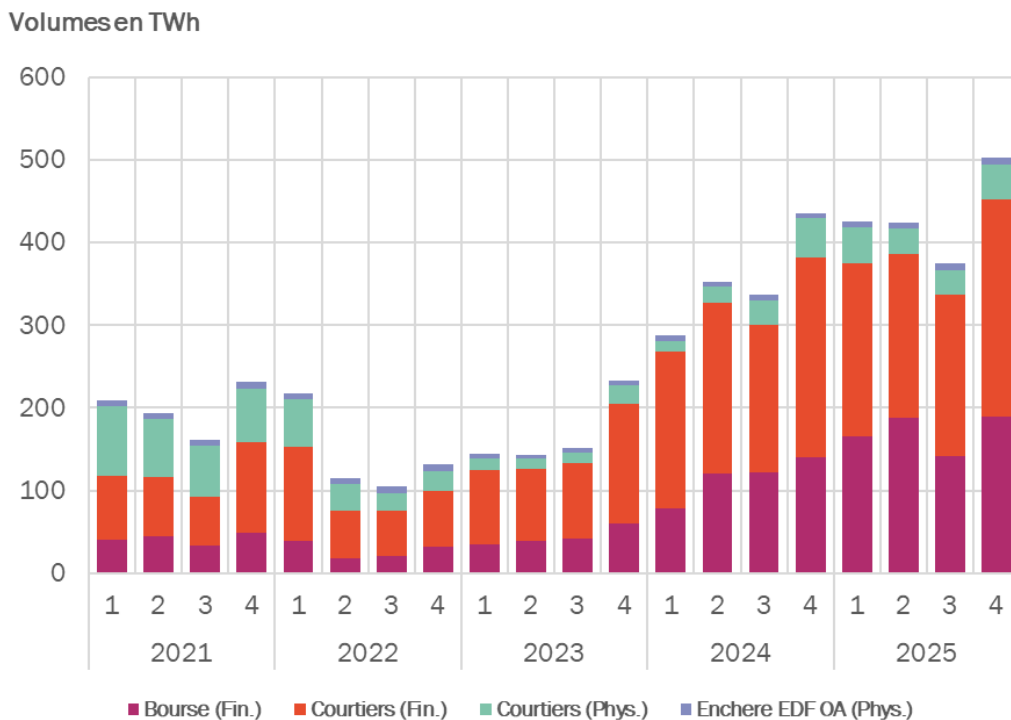
Les échanges sur les marchés de gros s'effectuent en gré à gré ou sur une bourse. La grande majorité des échanges de gré à gré sont intermédiés par des courtiers. Les produits échangés peuvent être à livraison physique ou règlement financier. Sur le marché français, les produits à règlement financier peuvent être échangés directement sur les bourses (principalement EEX) mais aussi intermédiés par les courtiers puis enregistrés auprès d'une bourse pour règlement au travers de la chambre de compensation (transactions principalement enregistrées sur EEX). Les produits à livraison physique sont essentiellement intermédiés par les courtiers, mais peuvent être aussi échangés en bilatéral.

Les enchères organisées par EDF Obligation d'Achat (« EDF OA ») pour le compte de l'Etat, sur une plateforme dédiée à la vente à terme des volumes « quasi-certains » d'énergie acquise au titre des contrats d'obligation d'achat garantis par l'Etat, représentent également des volumes d'énergie importants.

Sur les marchés à terme (gré à gré, bourse EEX), les produits principalement échangés en France vont d'un horizon 3 ans (produit *calendar* Y+3) jusqu'à une journée avant la livraison.

Les volumes échangés sur le marché à terme français de l'électricité progressent de nouveau de 22 % en 2025 (1727 TWh) par rapport à l'année 2024 (1413 TWh) qui établissait déjà un record absolu pour le marché français.

**Figure 54 : Volumes échangés sur la bourse EEX ou via des courtiers sur les marchés à terme, volumes vendus sur les enchères organisées par EDF pour l'énergie sous obligation d'achat**



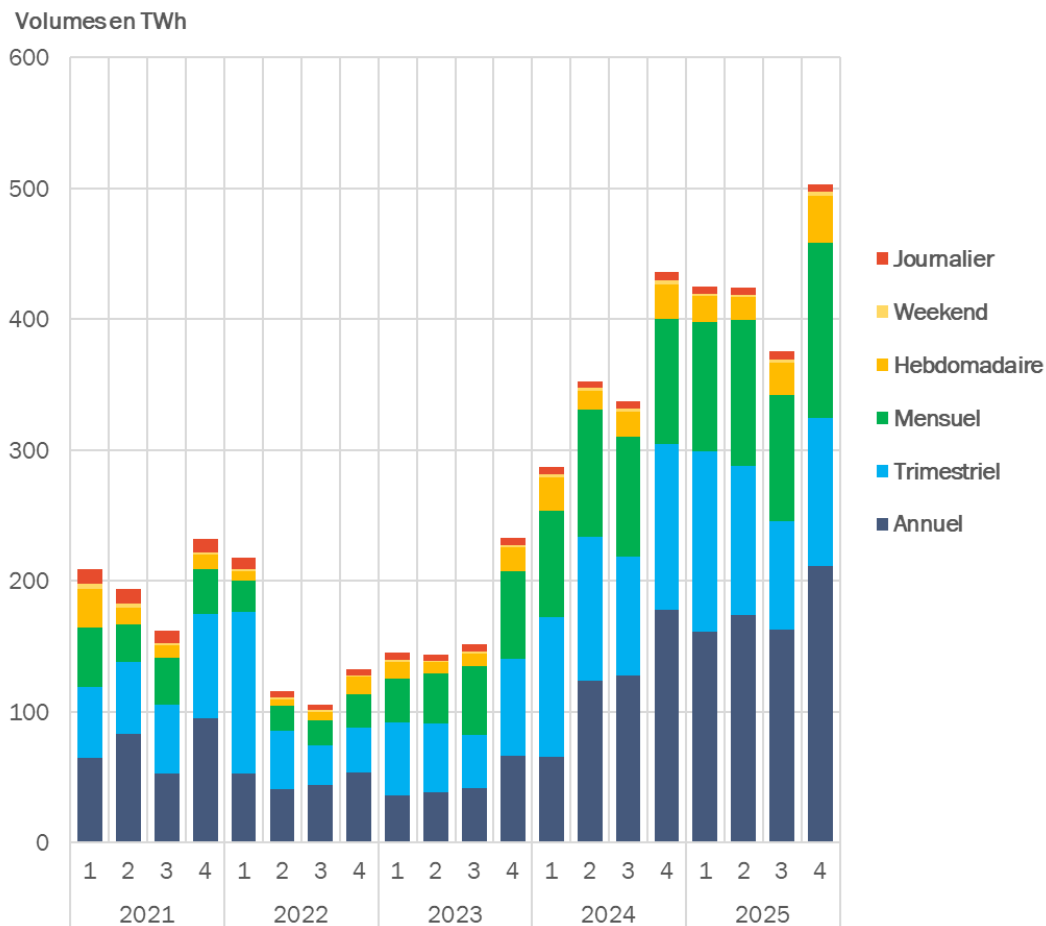
Sources : EEX, données REMIT, EDF OA – Analyse : CRE

Les volumes sont en augmentation sur tous les types de contrats à livraison physique ou financière portés principalement par les volumes en bourses. Les volumes vendus par EDF OA en enchères sont également en hausse en raison de capacités supplémentaires d'une part et de nouveaux produits commercialisés en Y+3 à partir de septembre 2025 d'autre part :

- + 48% des volumes échangés sur la bourse EEX (683 TWh en 2025 contre 461 TWh en 2024),
- + 6% en gré à gré pour les produits financiers (867 TWh en 2025 contre 817 TWh en 2024),
- + 35% en gré à gré pour les produits physiques (147 TWh en 2025 contre 109 TWh en 2024).
- + 16% des volumes vendus en enchères EDF OA (30 TWh en 2025 contre 25 TWh en 2024).

Il convient de noter que les volumes vendus sur les enchères organisées par EDF OA pour le compte de l'Etat pour l'énergie sous obligation d'achat ne sont pas directement comparables aux autres. En effet, elles ne donnent pas lieu à des échanges « aller-retour » mais seulement à des ventes d'EDF OA.

**Figure 55 : Volumes échangés sur les marchés à terme par maturité (physique et financier confondu)**



Sources : données REMIT, EEX, Nord Pool, EPEX SPOT, EDF OA – Analyse : CRE

La Figure 55 présente l'ensemble des volumes échangés sur les marchés de gros par maturité, sur les marchés à terme dont les produits représentent la part la plus importante des produits échangés sur les marchés de gros de l'électricité car les acteurs du marché cherchent à couvrir leur exposition à moyen ou long terme et sont amenés à ajuster cette couverture au cours du temps.

Entre 2024 et 2025, les volumes sont globalement en augmentation, en particulier pour les produits annuels et mensuels :

- produits annuels : hausse de 43%, de 494 TWh échangés en 2024 à 709 TWh en 2025,
- produits trimestriels : hausse de 3%, de 434 TWh échangés en 2024 à 448 TWh en 2025,
- produits mensuels : hausse de 20%, de 366 TWh en 2024 à 440 TWh en 2025,
- produits hebdomadaires : hausse de 16%, de 86 TWh en 2024 à 99 TWh en 2025,
- produits weekends : hausse de 5%, de 9,0 TWh en 2024 à 9,4 TWh en 2025,
- produits à terme journaliers<sup>86</sup> : baisse de 8%, de 23 TWh en 2024 à 22 TWh en 2025,

L'activité exceptionnelle sur les marchés français du 4<sup>e</sup> trimestre 2024 s'est prolongée sur toute l'année et a même été battu par le dernier trimestre 2025 confirmant la place de 2<sup>e</sup> marché le plus liquide en Europe pour la France derrière l'Allemagne. Cette activité témoigne d'un marché stable attirant de nouveaux acteurs. Dont parmi eux, de plus en plus utilisent des algorithmes de trading pour améliorer l'efficacité des transactions et saisir les opportunités de marché ce qui participe à augmenter les volumes échangés sur les produits trimestriels et mensuels notamment et à améliorer leur liquidité.

L'année 2025 scelle également la fin de l'ARENH qui imposait à EDF de vendre environ 130 TWh de sa production nucléaire à un prix régulé. Ces volumes étaient attribués sans passer par les marchés de gros. Tous les contrats à livraison en 2026 et au-delà ne sont plus concernés par ce mécanisme amenant les fournisseurs et les consommateurs à s'approvisionner entièrement sur le marché à cette échéance, et EDF à y vendre toute sa production excédant la consommation de ses propres clients, ce qui explique en partie l'augmentation des volumes des contrats annuels et mensuels.

Les Figure 56 et

---

<sup>86</sup> Les produits à terme journaliers sont des produits à terme de la durée d'un jour qui peuvent être livrés même plusieurs mois après la transaction, tandis que les produits journaliers couplé (*day-ahead*) sont des produits *spot* des durées horaires qui sont négociés chaque jour pour le lendemain.

Figure 57 illustrent l'évolution des positions ouvertes des acteurs par catégorie, pour les produits annuels base pour livraison en France en 2026 et 2027 (produits physiques et financiers confondus). Il s'agit de l'évolution des positions ouvertes sur les années précédant la livraison.

Les catégories d'acteurs ont été construites de la façon suivante :

- les acteurs intégrés et producteurs : acteurs intégrés verticalement ayant une activité de production et de fourniture en France ou acteurs ayant uniquement une activité de production en France;
- les acteurs fournisseurs, consommateurs et intermédiaires : acteurs ayant uniquement une activité de fourniture aussi appelés « fournisseurs alternatifs », grands consommateurs s'approvisionnant directement sur les marchés de gros et acteurs ayant une activité d'intermédiaires dans le négoce de produits énergétiques de gros entre des producteurs et des fournisseurs ou un rôle d'acheteur pour de grands consommateurs (y compris les activités dites de précourtage et d'agrégation).
- les acteurs financiers : acteurs qui n'ont pas de points de consommation ou de centrales de production en France mais peuvent être actifs sur les marchés de gros français à différentes échéances et sur les échanges d'électricité aux frontières.
- les gestionnaires de réseaux : gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution qui s'approvisionnent sur les marchés à terme pour l'achat des pertes sur les réseaux.
- EDF OA : acteur régulé vendant pour le compte de l'Etat les volumes de production issus des contrats sous obligation d'achat, selon les modalités établies par la CRE<sup>87</sup>.

