

Note de couverture du rapport annuel de la CRE à la Commission européenne (DG ENER) et à l'ACER 31 juillet 2026

La période couverte par le précédent rapport était marquée par une dynamique de sortie de la crise énergétique de 2022. Le présent rapport couvre la période allant de janvier 2025 à juillet 2026 et met en évidence l'adaptation progressive du système énergétique français aux transformations induites par l'atteinte des objectifs de décarbonation.

Dans le secteur électrique, l'année 2025 a été marquée par une variabilité accrue des prix sur les marchés de gros, notamment infrajournaliers, dans un contexte de transformation du système électrique. La montée en puissance des sources de production d'énergies renouvelables et l'effort d'électrification de l'économie française impliquent d'adapter la gestion du système et de renforcer les leviers permettant d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

Dans le secteur gazier, la baisse de la consommation de gaz naturel s'est poursuivie en 2025. Cette évolution confirme la trajectoire de réduction des usages du gaz fossile observée ces dernières années et pose de nouveaux enjeux pour l'adaptation des infrastructures gazières, qui demeurent néanmoins essentielles au fonctionnement du système énergétique français.

Ces transformations s'inscrivent dans un environnement géopolitique toujours instable. Malgré la poursuite de la guerre en Ukraine et les conflits armés au Moyen-Orient, le système énergétique français a démontré sa résilience, grâce notamment à son importante production d'électricité décarbonée, au rôle stratégique de ses infrastructures gazières et à la coordination à l'échelle européenne.

L'année 2025 a également été marquée par plusieurs évolutions institutionnelles pour la CRE, avec le renouvellement de trois des commissaires du Collège, la nomination d'un nouveau directeur général ainsi que le changement de présidence du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

Au niveau européen, la présidente de la CRE, Emmanuelle Wargon, a pris la tête du Conseil des régulateurs de l'ACER en septembre 2025. Cette élection illustre la reconnaissance de l'engagement constant de la CRE dans les travaux à l'échelle européenne et la confiance que lui accordent ses pairs régulateurs. Cette première année de mandat s'est déroulée dans une période de transition pour l'Agence, marquée par la procédure de sélection de son prochain directeur à la suite du départ de M. Christian Zinglersen en octobre 2025. Le processus de renouvellement de la direction de l'ACER a franchi une étape déterminante en juillet 2026 avec la désignation d'un candidat, qui devrait conduire à la finalisation de la procédure de nomination d'ici l'automne.

Dans ce contexte, la CRE a poursuivi l'exercice de l'ensemble de ses missions afin d'accompagner les transformations des infrastructures énergétiques françaises **(1)**, de garantir le bon fonctionnement des marchés **(2)**, et de contribuer à adapter les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à leur meilleure intégration dans le système énergétique **(3)**.

1. Préparer les infrastructures aux transformations du système énergétique

L'année 2025 a confirmé que l'adaptation des infrastructures constitue une condition essentielle de la réussite de la transition énergétique. La CRE a ainsi poursuivi ses travaux afin d'accompagner la planification de la transformation des réseaux électriques et d'anticiper l'évolution des infrastructures gazières dans un contexte de baisse durable de la consommation du gaz naturel **(1)**. Les interconnexions françaises ont, une fois de plus, confirmé leur rôle stratégique pour la résilience et le bon fonctionnement du marché européen **(2)**.

1.1. Mener la transformation des réseaux pour les adapter à la transition énergétique et répondre aux besoins croissants d'électrification

1.1.1. Planifier les investissements nécessaires pour un réseau électrique à la pointe des enjeux français et européens

Le réseau électrique est au cœur de la transition énergétique : il doit être performant, résilient face aux événements climatiques, tout en permettant le raccordement de nouveaux sites de production décarbonée, de nouvelles industries ou de celles qui convertissent leurs process industriels à l'électricité. Pour atteindre les objectifs de décarbonation, il est donc essentiel de faire évoluer le réseau. Dans cette perspective, le rôle du régulateur est clef pour assurer le juste équilibre entre maîtrise des coûts pour les utilisateurs du réseau et son adaptation aux enjeux de moyen et long terme.

La publication, en février 2025, par RTE d'un projet de nouvelle version de son Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) présente les évolutions prévues du réseau public de transport d'électricité à l'horizon 2040 ainsi que les investissements nécessaires pour sa mise en œuvre. RTE estime que ces dépenses pourraient atteindre un ordre de grandeur de 100 Mds€ sur une période de quinze ans (de 2025 à 2039 inclus). Conformément à la loi, ce document est soumis à l'examen de la CRE.

À l'issue de son analyse, la CRE a estimé que les trajectoires d'investissements proposées par RTE sont cohérentes avec les besoins du réseau identifiés à ce jour. Elles permettront notamment de répondre aux enjeux liés au vieillissement des infrastructures grâce à l'accélération du renouvellement des lignes au cours de la prochaine décennie, qui constituera également une opportunité d'adapter le réseau aux effets du changement climatique. Le plan de développement prévoit par ailleurs un recours accru aux flexibilités, notamment au stockage, afin de limiter les écrêtements et de réduire les besoins d'investissement dans la création de nouveaux ouvrages. En parallèle, le raccordement rapide et efficace des nouveaux utilisateurs devient une priorité. Cet objectif suppose de renforcer l'anticipation, la mutualisation et la priorisation des projets. Enfin, sous le contrôle de la CRE, RTE adaptera les trajectoires d'investissement en fonction de l'évolution effective de la consommation et de la production d'électricité.

La transition énergétique, marquée par l'intégration croissante des énergies renouvelables, soulève également des enjeux nouveaux pour la stabilité du réseau électrique. Pour la première fois, le SDDR comporte des analyses spécifiques sur la gestion de la tension sur le réseau de transport et évalue les investissements nécessaires dans ce domaine. La comparaison avec les plans de développement d'autres gestionnaires de réseau européens montre que RTE figure parmi les rares acteurs à présenter un tel niveau d'analyse. La CRE considère que ces travaux constituent une avancée significative pour le SDDR et souhaite qu'ils soient reconduits et approfondis dans les prochaines éditions.

1.1.2. Adapter la planification des infrastructures gazières à la baisse de la consommation et au développement des gaz décarbonés

Dans un contexte de baisse de la consommation de gaz naturel depuis plusieurs années (- 3 % entre 2024 et 2025, et - 27 % par rapport à 2019), les infrastructures gazières demeureront cependant largement nécessaires à l'horizon 2050 pour assurer la sécurité d'approvisionnement ainsi que l'acheminement des gaz décarbonés.

Dans ce contexte, la CRE a publié le 1er juillet 2026 le second volet de son rapport sur l'avenir des infrastructures gazières, consacré aux enjeux économiques et réglementaires de cette transition.

Le premier volet de l'étude, publié en avril 2023, a mis en évidence un effet de « ciseau tarifaire » : les charges d'infrastructures diminueraient moins rapidement que les volumes de gaz acheminés et le nombre de consommateurs, conduisant à une hausse progressive des tarifs d'utilisation des réseaux par utilisateur, dont l'ampleur dépendra du rythme de décroissance de la consommation.

Le second volet de l'étude chiffre les impacts en fonction de plusieurs *scenarii* de repli de la consommation. Il identifie plusieurs pistes d'évolution du cadre de régulation pour permettre de rendre cette transition soutenable pour les consommateurs de gaz en 2050, notamment pour mieux répartir les coûts dans le temps, maintenir les investissements indispensables à la sécurité des infrastructures et accompagner les gestionnaires. Le rapport souligne également la nécessité d'anticiper localement l'évolution des usages du gaz à travers une approche coordonnée entre les différents vecteurs énergétiques. La CRE propose ainsi des critères permettant de disposer d'une grille de lecture à

l'échelle territoriale pour planifier, organiser et accompagner cette décroissance, en cohérence avec les objectifs de politique nationale.

1.2. La France confirme son rôle d'exportateur majeur d'énergie vers l'Union européenne

1.2.1. Une année 2025 exceptionnelle en termes d'exportation d'électricité

La France est fortement interconnectée avec l'ensemble des pays voisins et constitue un carrefour des échanges d'électricité en Europe. En 2025, elle a battu de nouveaux records d'exportation d'électricité avec 92,5 TWh.

Si les échanges ont été relativement équilibrés avec l'Espagne, les exportations vers les autres pays voisins ont été supérieures aux importations, tendance qui s'est notamment accentuée vis-à-vis de l'Allemagne. En effet, avec la frontière espagnole, les exportations ont à peine dépassé les importations (solde de 0,2 TWh, avec 7,6 TWh d'exportation contre 7,4 TWh d'importation). En revanche, la France était très largement exportatrice vers la région Belgique/Allemagne (solde exportateur de 26,2 TWh), l'Italie (solde de 26,2 TWh), la Grande-Bretagne (solde de 23,2 TWh) et la Suisse (solde de 20,2 TWh). Ces échanges ont contribué favorablement à la balance commerciale française, avec 5,4 Mds€ de valorisation nette de ces exportations.