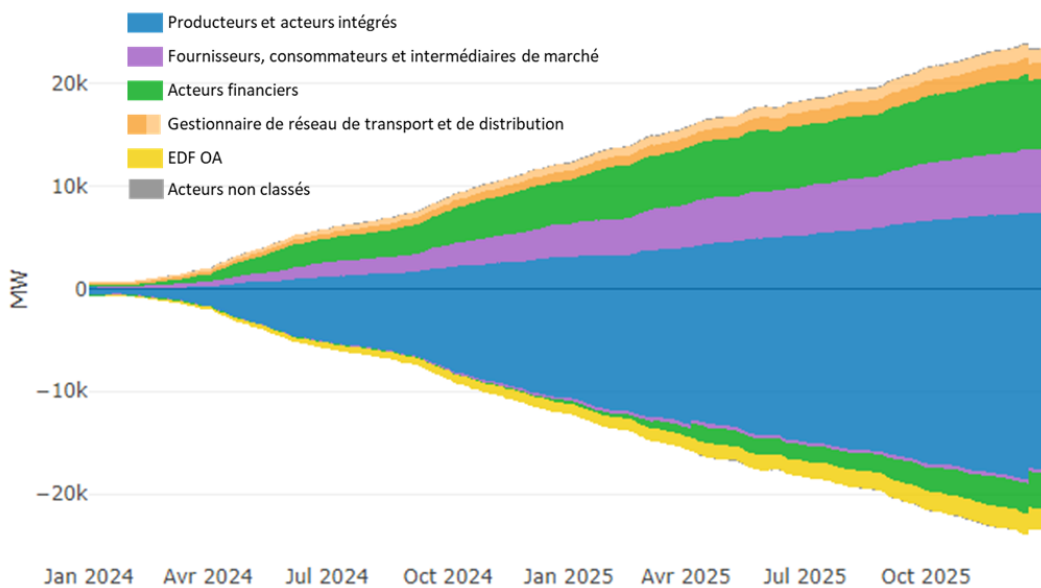
---

<sup>87</sup> Délibération N°2019-259 de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

Sur le produit annuel base 2026, les acteurs construisent leurs positions de manière soutenue depuis septembre 2024 à raison de +1 GW de positions ouvertes par mois environ pour finir avec 24,1 GW au total de positions ouvertes, soit une hausse de 12,7 GW et de 111% par rapport à la position ouverte sur le produit annuel base 2025 constatée fin 2025. Les acteurs physiques représentent une large majorité des positions ouvertes et les acteurs financiers ont néanmoins pris des positions acheteuses importantes depuis le début de la négociation du contrat.

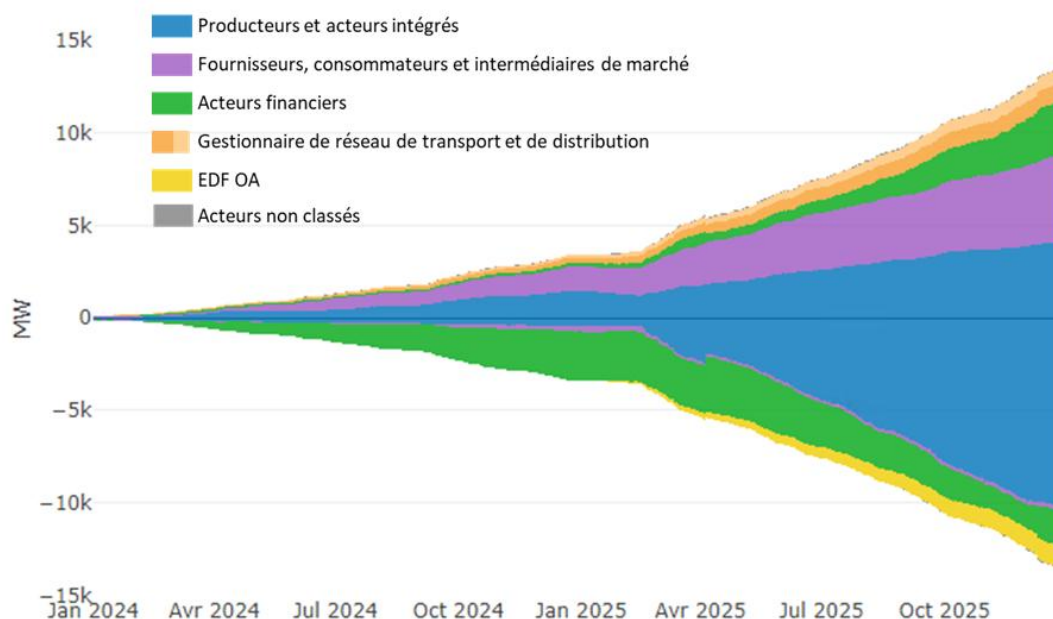
Sur le produit annuel base 2027, la dynamique s'est surtout lancée à partir du second trimestre 2025. Il n'y avait jusque-là que des acteurs financiers positionnés à la vente, cette tendance s'est inversée à partir d'avril 2024 où les acteurs intégrés ont largement augmenté leurs positions de vente et les fournisseurs leurs positions d'achat. A la fin de l'année, le total des positions ouvertes pour ce contrat s'élève à 14,0 GW.

**Figure 56 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2026 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024**



Sources : données REMIT, EDF OA – Analyse : CRE

**Figure 57 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2027 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024**



Sources : données REMIT, EDF OA – Analyse : CRE

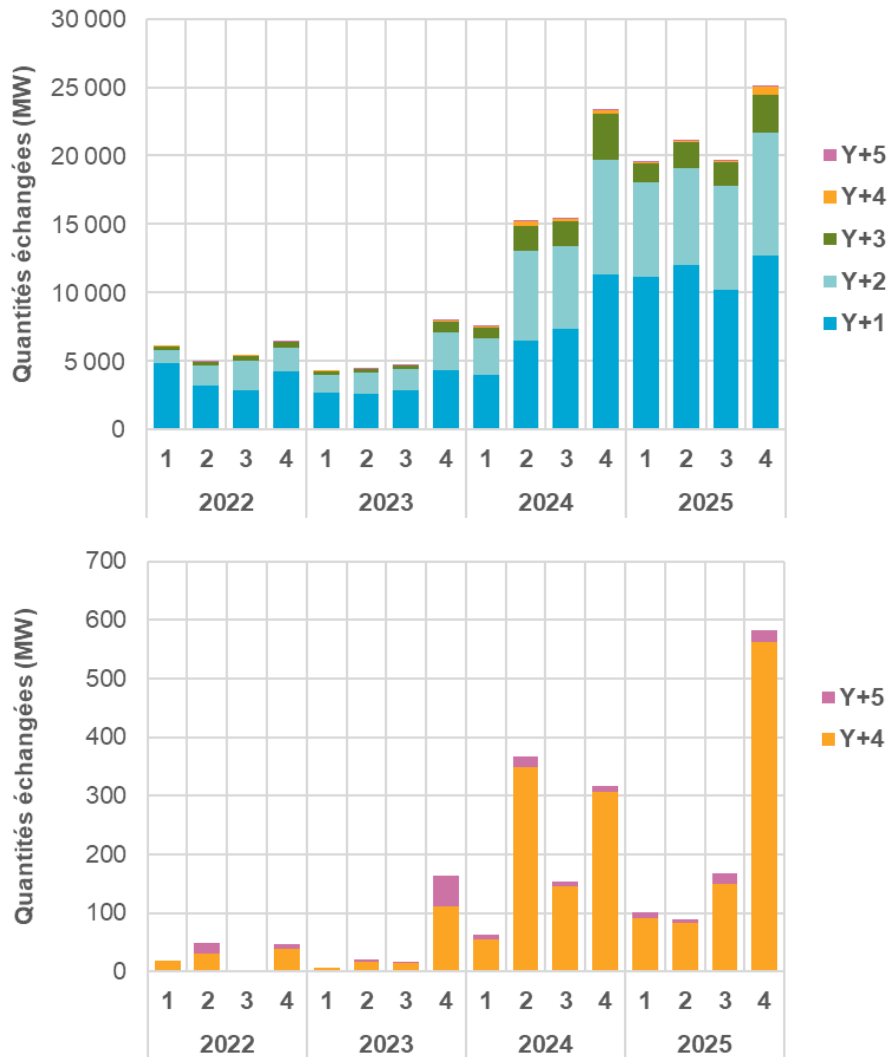
Les échéances Y+3 et Y+4 se développent fortement tandis que Y+5 reste très faible

La crise des prix de l'énergie de 2022-2023 a mis en évidence le besoin pour les consommateurs d'électricité qui le souhaitent de prix stables et prévisibles à moyen et long terme (trois à cinq ans) pour se prémunir de la volatilité liée aux effets conjoncturels de court terme.

Dans ce contexte, EDF a lancé depuis le 27 septembre 2023 des appels d'offres journaliers<sup>88</sup> portant sur la vente de produits physiques pour livraison en base sur les années Y+4 et Y+5 pour un volume plafonné à 5 MW/j pour chacun des deux produits. Ces enchères auront lieu *a minima* jusqu'à fin 2026.

<sup>88</sup> <https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/optimisation-et-trading/appels-doffres-sur-des-rubans-annuels-deelectricite-a-horizon-y4y5> & <https://opendata.edf.fr/explore/dataset/prix-de-vente-suite-aux-encheres-rubans-d-edf-sa/table/?sort=-tri>

**Figure 58 : Somme trimestrielle des quantités échangées sur les contrats annuels Y+1 à Y+5 base français (en MW)**



Source : données REMIT, EEX, EDF OA – Analyse : CRE

Cependant, la liquidité pour les échéances supérieures à deux ans est faible (Y+3 et Y+4), voire inexistante en France (Y+5) comme le montre la Figure 58. Alors que les volumes échangés avaient fortement progressé en 2024, ils restent en 2025 stables par rapport à l’an dernier. De plus l’activité a été très inégales entre les trimestres, le 4<sup>e</sup> trimestre 2025 a concentré davantage de volumes que les trois précédents réunis.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE porte une attention particulière aux échanges réalisés sur ces échéances ainsi qu’au fonctionnement des enchères d’EDF.

En résumé, l’activité des marchés à terme s’est encore renforcée en 2025 atteignant 1 727 TWh de volumes échangés, soit 22% de plus qu’en 2024, année déjà en forte progression par rapport aux années précédentes. Cette dynamique est observable sur les contrats à court terme (échéances annuelles et mensuelles) mais ne s’est pas transmis aux contrats à long terme (échéances Y+3 et Y+4) qui ont vu leurs volumes d’échanges stagner.

## 4. Les marchés de l'équilibrage : services système, ajustement et réserves

Les produits échangés sur les marchés de l'équilibrage sont considérés au titre du règlement REMIT comme des produits énergétiques de gros. A ce titre, la CRE est compétente pour surveiller ces marchés. Par ailleurs, en application du règlement européen sur l'équilibrage<sup>89</sup> (règlement « *Electricity Balancing* », ci-après « règlement EB »), et de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles de fonctionnement de ces marchés, proposées par RTE.

### 4.1. Rappel des principes généraux de fonctionnement des marchés de l'équilibrage et des évolutions à venir

Afin de pouvoir équilibrer à chaque instant la consommation et la production, RTE, en tant que responsable de la stabilité du réseau électrique, sollicite auprès des acteurs de marché des services permettant de moduler la production ou la consommation électrique. Pour assurer cet équilibre, différents types de réserves peuvent être mobilisés : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, activables automatiquement, et, d'autre part, la réserve tertiaire, activable manuellement. Par ailleurs, les responsables d'équilibre sont incités financièrement à équilibrer en amont du temps réel leurs injections et imports d'une part, et leurs soutirages et exports d'autre part, afin de limiter les déséquilibres à résorber par RTE durant sa fenêtre opérationnelle.

L'activation et la contractualisation des réserves d'équilibrage évoluent vers une généralisation des mécanismes de marché, notamment dans le contexte de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage. La CRE est fortement impliquée dans ces évolutions visant à améliorer l'efficacité du système électrique au bénéfice des consommateurs, et veille au bon fonctionnement de ces marchés.

#### 4.1.1. La réserve primaire

La réserve primaire vise à contenir les écarts de fréquence sur le réseau interconnecté d'Europe continentale, en modulant l'injection ou le soutirage des moyens y participant, en réaction à des écarts de fréquence en temps réel. La réserve primaire est contractualisée par RTE auprès de fournisseurs de services d'équilibrage français et étrangers, au travers de la coopération « FCR » (pour « *Frequency Containment Reserve* »), que RTE a rejointe début 2017. Cette coopération donne lieu à des appels d'offres quotidiens menés conjointement par les GRT de 9 pays (Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, France, Pays-Bas, Slovaquie, Suisse et République Tchèque).

Seule la capacité de réserve primaire fait l'objet d'un mécanisme de marché. Du fait du mode d'activation de cette réserve (automatique et décentralisée, en fonction des écarts de fréquence), il n'y a pas de mise en concurrence des activations en énergie qui sont rémunérées au prix spot. Par ailleurs, les échanges entre pays résultant de l'activation de la réserve primaire ne sont pas contraints par les capacités d'échange aux frontières, étant prévus dans les marges de sécurité aux interconnexions.

#### 4.1.2. La réserve secondaire

La réserve secondaire est contractualisée par RTE en amont du temps réel, par le biais d'un appel d'offres journalier, puis activée automatiquement par RTE par le biais d'un signal envoyé aux moyens qui participent à cette réserve. Elle a pour objectif de résorber les écarts entre les échanges commerciaux prévus aux interconnexions et les échanges réalisés.