Par ailleurs, ces échanges ont généré 1,6 Md€ de recettes d'interconnexion pour RTE, permettant le financement de renforcements amont du réseau et réduisant les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité payés par tous les consommateurs.

Avec six pays frontaliers, le marché français est fortement interconnecté aux autres marchés, et intégré dans le marché européen. Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent l'équivalent de plus de 13,1 % des capacités de production installées en France.

L'approche de la CRE concernant le développement de nouveaux projets d'interconnexions consiste à favoriser l'augmentation des capacités aux frontières sous réserve qu'elles créent une valeur économique positive à la fois pour la France et pour l'Union européenne. Cinq projets sont actuellement en développement pour une mise en service à un horizon de cinq ans. Les projets d'interconnexions sous-marines Celtic, avec l'Irlande, et Golfe de Gascogne avec l'Espagne vont ajouter respectivement 700 MW et 2200 MW de capacités d'ici 2028. Avec l'Allemagne, les projets Muhlbach – Eichstetten et Vigy – Uchtelfangen vont faire progresser les capacités d'échange de 300 MW pour le premier et de 500 MW à l'import et de 1 500 MW à l'export pour le second. Avec la Belgique, la liaison Lonny-Achène-Gramme devrait augmenter la capacité d'échange de 800 MW à l'import et de 1 000 MW à l'export.

D'autres projets d'interconnexions, notamment avec l'Italie, l'Espagne et le Royaume-Uni, sont à l'étude. Compte tenu de leur coût élevé – souvent supérieur au milliard d'euros en incluant les renforcements des réseaux internes indispensables pour la pleine utilisation de nouvelles capacités transfrontalières – et des évolutions rapides du secteur, ces investissements doivent reposer sur des tests de marché et des analyses coûts-bénéfices robustes. La CRE veille ainsi à ce que seules les infrastructures présentant une utilité démontrée pour le marché français et européen, la sécurité d'approvisionnement et les consommateurs soient développées.

1.2.2. La France a joué un rôle important dans la solidarité européenne dans un contexte de reconfiguration durable des flux gaziers

Depuis 2022, les infrastructures françaises de gaz naturel jouent un rôle central dans la sécurité d'approvisionnement européenne dans un contexte marqué par la réorganisation des flux gaziers, du sud et de l'ouest de l'Europe vers le nord et l'est, consécutive à la réduction des importations de gaz russe et à son interdiction complète d'ici l'automne 2027.

Pour la quatrième année consécutive, la France a conservé sa position de premier point d'entrée du GNL dans l'Union européenne ce qui a permis de couvrir près de 23 % des importations européennes en 2025. Avec 249 TWh importés (+ 18 % par rapport à 2024)¹, le GNL représente désormais la première source d'injections sur le réseau français, comptant pour 56 % des importations françaises de

¹ 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).

gaz naturel contre 49 % en 2024. A l'inverse, les importations françaises par gazoducs ont légèrement diminué, notamment depuis la Norvège (- 7 %).

Une partie importante de ces importations françaises est réexportée, contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement européenne. Comme en 2024, les exportations françaises demeurent élevées (109 TWh), mais apparaissent plus concentrées que les années précédentes : en 2025, elles étaient dirigées à 76 % vers la Suisse (83 TWh), à destination du marché italien avec lequel la France n'a pas d'interconnexion gazière directe. Comme en 2022 et 2023, la France est importatrice nette vis-à-vis de l'Espagne et de la Belgique bien que les échanges soient restés limités. L'interconnexion d'Obergailbach avec l'Allemagne est, elle, restée quasiment inutilisée. Comme depuis 2023, le gaz naturel importé en France provient d'abord de Norvège (essentiellement sous forme gazeuse), puis, exclusivement sous forme GNL, principalement des États-Unis, de Russie et d'Algérie.

Dans le même temps, la CRE a poursuivi son implication dans les travaux européens visant à adapter le cadre de commercialisation des capacités transfrontalières. Elle a notamment participé activement à la révision du code de réseau CAM engagée au niveau européen afin d'offrir davantage de flexibilité dans l'allocation des capacités d'interconnexion et de mieux répondre aux nouveaux besoins du marché dans un système énergétique en transition.

2. Des marchés de l'énergie français fonctionnels et résilients

L'année 2025 a été marquée par la préparation du nouveau cadre de régulation du nucléaire qui a succédé à l'ARENH en 2026 **(1)**. Dans le même temps, les marchés de l'énergie ont confirmé la reprise de la dynamique concurrentielle tout en demeurant sensibles aux tensions géopolitiques **(2)**. La CRE a, enfin, poursuivi son action afin de garantir le bon fonctionnement des marchés de détail et de renforcer la protection des consommateurs **(3)**.

2.1. Le VNU : un nouveau dispositif de régulation pour le parc nucléaire

Au 31 décembre 2025, le dispositif de régulation du parc nucléaire ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) a pris fin. Désormais, les fournisseurs d'électricité s'approvisionneront intégralement sur les marchés ou avec leurs propres moyens de production. Dans ce contexte, le nouveau mécanisme du versement nucléaire universel (VNU) a été mis en place. Celui-ci prévoit de permettre à EDF de dégager les moyens de financer ses investissements futurs, et de stabiliser les prix de l'électricité pour les consommateurs finals et préserver la compétitivité de l'industrie française.

Ce dispositif post-ARENH, s'articule autour de deux mécanismes ex post. Si les prix de l'électricité dépassent un certain seuil sur le marché de gros, une taxe sur les recettes issues de la vente d'électricité nucléaire d'EDF est appliquée. Au-delà d'un premier seuil de taxation, 50 % des revenus générés par le parc nucléaire d'EDF seront taxés, et 90 % au-delà d'un second seuil. Le mécanisme prévoit ensuite une redistribution des montants issus de la taxe à travers une minoration des prix de l'électricité. Elle s'applique à l'ensemble des consommateurs finals d'électricité ayant conclu un contrat de fourniture selon des paramètres qui sont précisés par voie réglementaire et qui pourront être modulés notamment au regard du moment de la consommation, de son ampleur, du prix de fourniture et du profil de consommation. Les fournisseurs perçoivent une compensation pour l'application de cette minoration.

Dans le cadre de ce nouveau dispositif, la CRE assure la gestion opérationnelle du mécanisme. Elle est notamment chargée d'évaluer les coûts complets de production du parc nucléaire de l'exploitant historique, dont sa première évaluation a été publiée le 30 septembre 2025, qui ont servi de base au gouvernement pour déterminer les seuils de taxation des revenus issus de l'exploitation du parc nucléaire historique par un arrêté de février 2026. En outre, la CRE établit un suivi de la comptabilité des revenus issus de la production du parc nucléaire historique *via* une comptabilité appropriée dont les règles ont été approuvées par une délibération en janvier 2026. La CRE détermine également le montant de la minoration des prix de l'électricité et établit les guichets de compensation des fournisseurs appliquant la minoration à leurs clients *via* les montants issus de la taxe. *In fine*, la CRE est chargée de surveiller la bonne application de la minoration sur les factures d'électricité des consommateurs par les fournisseurs.

En l'état actuel de la situation sur les marchés de gros, avec un coût complet du nucléaire historique arrêté à 60,3 €/MWh pour la période 2026-2028, et sur la base des seuils de taxation définis par le gouvernement, la CRE n'anticipe pas d'activation du dispositif dans un horizon proche.

2.2. Des fondamentaux de prix de gros stables malgré un contexte d'incertitudes géopolitiques

2.2.1. Dynamique sur les marchés de gros

2.2.1.1. Une production d'électricité française abondante avec une variabilité croissante des prix de l'électricité

L'année 2025 confirme la tendance de hausse de la production de l'électricité des années 2023 et 2024. La production totale augmente légèrement par rapport à 2024, atteignant 547,5 TWh (+ 1,6 %), et dépassant la moyenne 2014-2019. Cette hausse est principalement attribuable aux filières nucléaires ainsi qu'aux contributions du solaire et de l'éolien.

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

La puissance installée en France s'élève à 164,5 GW au 31 décembre 2025, contre 155,5 GW en 2024, soit une augmentation de 5,8 %. Cette année a été marquée en particulier par la mise en service du réacteur de Flamanville 3 (1,6 GW), de 5,9 GW de capacités solaires, et de 1,3 GW d'éolien. A l'inverse 0,2 GW de capacité gaz ont été fermés, majoritairement des petites centrales de cogénération.

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.

En outre, l'année 2025 marque une intensification de tendances déjà présentes en 2024 et 2023 : une variabilité des prix très importante, avec de grandes différences au sein d'une même journée, dans la semaine, et selon les périodes estivales ou hivernales. D'un côté, le nombre d'heures à prix négatifs a fortement augmenté, passant de 352 en 2024 à 513 en 2025, reflétant une demande inférieure à l'offre notamment lors des périodes de forte production éolienne et solaire. De l'autre, les épisodes de prix élevés se multiplient également (21 % des heures dépassent 100 €/MWh en 2025, contre 16 % en 2024). Les prix ont notamment été très élevés pendant l'hiver 2024-2025 (123 €/MWh en moyenne en février 2025).