---

<sup>89</sup> [Règlement \(UE\) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique](#)

Historiquement, l'activation en temps réel de cette réserve consistait en l'envoi d'un signal unique à l'ensemble des participants, sans mise en concurrence des activations. En novembre 2023, l'activation en énergie des capacités de réserve secondaire a évolué vers un mécanisme de marché suivant un ordre de préséance économique, dans lequel les activations en énergie font l'objet d'offres déposées par les acteurs à proximité du temps réel et dont la sélection est optimisée par RTE. Le 2 avril 2025, RTE s'est connecté à la plateforme européenne PICASSO pour les activations de réserve secondaire PICASSO (« *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* »). Depuis cette date, l'optimisation de la sélection des offres en activation de réserve secondaire est réalisée à l'échelle européenne, *via* cette plateforme.

La plateforme PICASSO est entrée en service en juin 2022, et permet en effet d'optimiser les activations de réserve secondaire à l'échelle européenne, en prenant en compte l'ensemble des offres déposées en Europe, les besoins en temps réel de chaque GRT et les capacités d'échange disponibles aux frontières. A ce jour, les GRTs allemands, autrichien, tchèque, hollandais, slovaques, belges, bulgares, lithuaniens, grecs, estoniens, lettons, lituaniens, espagnols, italiens, polonais, suédois et français sont connectés à la plateforme PICASSO.

L'activation de la réserve secondaire par RTE est également optimisée par le biais de la plateforme européenne IGCC (« *International Grid Control Cooperation* »), qui permet de compenser les besoins en sens opposé entre les pays membres, et donc de limiter les activations simultanées de réserve secondaire dans des directions opposées de part et d'autre des différentes frontières. RTE a rejoint le projet en 2016. A ce jour, les GRT de 24 pays participent à la plateforme IGCC.

### 4.1.3. La réserve tertiaire

La réserve tertiaire est mobilisée par RTE au travers du mécanisme d'ajustement, marché organisé par RTE depuis 2004, et *via* la plateforme européenne d'échange de produits standard de réserve complémentaire (ci-après « plateforme TERRE ») à laquelle RTE s'est connecté le 2 décembre 2020.

Sur le mécanisme d'ajustement, les participants, dits « acteurs d'ajustement », proposent à RTE des offres, issues de moyens contractualisés ou non. Ces acteurs d'ajustement peuvent correspondre à des sites localisés en France (soutirage, injection, stockage), ou à des acteurs ou des gestionnaires de réseau situés à l'étranger, appelés au travers des interconnexions. Les offres définissent des conditions techniques d'activation, un prix de l'énergie activée et, le cas échéant, un prix de démarrage. RTE active cette réserve en fonction de ses besoins et en respectant une préséance dite « technico-économique », qui tient compte non seulement du prix des offres mais aussi de leurs caractéristiques techniques. RTE active des offres pour gérer l'équilibre offre-demande en France, mais aussi pour résoudre d'éventuelles congestions sur le réseau, pour augmenter la fourniture de services système ou encore pour restaurer un niveau suffisant de marge de moyens flexibles disponibles sur le système.

Historiquement, tous les moyens de production raccordés au réseau de transport étaient règlementairement tenus de proposer leur flexibilité disponible à la hausse au travers d'offres déposées sur le mécanisme d'ajustement. En décembre 2025, en application de loi DADDUE du 30 avril 2025, la CRE a approuvé une extension significative de cette obligation : l'ensemble des producteurs raccordés aux réseaux de transport et de distribution de puissance supérieure à 10 MW sont désormais tenus de mettre à disposition de RTE leur puissance techniquement disponible, dans les sens hausse comme baisse. Cette nouvelle disposition des règles marchés de RTE est entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2026.

La plateforme européenne TERRE était quant à elle issue d'une coopération lancée en 2014 par les GRT européens qui utilisent des produits de réserve complémentaire pour équilibrer leur zone, dont RTE. La plateforme a été officiellement lancée le 15 janvier 2020 et jusqu'à 6 GRT y ont été connectés. RTE s'est connecté à cette plateforme le 2 décembre 2020.

Tout acteur d'ajustement disposant de capacités d'équilibrage mobilisables en moins de 30 minutes pouvait y participer, dès 1 MW. La plateforme TERRE permettait, dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles après la fermeture des échanges infrajournaliers, d'échanger des offres de réserve complémentaire dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques prédéfinies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme. L'algorithme de sélection des offres réalisait une optimisation par heure, pour les quatre quarts d'heure de l'heure suivante, afin de sélectionner les offres à activer. Les offres d'ajustement étaient rémunérées au prix marginal de la zone dans laquelle elles sont activées.

Sur décision de l'ensemble des régulateurs dont les GRT participaient à la plateforme TERRE, celle-ci a cessé de fonctionner fin décembre 2025, en lien avec la réforme de l'organisation du marché de l'électricité. Le règlement (UE) 2024/1747, adopté le 21 mai 2024, modifie en effet l'article 8 du règlement électricité, qui prévoit désormais que « à partir du 1er janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones n'intervient pas plus de 30 minutes avant le temps réel ». Cette nouvelle échéance est incompatible avec l'utilisation de la plateforme TERRE, celle-ci étant caractérisée par un délai d'activation de 30 minutes. RTE s'est déconnecté de la plateforme TERRE le 17 décembre 2025.

Une plateforme européenne d'échange de produits standard de réserve rapide (ci-après « plateforme MARI ») a également été mise en service au niveau européen, en octobre 2022. Cette plateforme permet d'échanger à l'échelle européenne des produits de réserve tertiaire rapide dits « standard », activables en 13 minutes, pour des unités de plus d'1 MW et dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles après la fermeture des échanges infrajournaliers. RTE prévoit de se connecter à la plateforme MARI en avril 2026.

Par ailleurs, sur le plan de la contractualisation, une partie de la réserve tertiaire fait l'objet d'une réservation de capacité par RTE en amont du temps réel. Ces réserves, dites réserves rapide et complémentaire (ci-après, « RR-RC »), permettent à RTE de disposer à tout moment de 1000 MW activables en moins de 13 minutes (réserves rapides) et de 500 MW supplémentaires activables en 30 minutes (réserves complémentaires). Pour 2025, RTE a contractualisé environ la moitié des RR-RC par le biais d'un appel d'offres annuel. L'autre moitié a été contractualisée par le biais d'un appel d'offres journalier tout au long de l'année.

#### 4.1.4. Le dispositif de responsable d'équilibre

Le dispositif de responsable d'équilibre (RE) incite financièrement les acteurs de marché à faire correspondre le mieux possible les injections et les soutirages dans leur périmètre, chaque point de raccordement au réseau devant être rattaché au périmètre d'un responsable d'équilibre. Les écarts (déficit ou excédent d'énergie pour une période de 15 minutes donnée) font l'objet d'un règlement financier représentatif de la valeur de l'énergie d'équilibrage qui a dû être mobilisée par RTE, le cas échéant, pour résorber ces écarts.

Jusqu'à une heure avant le temps réel, les programmes de production peuvent être modifiés, et les acteurs peuvent importer ou exporter de l'énergie au travers des marchés transfrontaliers, modifiant ainsi l'écart du RE et la position « physique » de la zone France. Passé cet instant, et jusqu'au temps réel, les acteurs français peuvent continuer à échanger de l'énergie entre eux sur le marché infrajournalier français, sans pouvoir modifier les programmes de production ou d'importation / exportation. Ces derniers échanges ont donc un impact sur les écarts des RE concernés, mais pas sur le bilan physique de la zone France. Pendant cette période appelée « fenêtre d'activation », RTE est donc le seul acteur à prendre des actions d'équilibrage « physiques ».

**Le Règlement (UE) 2024/1747, entré en vigueur le 16 juillet 2024, prévoit une harmonisation à l'échelle européenne de la durée de la fenêtre opérationnelle des gestionnaires de réseau de transport (GRT) à 30 minutes avant le temps réel.** Pour RTE, cela implique une réduction de trente minutes de la fenêtre opérationnelle par rapport à la situation actuelle. Afin de préparer cette évolution dans de bonnes conditions, la CRE a accordé à RTE en juillet 2025 une dérogation de trois années pour la mise en œuvre de cette évolution, portée au 1<sup>er</sup> janvier 2029.

## 4.2. Bilan des marchés de l'équilibrage en 2025

### 4.2.1. Vue d'ensemble

Le Tableau 17 ci-après présente le bilan physique et financier des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE ainsi que des énergies d'équilibrage activées.

**Tableau 17 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés en 2025**

2025	Contractualisation (payées par le TURPE)			Activations (payées par les RE)				
	Réserve	Sens	MW (moy)	M€	Hausse GWh	Baisse GWh	Hausse M€	Baisse M€
Primaire (FCR)	Hausse et baisse	516	56	547	535	27,1	-27,6	
Secondaire (aFRR)	Hausse et baisse	767	381	1 286	1 535	235,6		
Rapide (mFRR)				1 801	1 181			
Complémentaire (RR)	Hausse	1 500	25	97	2 327	484,8	-52,3	
<b>Total</b>		<b>2 783</b>	<b>462</b>	<b>3 731</b>	<b>5 578</b>	<b>667,6</b>		

Source : RTE – Analyse : CRE

Les coûts de contractualisation sont couverts par les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (ci-après « TURPE »).

Le coût de contractualisation de la réserve primaire, à 56 M€, a augmenté de 30 M€ en 2025 par rapport à 2024, en lien notamment avec l'augmentation du besoin de RTE (besoin moyen de 516 MW en 2025 contre 486 MW en 2024). D'autre part, les actifs qui s'offrent sur la réserve primaire intègrent désormais dans leurs prix l'opportunité de s'offrir sur la réserve secondaire, plus rémunératrice.

Le coût de la contractualisation de la réserve secondaire, à 381 M€, a augmenté de 85 M€ en 2025 par rapport à 2024. En 2024, la réserve avait été contractualisée durant la moitié de l'année sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé, puis sur la base d'un appel d'offres journalier à prix marginal à partir du mois de juin. Le fonctionnement en année complète de contractualisation par le marché a induit une hausse du coût de contractualisation. Cette hausse des coûts est liée d'une part à une situation concurrentielle encore restreinte sur cette réserve, du fait notamment d'un déploiement progressif de nouveaux actifs certifiés, et d'autre part aux coûts de constitution élevés pour cette réserve lors des après-midis du printemps et de l'été (les offres des actifs thermiques certifiés pour la réserve secondaire intégrant dans leurs offres des coûts de démarrage et de vente à perte sur les marchés de gros sur ces périodes). Le besoin de RTE est par ailleurs orienté à la hausse en 2025, avec 767 MW de besoin en moyenne contre 747 MW en 2024.

Le coût de contractualisation des réserves rapides et complémentaires est resté à peu près stable en 2025, à 25 M€ (contre 27M€ en 2024).

Les coûts d'activation sont portés par les responsables d'équilibre à travers le prix de règlement des écarts, sauf les surcoûts concernant les activations pour des motifs hors équilibrage qui sont supportés par les consommateurs via le TURPE.

Les activations des moyens d'équilibrage sur le mécanisme d'ajustement et sur la plateforme TERRE ont représenté en 2025 un coût net de 433 M€, en baisse par rapport à 2024 (497 M€). L'écart par rapport à 2024 s'explique notamment par la baisse du prix des offres activées à la hausse, qui suit la tendance à la baisse des prix de gros de l'électricité.

L'énergie activée depuis la réserve primaire est valorisée au prix *spot*. Les activations de cette réserve étant en moyenne centrées sur zéro, leur valorisation nette est proche de zéro.

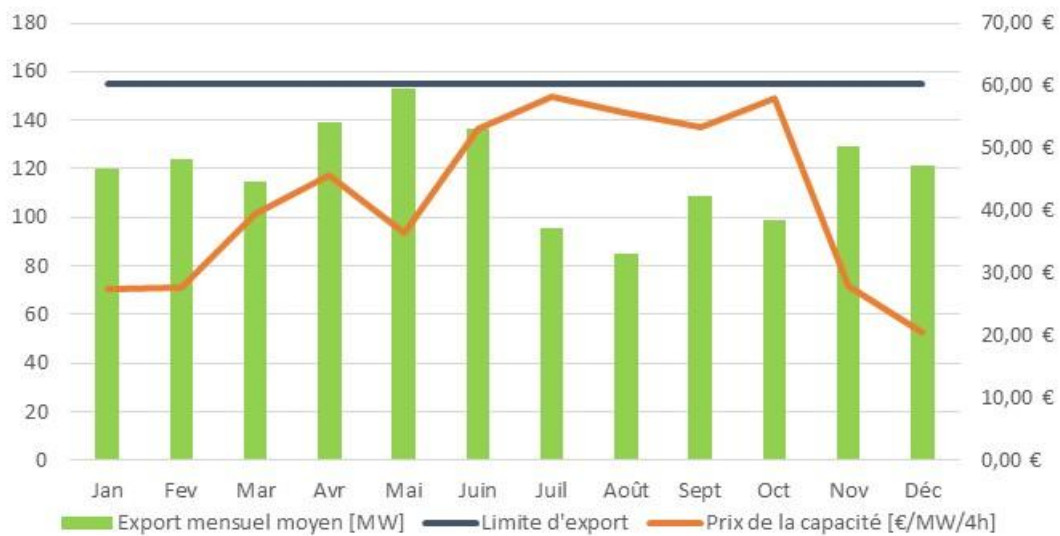
Enfin, le coût net des activations en énergie de réserve secondaire est en hausse, à 235,6 M€ contre 160 M€ en 2024. D'une part, les volumes activés ont augmenté, notamment à la hausse (1286 MWh à la hausse vs. 1061 en 2024 et 1535 MWh à la baisse vs 1501MWh). D'autre part, la participation croissante des actifs à stock (filiales stockage et effacement) induit une hausse des coûts, leurs prix d'activation tendant à être plus élevés que ceux des moyens de production classiques, à la hausse comme à la baisse. Ce phénomène est accentué par les faibles volumes d'offres "libres" (i.e. la mise à disposition d'un actif certifié non retenu sur le marché capacitaire en J-1) proposés à ce stade par les acteurs français sur le marché en énergie de réserve secondaire. A partir du mois d'avril, la connexion de RTE à la plateforme PICASSO a permis de limiter partiellement cette hausse des coûts d'activation grâce à la mise en concurrence des offres à l'échelle européenne, bien que celle-ci reste limitée du fait des volumes restreints d'interconnexion disponibles à l'échéance de l'équilibrage.