2.2.1.2. Des marchés de gros du gaz marqués par une détente des prix mais toujours exposés aux incertitudes géopolitiques

Après les tensions observées à la fin de l'année 2024, l'année 2025 a été caractérisée par une nette détente des prix du gaz en Europe grâce à une offre mondiale abondante de GNL, favorisée par la mise en service de nouvelles capacités de liquéfaction. Les prix français ont ainsi fortement reculé tout au long de l'année, permettant au Point d'Echange Gaz (PEG) de confirmer sa position de place de marché gazière la plus compétitive de l'Union européenne. 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, tout en restant inférieurs aux niveaux observés en 2023. L'écart moyen sur les prix journaliers avec l'Allemagne était d'environ 2 €/MWh et de plus de 3,5 €/MWh avec l'Italie. Malgré un contexte géopolitique instable et des reprises ponctuelles à la hausse, notamment en juin 2025, les prix ont poursuivi leur tendance baissière jusqu'à la fin de l'année.

Signe de cette attractivité, les volumes échangés sur le PEG ont nettement augmenté 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 %).

Cette tendance baissière des prix a toutefois été remise en cause au début de l'année 2026. Les tensions sur l'approvisionnement liées à un niveau de stockage relativement faible après l'hiver, puis à l'instabilité liée aux conflits au Moyen-Orient, ont entraîné une remontée rapide des prix et de leur volatilité, illustrant la sensibilité persistante des marchés européens aux risques géopolitiques.

Les stockages français ont en effet terminé la saison à un niveau de remplissage de 22 %, leur niveau le plus bas depuis 2018 pour cette période de l'année, contre 27 % un an plus tôt et 39 % en 2024. Comme pour l'année précédente, cette situation a laissé les marchés anticiper une forte demande pour le remplissage de stockages à l'échelle européenne pour l'été. En France, l'ensemble des capacités de

l'hiver prochain a déjà été commercialisé. La réglementation 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 estivale. Par ailleurs, le cadre réglementaire européen relatif au stockage offre désormais davantage de flexibilité dans l'atteinte des cibles de remplissage, limitant ainsi le risque de tensions excessives sur les prix.

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 de gaz.

2.2.2. Un dispositif de surveillance des marchés de gros performant et reconnu au niveau européen

L'exercice des missions de surveillance de la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen n°1227/2011 du 25 octobre 2011 (REMIT), révisé en 2024, qui vise à garantir l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie. Le dispositif juridique permet à la CRE de surveiller les marchés de gros, de mener des enquêtes en cas de suspicion de manquements au REMIT dont les soupçons d'abus de marché, et de sanctionner les manquements éventuels.

Le large périmètre surveillé par la CRE, dans ce cadre, a représenté plus de 26 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2025, pour un volume total de 5 495 TWh échangés et plus de 203 Mds€ en valeur. Il repose sur des marchés très diversifiés, caractérisés par des acteurs et des pratiques très variées. Cette pluralité requiert une expertise approfondie pour détecter les comportements potentiellement problématiques et suivre l'évolution rapide du marché. Le dispositif de surveillance de la CRE s'appuie alors sur trois piliers : le suivi d'indicateurs et de tableaux de bord, un système interne d'alertes automatiques pour détecter des activités suspectes, et les signalements des acteurs du marché, des plateformes d'échange, de l'ACER ou d'autres régulateurs.

23 notifications de comportements suspects ont été reçues par la CRE en 2025, un chiffre en forte hausse par rapport à la moyenne de 9 notifications par an sur la période 2020-2024. La CRE reçoit en effet des nouveaux types de signalements d'acteurs liés à l'extension de l'obligation pesant sur les PPAT (personnes organisant à titre professionnel des transactions sur des produits énergétiques de gros) à certains PPET (personnes exécutant à titre professionnel des transactions sur les marchés de gros) et à l'extension du champ d'application du REMIT aux produits énergétiques de gros qui sont des instruments financiers.

Fin 2025, dix enquêtes faisaient l'objet d'investigations par les services de la CRE et une affaire était en cours d'instruction par le CoRDIS, témoignant de l'engagement de la CRE à maintenir l'intégrité du marché.

Par ailleurs, le 20 janvier 2025, le CoRDIS a sanctionné deux sociétés 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.

Enfin, la CRE collabore étroitement avec l'ACER et ses homologues européens à l'élaboration d'orientations communes sur REMIT. En 2025, elle a joué un rôle actif dans les travaux de révision du règlement d'exécution et l'élaboration des actes délégués prévus par le REMIT révisé.