#### 4.2.2. La réserve primaire

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2020, la réserve primaire est contractualisée au travers d'un appel d'offres quotidien transfrontalier mené à 8h chaque jour pour la journée du lendemain, découpée en six plages de quatre heures constituant six produits différents. En 2025, le besoin de contractualisation de réserve primaire requis pour la France était de 516 MW.

La Figure 59 présente les moyennes mensuelles des prix en France et les volumes de la réserve primaire échangés par la France au sein de la coopération FCR.

**Figure 59 : Prix de contractualisation de la FCR en France et position nette d'échange dans la FCR Coopération (moyenne mensuelle)**



Source : Coopération FCR ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)) – Analyse : CRE

En 2025, le prix moyen de la réserve primaire contractualisée en France *via* la coopération FCR s'établit à 42 €/MW/4h, en hausse par rapport à 2024 (21€/MW/4h).

De manière générale sur l'année 2025, les prix de contractualisation ont fortement augmenté par rapport à 2024. En tendance, on observe une hausse des coûts de contractualisation de la réserve primaire durant la période avril-octobre. Cette hausse, ainsi que ces variations, sont corrélées à celles observées sur le marché en capacité de la réserve secondaire, car les acteurs intègrent désormais une composante de coût d'opportunité par rapport à une sélection sur la réserve secondaire. Cette dynamique de prix tend à redonner de l'attractivité au marché de la réserve primaire pour les acteurs.

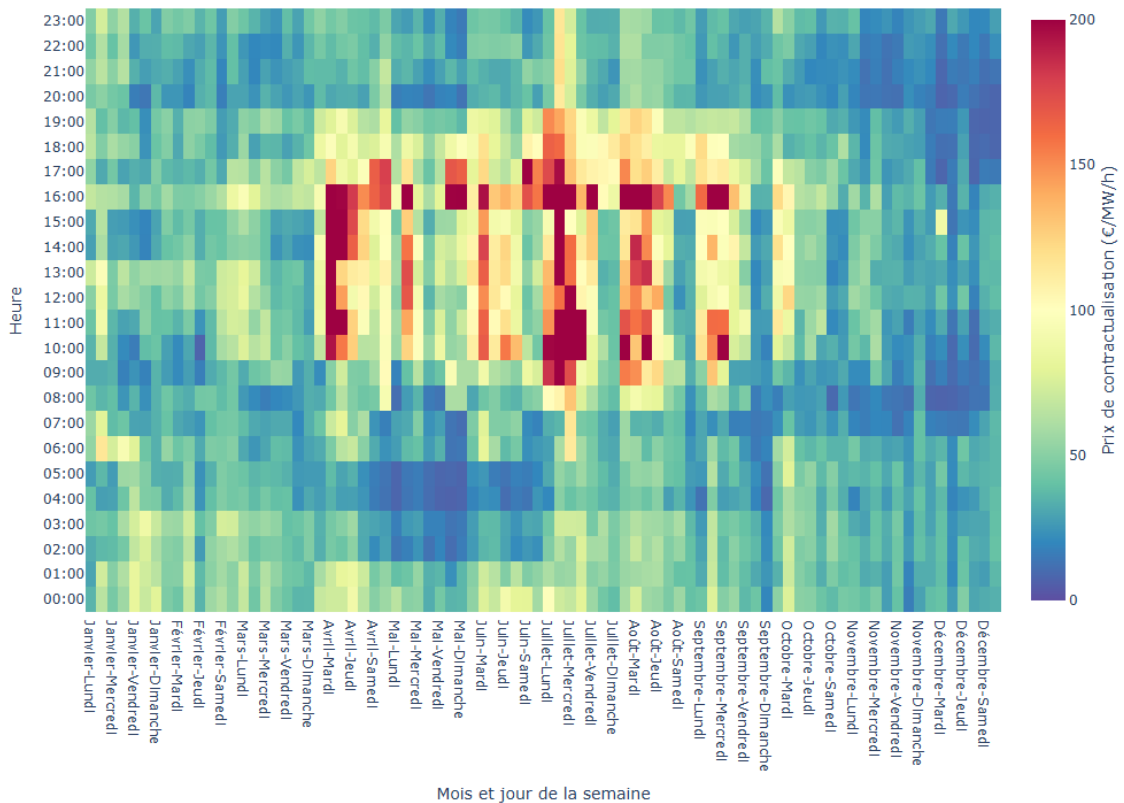
Par ailleurs, de manière générale, le marché français de la réserve primaire se distingue au sein de la coopération FCR par une forte liquidité et des volumes élevés d'offres à prix bas, liés au développement et à la certification d'un parc important de batteries dédiées à cette réserve. La France reste ainsi largement exportatrice de réserve primaire à destination des autres GRT européens, avec un solde moyen de 118 MW (le prix moyen européen de contractualisation sur 2025 s'élevant à 71 €/MW/4h). Ces exports ont engendré des revenus supplémentaires pour RTE de l'ordre de 16 M€ sur l'année 2025.

### 4.2.3. La réserve secondaire

Dans le cadre de la construction d'un marché européen intégré de l'équilibrage, les modalités de contractualisation et d'activation des capacités de réserve secondaire, fonctionnant historiquement selon des modalités régulées, ont évolué vers des mécanismes de marché ouverts à l'ensemble des actifs certifiés pour cette réserve. Ainsi le marché pour l'activation en énergie de réserve secondaire a ouvert en novembre 2023 et le marché pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire a réouvert en juin 2024. Le 2 avril 2025, RTE s'est connecté à la plateforme européenne PICASSO, rendant désormais européen le marché pour l'activation de réserve secondaire (cf. §4.1.2).

La Figure 60 montre l'évolution des prix de la capacité par heure et par jour de la semaine sur l'année 2025.

**Figure 60 : Prix journaliers moyens de la capacité de réserve secondaire de l'année 2025 par heure, par mois et par jour de la semaine (heures en ordonnées et jours de la semaine en abscisse)**



Mois	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc
Prix moyen de la capacité (€/MW/h)	46,25	43,67	41,67	86,88	49,04	65,77	95,52	73,53	56,44	45,26	30,83	24,68

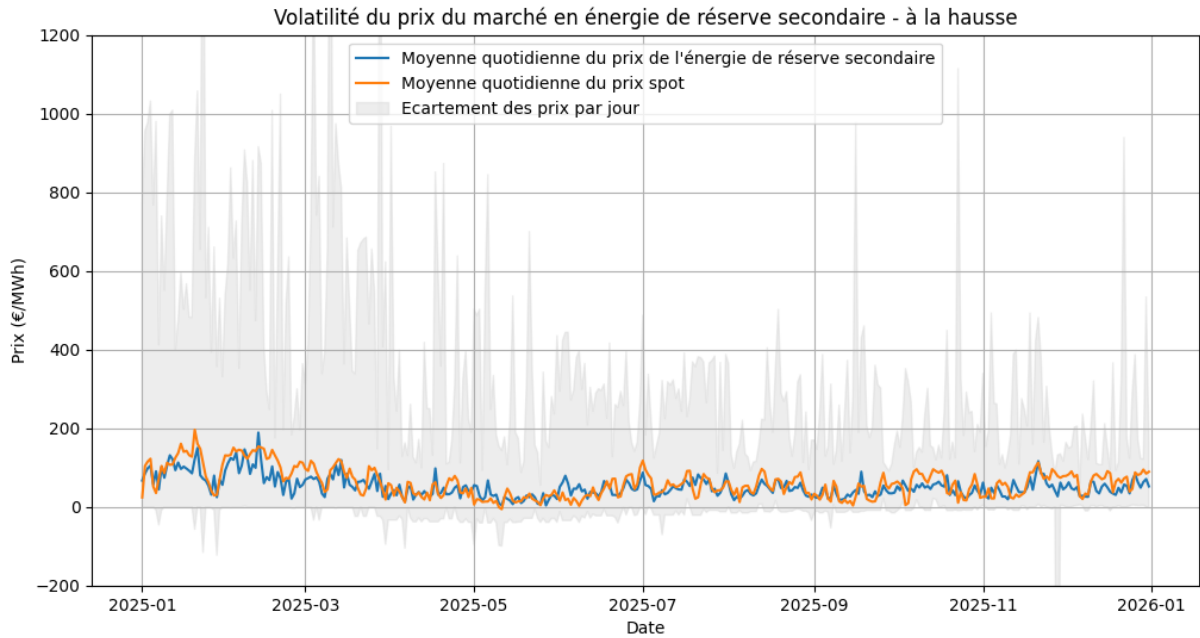
Source : RTE – Analyse : CRE

Le prix des capacités de réserve secondaire augmente lors de la période printemps-été, atteignant un prix moyen de 95,52 €/MW/h en juillet. Comme l'indique ce graphique, les prix élevés sont essentiellement concentrés sur le semestre estival en début de semaine sur la plage horaire 9h-18h. Ces pics de prix en milieu de journée lorsque les prix spot sont faibles (en lien avec une faible consommation et une forte production solaire) reflètent les coûts de démarrage et de production de centrales non rentables sur les marchés de gros mais fournissant néanmoins le besoin capacitaire de RTE. Par ailleurs les besoins de RTE en réserve secondaire sont plus élevés en période estivale, atteignant par exemple jusqu'à 1081 MW sur le créneau 16h-20h en 2025.

En fin d'année, les prix ont en revanche diminué significativement, et sont presque revenus au prix régulé antérieur (à 24,68 €/MW/h en décembre, contre un prix régulé de 22,10 €/MW/h jusqu'à mi-juin 2024). Ces prix indiquent que le marché arrive progressivement à maturité en période hivernale, grâce notamment à la hausse continue des certifications de sites de stockage pour la réserve secondaire. Cette situation concurrentielle est renforcée en période hivernale par l'augmentation saisonnière des prix *spot*, qui entraîne le retour sur le marché de gros des centrales thermiques et donc la fourniture de réserve secondaire à moindre coût.

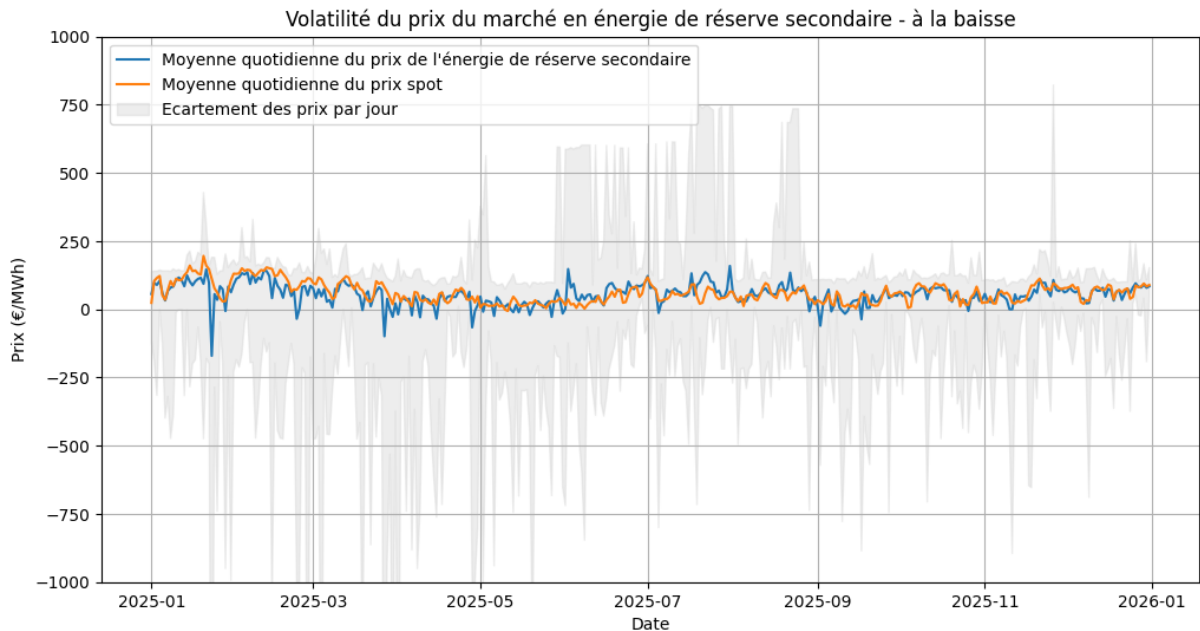
S'agissant du marché pour l'activation en énergie de la réserve secondaire, les Figure 61 et Figure 62 présentent les prix moyens quotidiens des prix d'activation de réserve secondaire à la hausse et à la baisse en comparaison des prix observés sur le marché spot, ainsi que leur volatilité<sup>90</sup>.

**Figure 61 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la hausse**



Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 62 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la baisse**



Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>90</sup> Les axes des ordonnées de ces graphiques ont été coupés afin d'en améliorer la lisibilité.

Les graphiques indiquent que les prix moyens d'activation de la réserve secondaire sont proches de ceux du marché de gros journalier, à la hausse comme à la baisse.

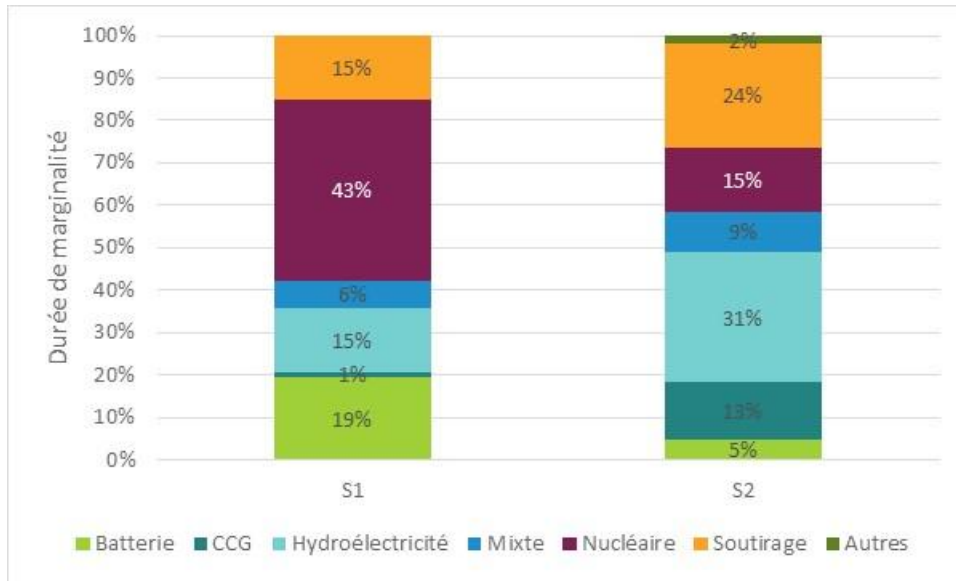
Ces graphiques révèlent cependant un fort écart de prix quotidien pour les activations de réserve secondaire, et donc une volatilité élevée des prix marginaux d'activation à ce stade de l'ouverture du marché. La connexion de RTE à la plateforme PICASSO le 2 avril a contribué à la réduction de la volatilité des prix d'activation, grâce à la mise en concurrence des offres françaises avec les offres des autres acteurs européens. Cet effet positif de la plateforme PICASSO est principalement observable dans le sens hausse. La France étant nettement exportatrice sur les marchés de gros, les interconnexions sont en effet régulièrement saturées dans le sens export une fois entré à l'échéance de l'équilibrage. Dans le sens hausse, RTE est donc peu restreint pour importer des activations de l'étranger. L'effet est en revanche inverse à la baisse : du fait de la saturation à l'export des interconnexions, RTE a peu accès aux offres des acteurs étrangers et dépend plus des niveaux de prix remis par les acteurs français.

La Figure 63 et la Figure 64 présentent la marginalité des différentes filières sur la réserve secondaire, respectivement à la hausse et à la baisse.

Au premier semestre 2025, les batteries ont fixé une part des prix marginaux dans la continuité de celle observée au deuxième semestre de 2024, avec une marginalité comprise entre 13% et 19% selon les sens hausse ou baisse (resp. 12% et 20% au S2 2024). Cette part a en revanche diminué significativement au deuxième semestre 2025, avec une part de marginalité de 5% à la hausse comme à la baisse. La quantité d'énergie activée provenant de batteries n'ayant pas diminué au cours du second semestre, cette évolution pourrait indiquer une amélioration progressive de la compétitivité des offres remises par les acteurs du stockage. L'année 2025 se distingue également par la place accrue des sites de soutirage dans la fixation des prix marginaux en énergie de réserve secondaire, allant jusqu'à atteindre une marginalité de 24% dans le sens hausse au second semestre (contre 7% en 2024 sur la même période). Cette évolution notable reflète la participation croissante de ce type d'actifs pour la fourniture de réserve secondaire, notamment dans le sens hausse (environ 4% des volumes activés à la hausse au T4 2025), ainsi que les prix plus élevés remis en moyenne par ce type d'actifs, du fait notamment de leurs contraintes opérationnelles et de stock. Enfin, l'année 2025 est marquée par l'augmentation notable de la marginalité de la filière CCG au cours du second semestre, atteignant environ 15% dans les sens hausse et baisse (contre un maximum de 6% en 2024), témoignant d'une activation accrue de ce type d'actif sur cette période.

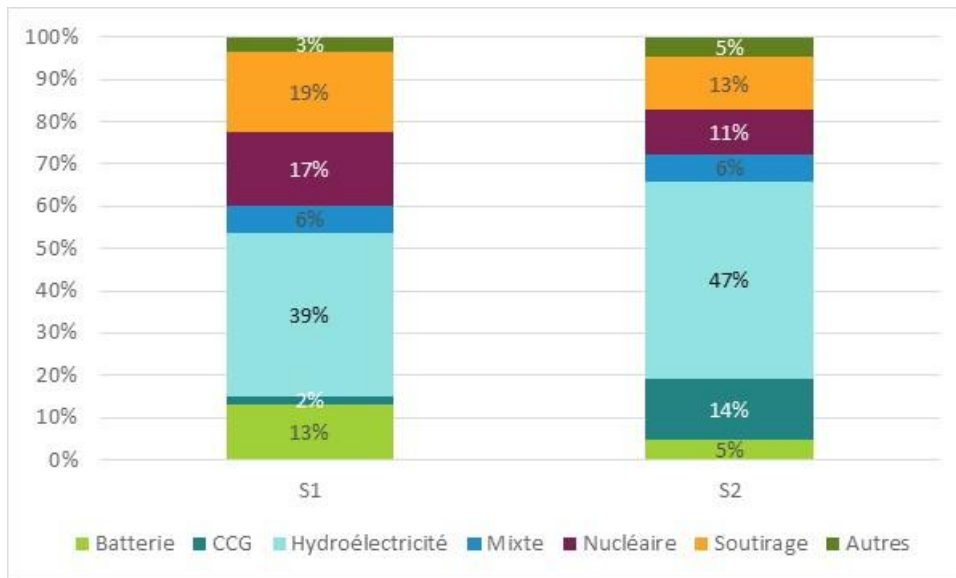
En conclusion, le transfert des coûts de l'équilibrage vers la réserve secondaire a continué d'être observé en 2025, celle-ci représentant désormais 55% des coûts totaux de l'équilibrage (vs 41% en 2024). Cette augmentation est principalement due à la première année complète d'ouverture du marché de capacité pour la réserve secondaire (marché ouvert en juin 2024), des prix élevés ayant été observés sur le marché capacitaire pendant la saison estivale en raison d'un manque d'actifs flexibles pour répondre aux besoins de RTE. Cette dynamique oriente les investissements des acteurs vers des flexibilités plus réactives, préparant ainsi l'équilibrage de demain. Le marché continue en effet de s'ouvrir à ce type d'actifs, avec notamment le développement continu des sites de stockage : la puissance des batteries certifiées pour la réserve secondaire est passée d'environ 100 MW début 2025 à environ 340 MW à la fin décembre 2025, et cette dynamique se poursuit sur les premiers mois de l'année 2026. Ce développement des batteries libèrera des moyens de production conventionnels qui pourront utiliser l'ensemble de leur puissance sur le marché de l'énergie. S'agissant du marché d'activation d'énergie, l'année 2025 a été marquée par la connexion de RTE à la plateforme européenne PICASSO, qui a permis de diminuer la volatilité des prix des activations à la hausse, grâce à une mise en concurrence des offres des acteurs français avec celles des acteurs européens.

**Figure 63 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la hausse**



Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 64 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la baisse**



Source : RTE – Analyse : CRE

### 4.2.4. Le mécanisme d'ajustement

La Figure 65 présente les volumes d'énergie activée à la hausse et à la baisse par RTE depuis 2023 pour les différents motifs.

Les activations pour gérer l'équilibre du système (motif « P=C ») représentent la majorité des activations, mais la reconstitution des services système (« SSY ») constitue une cause d'activation à la baisse non négligeable (17% des volumes activés à la baisse en 2024 et 15% en 2025). Les activations pour causes congestions (« Réseau ») et marges (« Marge ») représentent de faibles volumes. Les volumes nets activés sont en moyenne négatifs, ce qui reflète une tendance des responsables d'équilibre à se surcouvrir par crainte de devoir payer un prix de règlement des écarts négatifs importants.

La

Figure 66 présente les volumes moyens des ajustements par type d'entité et par sens d'activation.

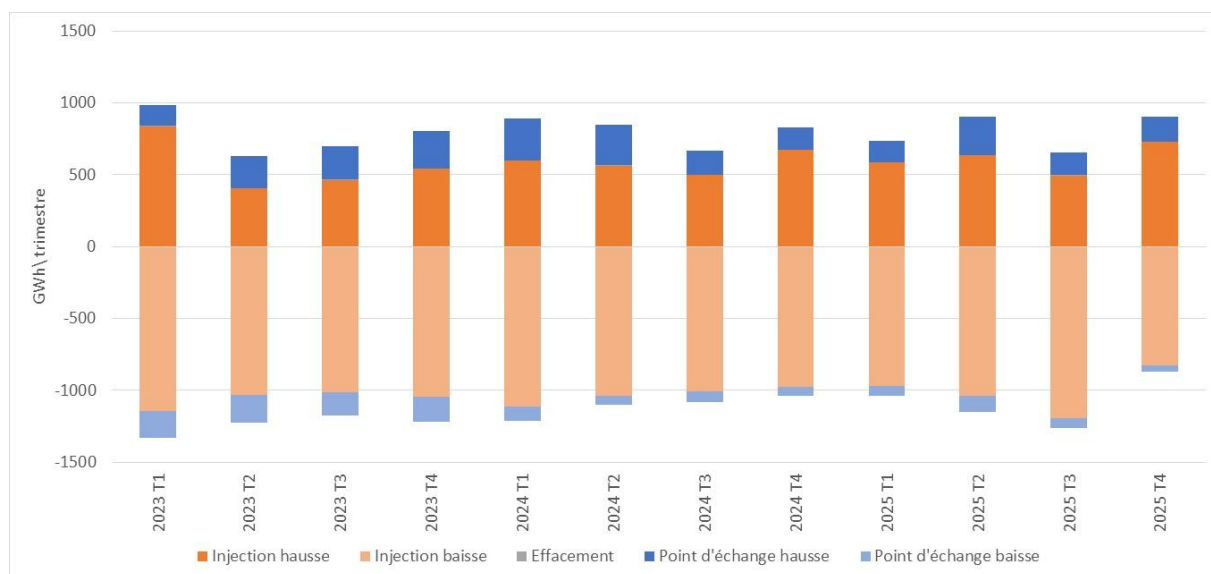
Les entités d'ajustement de type injection (groupes de production) ont un poids prépondérant sur le mécanisme d'ajustement, et représentent 76 % des activations à la hausse, et 93 % des activations à la baisse en 2025. Les effacements ne représentent que 0,2 % des volumes activés par RTE en 2025. Les entités d'ajustement situées à l'étranger (« points d'échange ») constituent une part significative des activations sur le mécanisme d'ajustement, en légère baisse par rapport à 2024 (28 % des activations à la hausse en 2024 contre 23% en 2025).