2.3. Une concurrence dynamique sur les marchés de détail

2.3.1. Un marché de détail dynamique et qui fonctionne correctement

2.3.1.1. Poursuite de la progression des offres de marché en électricité

Le développement des offres de marché sur le segment résidentiel en 2025 se poursuit. 875 000 sites supplémentaires sont passés en offre de marché en 2025. Au 31 décembre 2025, 15,5 millions de sites résidentiels sur un total de 35 millions (soit 44 %) sont en offre de marché. L'augmentation de la part des contrats en offre de marché (+2 pts % par rapport à 2024) est portée à plus de 60 % par les fournisseurs alternatifs qui ont gagné 556 000 clients, contre 506 000 en 2024. Les fournisseurs historiques ont gagné 319 000 clients supplémentaires en offres de marché sur 2025 (contre 508 000 sur 2024).

Toujours sur le segment résidentiel, les offres aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) restent majoritaires et représentent, au 31 décembre 2025, 56 % des sites (contre 58 % au 31 décembre

2024). L'érosion du nombre de sites au TRVE ralentit légèrement en 2025 avec une diminution nette de 637 000 sites en 2025, atteignant 19,5 millions de sites et passant ainsi, pour la première fois, sous le seuil des 20 millions de sites.

Sur le segment non résidentiel, le nombre de sites en offres de marché augmente pour atteindre 3,79 millions de sites sur un total de 5,39 millions. Cette dynamique est portée par les fournisseurs alternatifs qui enregistrent une augmentation nette de 191 000 sites, représentant au total environ 58 % des clients (soit 2,21 millions). Les fournisseurs historiques perdent, eux, 101 000 clients en offre de marché en 2025. Au 31 décembre 2025, 33 % des petits sites professionnels disposent d'un contrat au tarif réglementé de vente, représentant environ 1,60 million de sites.

En 2025, le taux annuel de changement de fournisseur des clients (« switch ») est remonté à 10,2 % confirmant la reprise de mobilité des consommateurs résidentiels entamée après la crise, avec une progression du taux qui s'élevait à 9,4 % en 2024. Concernant le segment non résidentiel, le taux de switch annuel en 2025 est légèrement inférieur à l'année précédente passant à 11,8 % contre 12,9 % en 2024.

2.3.1.2. Un marché de détail du gaz stable dans un environnement entièrement concurrentiel

Trois ans après la disparition des tarifs réglementés de vente du gaz, le marché de détail fonctionne désormais exclusivement sur la base d'offres de marché. Afin d'accompagner cette transition, la CRE publie chaque mois un prix repère de vente de gaz naturel (PRVG). Ce prix repère est publié à titre indicatif et sert de boussole pour les consommateurs. Il comporte une structure similaire aux tarifs réglementés de vente s'ils avaient été maintenus. Les fournisseurs sont libres d'indexer leurs offres de marché à l'évolution du prix repère. Environ 1,8 million de contrats résidentiels chez les fournisseurs historiques y étaient indexés à la fin de l'année 2025.

La répartition des sites entre fournisseurs alternatifs et historiques reste stable. Au 31 décembre 2025, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 4,86 millions de clients résidentiels (contre 4,76 millions en 2024, soit +2,0 %) sur un total de 10,34 millions (soit 47 % des sites contre 46 % au 31 décembre 2024). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (53 %). Les fournisseurs alternatifs ont gagné 97 000 clients en 2025 (contre un gain de 129 000 en 2024). Les fournisseurs historiques ont perdu 202 000 clients en 2025 (contre 219 000 en 2024).

L'ensemble des sites non résidentiels sont eux aussi en offre de marché. Au 31 décembre 2025, 377 000 clients ont choisi un fournisseur alternatif sur un total de 625 000. Cette proportion est en légère hausse depuis 2023, passant de 58,6 % à 59,7 % en 2024, puis à 60,3 % en 2025.

L'activité concurrentielle demeure soutenue. Le taux annuel de changement de fournisseur des clients résidentiels est remonté à 12,7 % en 2025 (contre 11,9 % en 2024), retrouvant un niveau proche de celui observé avant la crise énergétique, tandis que celui des clients non résidentiels reste élevé malgré un recul (16,3 % contre 18,4 % en 2024).

2.3.2. Une démarche efficace de protection des consommateurs

2.3.2.1. Pérenniser les avancées obtenues par les lignes directrices pour renforcer la protection des consommateurs

A la suite de la crise des prix de l'énergie, la CRE a publié en juillet 2024 ses lignes directrices, constituées de 13 mesures qui portent sur les phases de souscription et d'exécution du contrat, destinées à renforcer l'information et à mieux protéger les consommateurs.