Figure 65 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 66 : Volumes d'ajustements par type d'entité



Source : RTE – Analyse : CRE

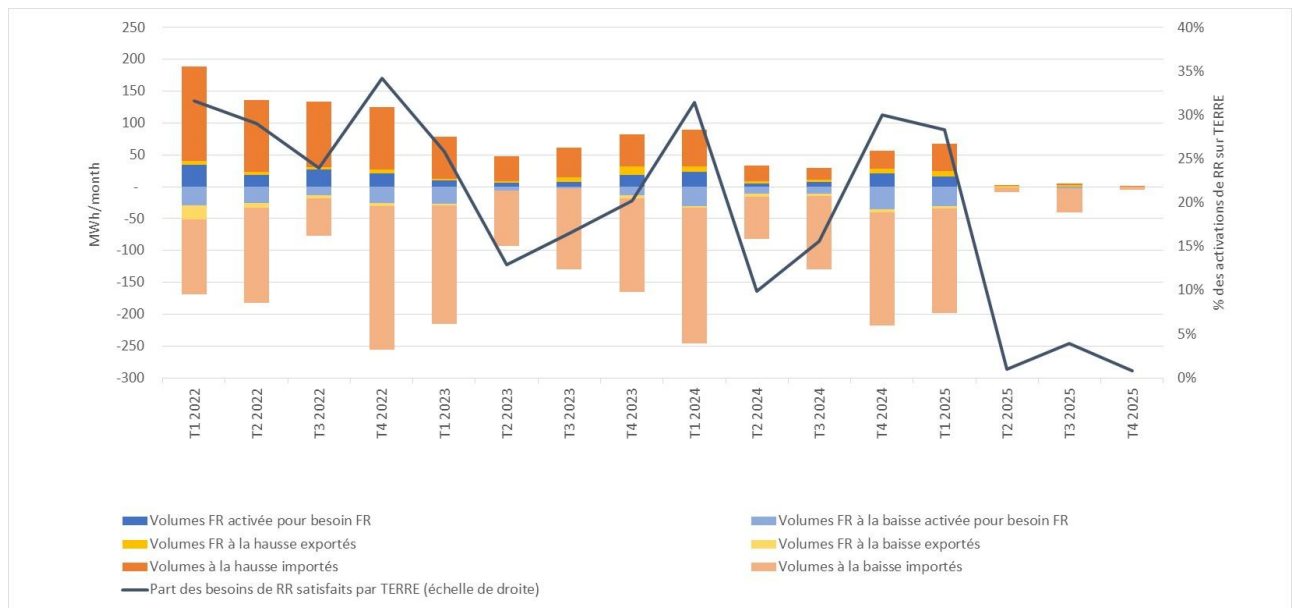
#### 4.2.5. La plateforme TERRE

En décembre 2020, date de sa connexion, RTE ne se connectait que 4h par jour à la plateforme TERRE. La participation de RTE à la plateforme TERRE a augmenté progressivement pour atteindre une utilisation sur chaque pas de temps depuis le 21 mars 2022. La figure ci-dessous présente les volumes mensuels activés par RTE sur la plateforme TERRE.

Au premier trimestre 2025, RTE a activé en moyenne 28 % de ses besoins de réserves complémentaires sur la plateforme TERRE. La liquidité des offres françaises sur la plateforme est restée faible et la majorité de la demande française a été satisfaite par des offres étrangères, dont les prix sont plus bas en moyenne que ceux des offres des acteurs français.

Sur décision de l'ensemble des régulateurs dont les GRT participaient à la plateforme TERRE, celle-ci a été définitivement fermée fin 2025, en lien avec la réforme de l'organisation du marché européen de l'électricité (cf 4.1.3). Lors des trois derniers trimestres de 2025, l'utilisation de la plateforme par RTE a déjà été largement réduite. Ce retrait progressif a entraîné un report des activations sur le mécanisme d'ajustement.

Figure 67 : Volumes activés sur la plateforme TERRE



Source : RTE – Analyse : CRE

### 4.3. La surveillance des marchés de l'équilibrage par la CRE

Les marchés d'équilibrage jouent un grand rôle dans le bon fonctionnement du système électrique, et ce rôle deviendra de plus en plus important à mesure du développement de moyens de productions peu pilotables et décentralisés.

La CRE rappelle aux acteurs du marché que les marchés d'équilibrage sont des marchés d'échange de produits énergétiques de gros. Les actions des acteurs sur ces marchés sont donc soumises aux obligations et interdictions définies dans le règlement REMIT. Notamment, l'ACER a communiqué<sup>91</sup> sur les exemples des pratiques qui peuvent, dans certaines circonstances, être considérées comme abusives au sens du règlement REMIT.

RTE, en tant que PPAET, joue un rôle central dans la surveillance de ces marchés, et travaille en étroite collaboration avec la CRE pour garantir le respect de REMIT sur les marchés d'équilibrage.

Dans ce cadre, la CRE analyse régulièrement le fonctionnement des marchés d'équilibrage, avec une attention particulière aux nouveaux marchés, tel que celui de l'énergie de la réserve secondaire, ouvert en novembre 2023 et de la capacité de la réserve secondaire, réouvert en juin 2024. La CRE surveille également les offres activées en France des plateformes européens TERRE, PICASSO et MARI, et dispose de pouvoirs d'enquête et de sanction sur les marchés de l'équilibrage.

La CRE rappelle une nouvelle fois aux acteurs du marché qu'il est interdit de s'approvisionner sur le marché infrajournalier français pour répondre à une sollicitation de RTE sur le mécanisme d'ajustement. Ce comportement est explicitement contraire aux règles RE-MA (article 4.2.1.2) : « L'activation d'une offre émanant d'une entité d'ajustement point d'échange ne doit pas conduire à un approvisionnement (pour les offres à la hausse) ou une vente (pour les offres à la baisse) par l'acteur d'ajustement sur le marché infrajournalier français, que ce soit au travers d'un flux explicite ou d'une nomination implicite. »

<sup>91</sup> L'ACER a communiqué sur ces pratiques dans l'édition N°24 de la newsletter trimestrielle de l'ACER REMIT Quarterly Q1 2021 : [https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly\\_Q1\\_2021\\_1.0.pdf](https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q1_2021_1.0.pdf)

## 5. Le marché de garanties de capacité

Par sa décision du 8 novembre 2016, faisant suite à un an d'enquête, la Commission européenne a autorisé, en application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat, le mécanisme de capacité français<sup>92</sup> pour une durée de 10 ans. La mise en œuvre du mécanisme actuel a démarré en décembre 2016 pour une première année de livraison (AL) en 2017, et la dernière période couverte se terminera en mars 2026. Un nouveau mécanisme de capacité prendra le relais à partir de novembre 2026, après l'autorisation de la Commission européenne le 22 décembre 2025.

### 5.1. Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français

Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que « chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité ». Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité afin de couvrir la consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale. Ces garanties peuvent être obtenues en investissant dans des moyens de production ou d'effacement, ou en se les procurant auprès des exploitants de capacités et sur le marché. Le coût de cette obligation, instaurée afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, est répercuté librement par les fournisseurs à leurs clients.

Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger les garanties de capacité en bilatéral, sur le marché de gré à gré (dit « OTC » ou « Over-The-Counter ») ou encore au travers du marché organisé par EPEX SPOT sous forme d'enchères. Les règles du mécanisme de capacité prévoient 15 enchères au minimum en amont de l'année de livraison. Des enchères ont également lieu pendant et après l'année de livraison.

La formation du prix des garanties de capacité résulte de la rencontre, sur le marché, de l'offre des exploitants, s'engageant sur la disponibilité de leurs moyens, et de la demande des acteurs obligés, correspondant à la contribution de leurs consommateurs au risque de défaillance du système.

En théorie, le prix de la capacité doit s'établir au niveau du coût du moyen le moins onéreux permettant de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. Les règles définissant le prix administré, qui agit comme un plafond de prix sur les enchères du mécanisme de capacité, sont en ligne avec la tension qui devrait apparaître en cas de sous-dimensionnement du parc : « [le prix administré] correspond au revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect en espérance, sur l'horizon moyen-terme étudié par le Bilan prévisionnel, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics ».

Les grands principes du nouveau mécanisme de capacité sont prévus par l'article 19 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025. Le mécanisme devient centralisé et le rôle d'acteur obligé disparaît. Pour chaque période de livraison, qui couvrira désormais un hiver électrique, il incombe au gestionnaire de réseau de transport, RTE, de contractualiser avec les exploitants le besoin en capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation à la maille France au cours d'un nombre limité d'enchères. Le coût du mécanisme de capacité qui en découle est réparti entre les fournisseurs, en fonction de la consommation de leur portefeuille pendant les périodes de tension, et prend la forme d'une taxe. Les fournisseurs sont ensuite libres de la méthode de répercussion de cette taxe aux consommateurs finals. Enfin, le CoRDIS de la CRE pourra sanctionner les exploitants ne respectant pas certaines obligations propres au mécanisme de capacité (obligation de certification et d'offrir un volume minimal aux enchères), mais également les manquements visés par le REMIT (interdiction des opérations d'initié et des manipulations de marché, et obligation de publication des informations privilégiées). Le décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité vient préciser le cadre réglementaire en application de la loi.

---

<sup>92</sup> Les principes de fonctionnement de ce marché ont été rappelés dans le rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros 2016-2017 (Section 3 page 45 : 2.5 Premiers échanges de garanties de capacité en 2016).

## 5.2. En 2025, le prix de la capacité est resté stable et particulièrement bas

L'année 2025 est essentiellement marquée par les enchères portant sur l'année de livraison 2026, qui est une année raccourcie (janvier à mars 2026). En conséquence, la CRE avait révisé le prix administré à 44 000 €/MW au lieu de 60 000 €/MW les années précédentes.

**Tableau 18 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2026**

AL 2026	06/03/2025	22/05/2025	19/06/2025	18/09/2025	23/10/2025	04/12/2025
Prix (€/MW)	3 152,3	3 646,2	3 299,9	3 469,6	2 620,0	98,6
Volume (MW)	2 917,3	2 708,4	2 653,1	2 896,7	3 721,9	10 345,3

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

La moyenne du prix de la capacité pour l'AL 2026, utilisée comme prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité, est de 4 401 €/MW, contre 14 652 €/MW pour l'AL 2025 et 27 094 €/MW pour l'AL 2024. Le prix de la capacité atteint donc un minimum historique.

Le prix fixé par la dernière enchère avant l'année de livraison est le prix de règlement des écarts (PREC), qui sert de référence pour :

- le règlement des frais de rééquilibrage, quand les exploitants ou les acteurs obligés réévaluent leur niveau de capacité certifiée ou leur besoin en capacité ;
- le règlement des écarts qui a lieu en AL+3 sur la base du réalisé ;
- la part capacité de l'écrêtement du TRVE<sup>93</sup> ;
- les appels d'offres de long terme et d'effacement (AOLT et AOE), dans le calcul du complément de rémunération.

Le prix résultant de cette enchère du PREC a atteint 98,6 €/MW en décembre 2025 pour l'AL 2026, en très légère hausse après l'enchère du PREC exceptionnelle de l'AL précédente (prix nul).

Un tel prix traduit une situation particulièrement détendue du point de vue de l'équilibre offre-demande à la pointe. Les acteurs anticipent une très faible probabilité de tension pour l'AL 2026, conformément à l'évolution des fondamentaux de marché qui ne montrent en particulier aucune hausse de la consommation de pointe et une production du nucléaire toujours en croissance.

La CRE rappelle que même en cas de prix d'équilibre de l'enchère du PREC très faible, conformément aux règles du mécanisme de capacité, un déséquilibre du système de plus de 2 GW ferait remonter le PREC au niveau du prix administré de 44 000 €/MW. Par ailleurs, les exploitants restent incités à se rendre disponibles en période de tension par le biais des signaux énergie.

## 5.3. Le prix faible de la capacité pour l'année de livraison 2026 illustre à nouveau des marges significatives pour le système électrique

Dans la continuité des AL 2024 et 2025, l'offre en capacité est nettement supérieure à la demande et l'équilibre est au total très favorable en termes de sécurité d'approvisionnement. La bonne disponibilité du parc nucléaire s'est poursuivie en 2025, avec une production à son meilleur niveau depuis 2019, liée à une bonne performance opérationnelle. L'EPR de Flamanville devrait toutefois être indisponible pour la majeure partie de l'AL 2026 raccourcie. La consommation est stable par rapport à l'année dernière, mais demeure toujours environ 6 % en deçà d'avant les crises sanitaire et énergétique, permettant d'entrevoir des marges du système électrique confortables pour l'AL 2026.

<sup>93</sup> Avant l'AL 2024, seule la dernière enchère avant l'AL entrait en compte pour la part capacité. Pour tenir compte du calendrier des enchères, la moyenne des deux dernières enchères a été retenue par la suite.

Toutefois, la baisse des prix de l'électricité observé depuis le printemps 2023 et qui s'est poursuivie jusqu'à la fin 2025 a réduit la rentabilité des moyens thermiques à flamme. La CRE observe que le *missing money*<sup>94</sup> des technologies thermiques est de nouveau positif en 2025 pour l'année 2026, exception faite des centrales à cycle combiné gaz les plus performantes. La CRE n'a en revanche pas de vision sur la manière dont les exploitants de capacité confrontés à des *missing money* positifs envisagent de recouvrer leurs coûts en 2026 entre le mécanisme actuel et le nouveau mécanisme.

Le niveau de certification des capacités (Tableau 19) comparé à l'estimation de l'obligation en capacité de RTE (Tableau 20) montre comment sont constituées les marges du système électrique pour l'AL 2026. La CRE rappelle que toute comparaison avec les AL précédentes doit tenir compte du fait l'AL 2026 est raccourcie et ne porte pas sur les mêmes périodes de tension. La certification est légèrement inférieure mais reste stable pour l'ensemble des filières, à l'exception du nucléaire, qui contribue pour 2,3 GW en moins à la pointe (effet ne pouvant être affecté à une ou des centrales en particulier), les interconnexions (-0,7 GW du fait de la baisse de la contribution de l'interconnexion avec la région CORE et l'Italie), et de la filière des énergies renouvelables en hausse de 0,4 GW, portée par les batteries (+0,3 GW).

**Tableau 19 : Niveau de certification des capacités pour l'AL 2024 et l'AL 2025**

Filière	Mars 2024 (AL 2024) (GW)	Mars 2025 (AL 2025) (GW)	Mars 2026 (AL 2026) (GW)	Evolution 2025-26 (GW)
Nucléaire	43,9	49,5	47,2	-2,3
Lac/STEP	10,2	9,8	9,5	-0,3
ENR + autres <i>dont batteries</i>	16,6 <i>0,7</i>	15,8 <i>0,8</i>	16,2 <i>1,1</i>	+0,4 <i>+0,3</i>
Effacement	3,5	3,7	3,5	-0,2
Gaz	7,1	7,8	7,9	+0,1
Charbon	1,4	1,7	1,0	-0,7
Pétrole/fioul	1,8	1,7	1,8	+0,1
<b>Total – hors interconnexions</b>	<b>84,6</b>	<b>90,0</b>	<b>87,1</b>	<b>-2,9</b>
Interconnexions	7,7	10,7	10,0	-0,7
<b>Total – avec interconnexions</b>	<b>92,3</b>	<b>100,7</b>	<b>97,1</b>	<b>-3,6</b>

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>94</sup> Le revenu nécessaire au maintien en activité d'un actif de production existant ou à sa construction mais qui n'est pas apporté par le marché de l'énergie. La méthodologie est détaillée dans les rapports de surveillance des marchés de gros 2019 et 2018.

Tableau 20 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE

	Estimation de l'obligation pour l'AL 2024 (GW)	Estimation de l'obligation pour l'AL 2025 (GW)	Estimation de l'obligation pour l'AL 2026 (GW)	Evolution 2025-26 (GW)
Trajectoire basse	90,0	90,2	91,2	+1,0
Trajectoire centrale	91,6	92,9	95,0	+2,1
Trajectoire haute	93,8	93,9	96,3	+2,4

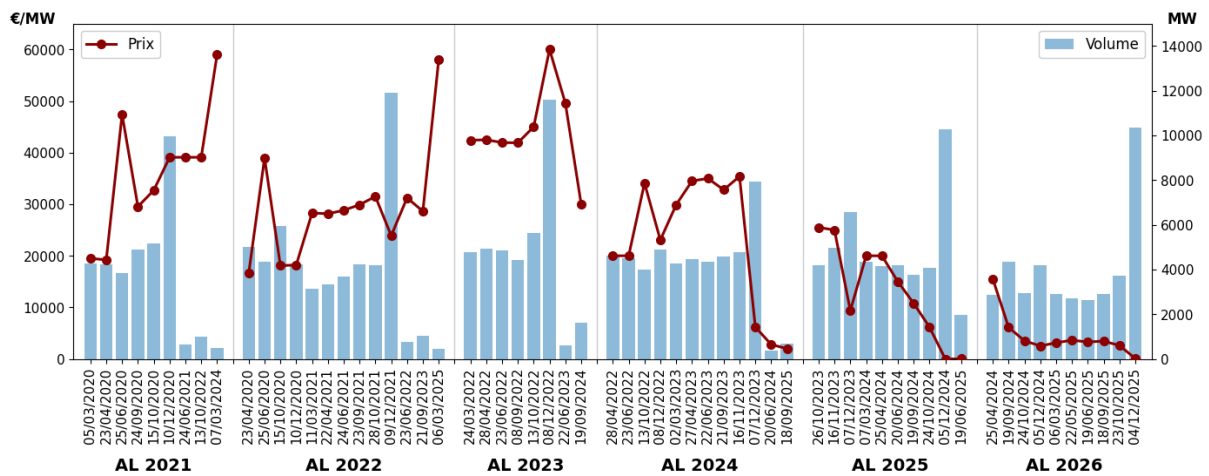
Source : RTE – Analyse : CRE

Au regard de l'évolution des consommations (en comparaison de ses niveaux d'avant crise), le marché de capacité sera vraisemblablement *a posteriori* « long ». Le prix de la capacité pour l'AL 2026 devrait donc se maintenir à un niveau bas lors des enchères de rééquilibrage.

S'agissant de l'hiver 2026/27, le système semble afficher des marges suffisantes grâce à une bonne disponibilité du nucléaire et la poursuite du développement des filières renouvelables. En outre, la rentabilité anticipée des moyens thermiques pourrait continuer de se dégrader avec la baisse des prix de gros observée depuis 2023, et la fin de la rémanence des prix élevés en début 2024.

Enfin, le changement de design du nouveau mécanisme de capacité, qui devient centralisé, pourrait également avoir un impact significatif sur le prix de la capacité.

Figure 68 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

## CHIFFRES CLES

### 1. Marchés du gaz

Tableau 21 : Fondamentaux du marché du gaz en France (flux commerciaux)

Fondamentaux	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025/2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Approvisionnements et débouchés</b>					
Approvisionnement (TWh)	633	596	596	0%	0
Déstockage	138	156	140	-10%	-16
Importations	486	428	442	3%	14
<i>Importations terrestres</i>	234	217	193	-11%	-24
<i>Importations GNL</i>	252	211	249	18%	38
Production	9	12	14	17%	2
<b>Débouchés (TWh)</b>	<b>633</b>	<b>596</b>	<b>596</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>
Stockage	137	124	135	9%	11
Consommation clients finals	381	361	350	-3%	-11
<i>Clients distribution</i>	237	235	231	-2%	-4
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	145	125	119	-5%	-6
Exportations	112	109	109	0%	0
Autres	2	2	2	0%	0
Livraisons au PEG (TWh)	948	980	1 126	15%	146

Sources : NaTran, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 22 : Prix du gaz en France

Prix	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025/2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Prix spot (€/MWh)</b>					
PEG day-ahead (moyenne)	38,9	34,1	35,4	4%	1,3
Spread TTF-PEG (day-ahead)	1,7	0,3	0,8	148%	0,5
<b>Prix à terme (€/MWh)</b>					
PEG M+1 (moyenne)	39,9	34,1	35,4	4%	1,3
PEG Y+1 (moyenne)	50,6	36,2	32,8	-9%	-3,4
Spread TTF-PEG (M+1)	1,5	0,5	0,9	94%	0,4
Spread hiver-été au PEG	3,5	0,9	-0,3	-134%	-1,3

Source : EEX – Analyse : CRE

**Tableau 23 : Négoce du gaz en France**

Négoce	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025/2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
Echanges au PEG (TWh)	2 038	2 010	2 397	19%	387
En % de la consommation nationale	535%	557%	685%		128pp
<b>Volumes échangés sur le marché français</b>					
Marché spot (TWh)	388	334	389	16%	55
Within-day	53	45	51	14%	6
Day-ahead	231	203	246	21%	42
Bourses (DA, WD, WE, autres spot)	315	261	276	6%	15
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	45	39	44	13%	5
Bilatéral (DA, WD, WE, autres spot)	28	34	68	100%	34
Marché à terme (TWh)	1 650	1 676	2 008	20%	332
M+1	376	379	502	33%	123
Q+1	155	147	185	26%	39
S+1	224	182	155	-15%	-27
Y+1	47	57	141	148%	84
Bourses (toutes échéances)	78	77	88	14%	11
Clearing (toutes échéances)	430	301	290	-4%	-11
Brokers (toutes échéances)	800	909	1 259	39%	350
Bilatéral (toutes échéances)	342	389	370	-5%	-19
<b>Nombre de transactions sur le marché français</b>					
Marché spot (en milliers)	255,0	210,5	214,4	2%	3,9
Within-day	50,0	43,2	43,4	1%	0,3
Day-ahead	164,1	134,0	136,7	2%	2,7
Bourses (DA, WD, WE, autres spot)	238,6	196,3	195,5	0%	-0,8
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	13,8	10,9	14,7	35%	3,9
Bilatéral (DA, WD, WE, autres spot)	2,6	3,3	4,2	26%	0,9
Marché à terme (en milliers)	30,6	32,2	38,2	19%	6,0
M+1	7,9	8,8	15,5	76%	6,7
Q+1	1,7	1,6	2,0	20%	0,3
S+1	1,6	1,2	1,2	-3%	0,0
Y+1	0,9	0,8	1,2	53%	0,4
Bourses (toutes échéances)	5,6	6,5	12,3	89%	5,8
Clearing (toutes échéances)	3,9	2,2	2,3	6%	0,1
Brokers (toutes échéances)	9,4	10,6	13,7	29%	3,1
Bilatéral (toutes échéances)	11,8	12,9	9,9	-24%	-3,1

Source : données REMIT – Analyse : CRE

## 2. Marchés de l'électricité

Tableau 24: Capacités de production installées en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025 / 2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Parc installé (GW)</b>	<b>149,1</b>	<b>155,6</b>	<b>164,0</b>	<b>5,4%</b>	<b>8,4</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>61,4</b>	<b>61,4</b>	<b>62,3</b>	<b>1%</b>	<b>1</b>
<b>Hydraulique</b>	<b>25,7</b>	<b>25,7</b>	<b>25,7</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>
<b>Thermique à combustible fossile</b>	<b>17,5</b>	<b>17,5</b>	<b>17,5</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>
Charbon	1,8	1,8	1,8	0%	0,0
Fioul	3,1	3,1	3,1	0%	0
Gaz	12,6	12,6	12,6	0%	0,0
<b>Renouvelables (hors hydraulique)</b>	<b>44,5</b>	<b>51,0</b>	<b>58,5</b>	<b>15%</b>	<b>7,5</b>
Eolien	23,3	24,4	25,8	6%	1,4
Photovoltaïque	19,0	24,3	30,4	25%	6,1
Bioénergie	2,2	2,3	2,3	0%	0,0

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 25 : Production des différentes filières technologiques en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025 / 2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Production (TWh)</b>	<b>468,9</b>	<b>539,0</b>	<b>547,5</b>	<b>1,6%</b>	<b>8,6</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>320,4</b>	<b>361,7</b>	<b>373,0</b>	<b>3%</b>	<b>11,3</b>
<b>Hydraulique</b>	<b>56,8</b>	<b>75,1</b>	<b>62,4</b>	<b>-17%</b>	<b>-12,7</b>
<b>Thermique à combustible fossile</b>	<b>30,5</b>	<b>20,1</b>	<b>18,7</b>	<b>-7%</b>	<b>-1,3</b>
Charbon	0,9	0,7	0,7	0%	0,0
Fioul	1,7	1,8	1,6	-13%	-0,2
Gaz	27,9	17,5	16,4	-6%	-1,1
<b>Renouvelables (hors hydraulique)</b>	<b>83,7</b>	<b>82,1</b>	<b>93,4</b>	<b>14%</b>	<b>11,3</b>
Eolien	50,9	46,8	49,6	6%	2,8
Photovoltaïque	22,5	24,8	32,9	33%	8,1
Bioénergie	10,3	10,5	10,9	4%	0,4
<b>Consommation Brutes dont Pertes (TWh)</b>	<b>438,5</b>	<b>442,3</b>	<b>446,1</b>	<b>1%</b>	<b>3,8</b>

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 26 : Solde aux frontières**

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025 / 2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Solde aux frontières (TWh)</b>					
CWE	2,5	27,2	23,1	-15,1%	-4,1
Italie	20,0	22,3	26,2	17,5%	3,9
Espagne	-1,9	2,8	0,2	-92,8%	-2,6
Suisse	16,4	16,7	20,1	20,4%	3,4
Grande-Bretagne	13,3	20,1	22,6	12,4%	2,5
<b>Total (TWh)</b>	<b>50,3</b>	<b>89,1</b>	<b>92,2</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,1</b>

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 27 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français**

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025 / 2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Injections, en TWh</b>	<b>516</b>	<b>533</b>	<b>536</b>	<b>0,6%</b>	<b>3</b>
Production Hors ARENH, en TWh	345	385	388	1%	-3
ARENH, en TWh	129	125	125	0%	0
Imports, en TWh	42	23	23	0%	0
<b>Soutirages, en TWh</b>	<b>516</b>	<b>533</b>	<b>536</b>	<b>0,6%</b>	<b>3</b>
Consommation clients finals, en TWh	389	384	384	0%	0
Exports, en TWh	93	114	116	2%	2
Pertes, en TWh	34	35	36	3%	1

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 28 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité**