Après avoir procédé, entre avril 2025 et février 2026, au contrôle de la bonne application de leurs engagements par les 19 fournisseurs nationaux engagés, la CRE a publié les premiers résultats en deux temps. En novembre 2025, la CRE a tiré un bilan encourageant de l'application des mesures 1 à 6, portant sur la phase de souscription, de ses lignes directrices, quoique contrasté, notamment entre fournisseurs opérant à l'échelle nationale et les entreprises locales de distribution. En juin 2026, la CRE a dressé un bilan globalement satisfaisant de l'application de l'ensemble des mesures des lignes directrices par les 19 fournisseurs engagés.

Afin de pérenniser les avancées obtenues par cette démarche au bénéfice des consommateurs, la CRE prévoit d'assurer le contrôle annuel du respect des lignes directrices par les fournisseurs engagés et mettra ce bilan à jour pour tenir compte de toutes les évolutions de leurs offres, tout comme de leurs outils et méthodes de vente et de gestion de clientèle.

La CRE prévoit également de mettre à jour le contenu de ses lignes directrices à partir de l'automne 2026, afin de tenir compte du retour d'expérience de sa mise en œuvre pour le segment résidentiel, d'éventuelles évolutions législatives à venir en matière d'information et de protection du consommateur, et pour en élargir le périmètre d'application aux très petites entreprises, aux syndicats de copropriétés, aux associations et aux petites collectivités.

De surcroît, la CRE soutient l'intégration de ces lignes directrices au cadre législatif car seules des dispositions légales peuvent les imposer à tous les fournisseurs.

2.3.2.2. Une régulation prudentielle pour assurer la solvabilité et la résilience des fournisseurs

Malgré sa résilience durant la crise des prix de l'énergie, le marché de détail français a été marqué par des pratiques inappropriées de certains fournisseurs, en particulier en matière de couverture des engagements de prix pris envers leurs clients. Dans ce contexte, la CRE a engagé une réflexion sur les conditions permettant d'assurer une gestion prudente et raisonnable des risques par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

En 2025, la CRE a consulté les parties prenantes afin de recueillir leurs observations. L'analyse de ces contributions a conduit la CRE à proposer un mécanisme destiné à mieux protéger les consommateurs ayant souscrit une offre à prix fixe, tout en prenant en compte les contraintes et le fonctionnement du marché de la fourniture.

Le mécanisme s'articulait en deux temps avec, tout d'abord, la mise en œuvre d'un « guichet à blanc » se tenant au début de l'année 2026 et permettant aux fournisseurs de se familiariser avec les modalités de la régulation prudentielle, tant sur le plan opérationnel que sur le plan réglementaire, mais également, le cas échéant, adapter les règles à l'aune du retour d'expérience. Dans un second temps, le mécanisme de la régulation prudentielle met en place des guichets annuels ultérieurs au guichet à blanc.

Les contrôles prudentiels effectués dans ce régime transitoire s'appuient sur trois principes (critères de couverture, financiers, et de gouvernance) permettant une revue qualitative et quantitative des stratégies de couverture des fournisseurs concernés.

La CRE a salué la mobilisation des fournisseurs qui ont massivement pris part au guichet à blanc et dont les résultats ont été rassurants dans l'ensemble.

2.3.2.3. Une communication active et renforcée pour éclairer le consommateur

Au-delà de sa mission de surveillance des marchés de détail, la CRE a accentué ses efforts de communication vis-à-vis des consommateurs pour expliquer ses travaux qui les concernent le plus directement.

A l'occasion de la mise en place de la réforme des heures pleines/heures creuses, la CRE a publié une FAQ pour répondre aux questions pratiques.

Elle a fait de même pour expliciter les modalités de mise en place de la contribution additionnelle pour les consommateurs ne souhaitant pas installer de compteur Linky.

La CRE a également dédié plusieurs espaces sur son site Internet pour présenter les lignes directrices et leurs applications pratiques.

Enfin, la CRE a créé un espace sur son site Internet intitulé « Débats sur l'énergie - Démêler le vrai du faux » afin d'éclairer le consommateur sur les informations et chiffres relatifs aux débats sur l'énergie circulant dans les médias.

3. Permettre une évolution du mix énergétique français efficiente et cohérente économiquement

La CRE a poursuivi son action en faveur du développement des énergies renouvelables et de leur filière dans le secteur de l'électricité comme de celui du gaz **(1)**. Afin de mieux intégrer les énergies renouvelables au fonctionnement du système, la CRE a poursuivi l'évolution des dispositifs de soutien afin d'en renforcer la cohérence et l'efficacité **(2)**, tout en développant les flexibilités indispensables au maintien de l'équilibre du système électrique **(3)**.