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025/2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Prix de marché court-terme</b>					
Prix Intraday France €/MWh	98,4	57,8	61,4	6%	3,6
Prix Day-Ahead France €/MWh	96,9	57,7	61,1	6%	3,3
Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh	109,6	64,2	62,4	-3%	-1,8
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	1,7	-21,8	-28,2	29%	-6,4
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	3,4	-24,0	-29,9	25%	-5,9
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne %	29%	14%	10%	-29%	-0,04
<b>Prix des marchés à terme</b>					
Prix M+1 France €/MWh	108,9	61,4	59,3	-3%	-2,1
Spread M+1 France-Allemagne €/MWh	-29,2	-17,3	4,9	-128%	22,2
Prix Q+1 France €/MWh	128,2	72,7	61,4	-16%	-11,3
Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh	-26,4	-10,4	11,3	-209%	21,7
Prix Y+1 France €/MWh	162,7	76,7	60,9	-21%	-15,7
Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh	-26,4	-12,0	25,9	-316%	37,9

Sources : Argus, EEX, EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

**Tableau 29 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité**

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2025/2024	
	2023	2024	2025	En pourcentage	En valeur
<b>Marché Intra-journalier - TWh (continu et enchères)</b>					
Achat	20,4	24,9	28,8	16%	4,0
Vente	19,0	24,2	28,4	18%	4,2
<b>Marché Spot - TWh</b>					
Achat	117,6	148,2	139,2	-6%	-8,9
Vente	117,8	144,4	153,0	6%	8,5
<b>Marchés à terme</b>					
<b>Volumes TWh</b>	<b>673,0</b>	<b>1412,7</b>	<b>1728,3</b>	22%	316
Bourse (financier)	175,4	461,2	683,5	48%	222,29
Courtiers (financier)	414,4	816,6	866,9	6%	50,33
Courtiers (physique)	60,0	109,5	148,4	36%	38,95
Enchère EDF OA (physique)	23,1	25,4	29,5	16%	4
<b>Produit Y+1</b>					
Volumes TWh	123,2	224,2	263,4	18%	39,2
<b>Produit Q+1</b>					
Volumes TWh	81,9	167,3	219,2	31%	52,0
<b>Produit M+1</b>					
Volumes TWh	106,1	247,5	394,4	59%	146,9

Sources : données REMIT – Analyse : CRE

**Tableau 30 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France**

Livraison	HHI - Concentration de marché	
	2024	2025
Marchés à terme (Physique) - achats	538	339
Marchés à terme (Physique) - ventes	1480	1940
Marchés à terme (Financier) - achats	429	540
Marchés à terme (Financier) - ventes	1136	687
Marché <i>day-ahead</i> - achats	665	1034
Marché <i>day-ahead</i> - ventes	4080	2548

Sources : données RTE, REMIT – Analyse : CRE

## Index des illustrations

<i>Figure 1 : Cas d'analyse ouverts par type de manquement et source de détection</i>	18
<i>Figure 2 : Signalements externes par source de détection</i>	21
<i>Figure 3 : Nombres d'ordres et de transactions traités mensuellement par la CRE au travers de la collecte de données REMIT (contrats standard « Table 1 », tous marchés confondus, électricité et gaz naturel)</i>	29
<i>Figure 4 : Prix month-ahead du gaz en Europe, en Asie du Nord-Est et aux Etats-Unis</i>	33
<i>Figure 5 : Prix du gaz au TTF par maturité</i>	34
<i>Figure 6 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français en 2025 [2024] (flux commerciaux)</i>	36
<i>Figure 7 : Equilibre mensuel du système français en 2024 et 2025 (flux commerciaux)</i>	37
<i>Figure 8 : Consommation journalière des centrales de production électrique au gaz reliées au réseau de transport en France (moyenne hebdomadaire glissante)</i>	38
<i>Figure 9 : Consommation journalière totale de gaz naturel en France</i>	38
<i>Figure 10 : Emissions des terminaux méthaniers français</i>	40
<i>Figure 11 : Utilisation des terminaux méthaniers par rapport aux capacités de regazéification</i>	40
<i>Figure 12 : Utilisation des interconnexions et terminaux méthaniers (flux commerciaux) [TWh]</i>	41
<i>Figure 13 : Niveau des stockages en France</i>	42
<i>Figure 14 : Prix des produits day-ahead et Y+1 au PEG depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024</i>	44
<i>Figure 15 : Volatilité du produit calendaire Y+1 au PEG</i>	45
<i>Figure 16 : Distribution annuelle des écarts de prix day-ahead entre le PEG et les hubs néerlandais (TTF), allemand (THE), espagnol (PVB) et italien (PSV), en €/MWh</i>	45
<i>Figure 17 : Volumes échangés au PEG sur le marché spot</i>	47
<i>Figure 18 : Volumes échangés au PEG sur le marché à terme</i>	47
<i>Figure 19 : Volumes échangés au PEG par produit</i>	48
<i>Figure 20 : Spread hiver-été au PEG entre avril 2023 et décembre 2025</i>	49
<i>Figure 21: Bilan des injections et soutirages des responsables d'équilibre en 2025 [2024] (TWh)</i>	52
<i>Figure 22 : Equilibre mensuel du système électrique français 2023 et 2024 (flux physiques, + injections ; - soutirages)</i>	53
<i>Figure 23 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire)</i>	54
<i>Figure 24: Production annuelle d'électricité par source d'énergie (TWh)</i>	55
<i>Figure 25 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français</i>	56
<i>Figure 26 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français</i>	57
<i>Figure 27 : Disponibilité journalière moyenne lissée du parc nucléaire français</i>	58
<i>Figure 28 : Production horaire du parc nucléaire français normalisée par rapport à la production saisonnière moyenne, de 2015 à 2025</i>	59
<i>Figure 29 : Taux d'utilisation (axe à gauche) et puissance (axe à droite) énergie hydraulique, moyenne glissante sur 15 jours</i>	60
<i>Figure 30 : Evolution hebdomadaire du stock hydraulique (GWh)</i>	60
<i>Figure 31 : Développement des parcs solaire et éolien</i>	62

<i>Figure 32 : Production annuelle des filières renouvelables (hors hydraulique)</i>	62
<i>Figure 33 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières par pays (+ exports ; - imports)</i>	64
<i>Figure 34 : Evolution du prix du quota de CO<sub>2</sub> en 2025</i>	65
<i>Figure 35 : Evolution des prix journaliers en France mis en perspective avec les prix des années précédentes (moyenne hebdomadaire)</i>	67
<i>Figure 36 : Moyenne hebdomadaire de l'écart entre les deux heures les plus chères et les deux heures les moins chères, par jour, sur le marché journalier (TB2) en 2024 et 2025</i>	68
<i>Figure 37 : Distribution des prix journaliers en France en 2025 entre semaine et weekend, par trimestre et par heure de la journée</i>	69
<i>Figure 38 : Moyennes mensuelles et annuelles des écarts constatés entre les extrema des prix day-ahead et les extrema des prix intrajournaliers</i>	71
<i>Figure 39 : Distribution des prix horaires quasi-nuls, nuls et négatifs en France en 2024 et 2025</i>	72
<i>Figure 40 : Marginalité des différentes filières de production en 2024 et 2025</i>	75
<i>Figure 41 : Marginalité des différentes filières de production en 2024 et 2025 par mois</i>	76
<i>Figure 42 : Marginalité des différentes frontières en 2024 et 2025 par mois</i>	77
<i>Figure 43 : Proportion des heures où le prix journalier français est supérieur au coût variable de la production à partir de gaz</i>	77
<i>Figure 44 : Ecart des prix spot européens avec le prix spot français selon l'heure de la journée en 2025 (prix pays – prix français)</i>	81
<i>Figure 45 : Taux de convergence trimestriel des prix spot français avec ses voisins européens</i>	82
<i>Figure 46 : Volumes échangés sur les marchés de court terme français</i>	83
<i>Figure 47: Volume journalier échangé sur le marché journalier par granularité des produits (GWh)</i>	84
<i>Figure 48: Volume journalier échangé sur le marché intrajournalier continu par granularité des produits (GWh)</i>	84
<i>Figure 49 : Nombre d'événements d'ordres soumis sur le marché intrajournalier continu (en millions), par type</i>	85
<i>Figure 50 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe</i>	86
<i>Figure 51 : Volatilité du produit calendaire Y+1 base en France</i>	88
<i>Figure 52 : Evolution des écarts de prix France-Allemagne des produits base Y+1 à Y+4 depuis le 1er janvier 2024</i>	88
<i>Figure 53 : Comparaison du prix de l'électricité Y+1 en moyenne mensuelle et les coûts de production à partir de gaz en France et en Allemagne</i>	89
<i>Figure 54 : Volumes échangés sur la bourse EEX ou via des courtiers sur les marchés à terme, volumes vendus sur les enchères organisées par EDF pour l'énergie sous obligation d'achat</i>	90
<i>Figure 55 : Volumes échangés sur les marchés à terme par maturité (physique et financier confondu)</i>	91
<i>Figure 56 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2026 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024</i>	93

<i>Figure 57 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2027 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024</i>	<b>94</b>
<i>Figure 58 : Somme trimestrielle des quantités échangées sur les contrats annuels Y+1 à Y+5 base français (en MW)</i>	<b>95</b>
<i>Figure 59 : Prix de contractualisation de la FCR en France et position nette d'échange dans la FCR Coopération (moyenne mensuelle)</i>	<b>100</b>
<i>Figure 60 : Prix journaliers moyens de la capacité de réserve secondaire de l'année 2025 par heure, par mois et par jour de la semaine (heures en ordonnées et jours de la semaine en abscisse)</i>	<b>102</b>
<i>Figure 61 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la hausse</i>	<b>103</b>
<i>Figure 62 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la baisse</i>	<b>103</b>
<i>Figure 63 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la hausse</i>	<b>105</b>
<i>Figure 64 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la baisse</i>	<b>105</b>
<i>Figure 65 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net</i>	<b>106</b>
<i>Figure 66 : Volumes d'ajustements par type d'entité</i>	<b>107</b>
<i>Figure 67 : Volumes activés sur la plateforme TERRE</i>	<b>108</b>
<i>Figure 68 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT</i>	<b>112</b>

## Index des tableaux

<i>Tableau 1 : Périmètre des marchés surveillés par la CRE (totaux des transactions 2025)</i>	16
<i>Tableau 2 : Décisions de sanction en 2025 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT</i>	24
<i>Tableau 3 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2024 et 2025 [TWh]</i>	37
<i>Tableau 4 : Bilan de l'activation du spread localisé par saison gazière</i>	43
<i>Tableau 5 : Spreads moyens par an et maturité entre le PEG et les hubs néerlandais (TTF), allemand (THE), espagnol (PVB) et italien (PSV), en €/MWh</i>	46
<i>Tableau 6 : Prix et volumes des enchères de capacités de stockage par campagne et maturité</i>	50
<i>Tableau 7: Consommation brute annuelle d'électricité (TWh)</i>	54
<i>Tableau 8 : Production totale annuelle d'électricité (TWh)</i>	55
<i>Tableau 9 : Evolution de la capacité installée éolienne et solaire</i>	61
<i>Tableau 10 : Evolution de la production éolienne et solaire</i>	61
<i>Tableau 11 : Evolution du solde commercial exportateur de la France</i>	63
<i>Tableau 12 : Prix journaliers en France en moyenne annuelle depuis 2010, valeurs nominales et corrigées de l'inflation</i>	67
<i>Tableau 13 : Prix moyen day-ahead et infrajournalier en France</i>	70
<i>Tableau 14 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF</i>	78
<i>Tableau 15 : Ecart des prix mensuels spot européens avec le prix spot français entre 2021 et 2025 (prix pays – prix français)</i>	80
<i>Tableau 16 : Evolution du prix moyen annuel du contrat calendaire Y+1 base français et allemand depuis 2013</i>	86
<i>Tableau 17 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés en 2025</i>	99
<i>Tableau 18 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2026</i>	110
<i>Tableau 19 : Niveau de certification des capacités pour l'AL 2024 et l'AL 2025</i>	111
<i>Tableau 20 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE</i>	112
<i>Tableau 21 : Fondamentaux du marché du gaz en France (flux commerciaux)</i>	113
<i>Tableau 22 : Prix du gaz en France</i>	113
<i>Tableau 23 : Négoce du gaz en France</i>	114
<i>Tableau 24: Capacités de production installées en France</i>	115
<i>Tableau 25 : Production des différentes filières technologiques en France</i>	115
<i>Tableau 26 : Solde aux frontières</i>	116
<i>Tableau 27 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français</i>	116
<i>Tableau 28 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité</i>	116
<i>Tableau 29 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité</i>	117
<i>Tableau 30 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France</i>	117

*Le présent rapport porte sur les données de l'année calendaire 2025. Les faits marquants de l'activité de surveillance ou de l'évolution des marchés de gros au cours des premiers mois de l'année 2026 peuvent également être mentionnés.*

*Le présent rapport a pour seule vocation d'informer le public sur les activités de la CRE dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés de gros et d'apporter des éléments utiles à la compréhension du fonctionnement des marchés de gros de l'énergie français. Seules les délibérations de la CRE et, le cas échéant, les décisions du CoRDIS ou du Conseil d'État font foi.*