3.1. Bilan du soutien aux énergies renouvelables en 2025

3.1.1. Une production photovoltaïque en nette augmentation

En 2025, la CRE a poursuivi la mise en œuvre de la stratégie française de décarbonation inscrite dans la programmation pluriannuelle de l'énergie en instruisant onze périodes d'appels d'offres pour les filières éolienne terrestre et photovoltaïque représentant près de 5,7 GW de capacités, dont environ 5 GW ont été proposés à la sélection. Les projets photovoltaïques représentent près des deux tiers des volumes retenus, confirmant leur place prépondérante dans le développement des nouvelles capacités renouvelables.

La baisse progressive des coûts observée pour les projets photovoltaïques, combinée à la stabilité des coûts de l'éolien terrestre, confirme le retour à une trajectoire plus favorable après les tensions inflationnistes des années précédentes.

Dans le même temps, les charges de soutien aux énergies renouvelables retrouvent une dynamique proche de celle observée avant la crise énergétique, sous l'effet du recul des prix de marché, tout en accompagnant un volume de production soutenue en constante augmentation. En 2025, la production des filières solaire et éolienne s'est établie à 82,5 TWh. Le facteur de charge moyen de l'éolien s'est établi à 21,4 % en 2025 contre 21,7 % en 2024, le facteur de charge moyen du photovoltaïque a été de 13,6 % en 2025 contre 13 % en 2024. Grâce à de meilleures conditions météorologiques, la production de la filière éolienne a augmenté de près de 6 % par rapport à 2024 (49,6 TWh en 2025) face à une croissance stable du parc (+ 5 %, soit un total installé de 25,8 GW en 2025), et la production de la filière photovoltaïque a augmenté de 33 % (32,9 TWh en 2025) face à une croissance du parc de près de 24 % (soit un total installé de 30,4 GW en 2025).

Conformément aux objectifs de la PPE, le gouvernement français a annoncé, en avril 2026, le lancement du dixième appel d'offres sur l'éolien en mer qui, pour la première fois, concerne l'ensemble des façades maritimes. La CRE a émis son avis sur un projet de cahier des charges au périmètre inédit, qui porte sur onze projets pour une capacité de près de 10 GW, dont 5 GW d'éolien posé et 5 GW d'éolien flottant. La phase de candidature est ouverte jusqu'en octobre 2026. La CRE sera ensuite chargée d'analyser les candidatures avant de rendre son avis début 2027, en vue d'une attribution par la ministre chargée de l'énergie en février 2027.

En matière de stockage, la CRE a introduit, dans le cadre du TURPE 7, des incitations pour les installations de stockage localisées dans une zone à fortes contraintes locales sur le réseau, qu'il s'agisse de pointes locales en injection ou en soutirage. Cette composante annuelle d'injection-soutirage entrera en vigueur le 1^{er} août 2026. La liste des zones éligibles a été publiée par la CRE en octobre 2025. Sur la base du retour d'expérience des premières années de mise en œuvre, la CRE se prononcera sur l'opportunité de généraliser cette composante pour la prochaine période tarifaire.

3.1.2. Structurer les mécanismes de soutien aux gaz renouvelables

Alors que la décarbonation du système électrique est désormais largement engagée, celle du gaz repose désormais sur l'accélération du développement du biométhane et de l'hydrogène.

L'année 2025 a marqué le lancement du premier mécanisme national de soutien à la production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, fondé sur une procédure de dialogue concurrentiel destinée à accompagner le développement d'une capacité d'électrolyse de 1 GW d'ici 2027. Initiée en juillet 2025, la première période de ce dispositif vise à soutenir des projets de production d'hydrogène décarboné par électrolyse de l'eau, de puissance électrique comprise entre 5 et 100 MW. La CRE a joué son rôle en mettant en place un cahier des charges cohérent et adapté à l'état du secteur. Cette première période porte sur 388 MW, et les lauréats bénéficieront d'une aide financière proportionnelle à la quantité d'hydrogène décarboné produite sur une durée maximale de 15 ans.

La CRE a également débuté l'élaboration d'un cadre de développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène. En 2025, elle a organisé une série d'ateliers réunissant les parties prenantes du secteur. La CRE prévoit de lancer une consultation publique d'ici l'automne 2026 pour conclure cette première phase. Lorsque la loi fixant ses compétences sera adoptée, la CRE devrait être appelée à se prononcer sur d'éventuelles dérogations pour les réseaux existants et la certification des opérateurs.

En parallèle, le soutien du régulateur au développement du biométhane se poursuit. Les évolutions réglementaires intervenues en 2025 facilitent notamment la conversion d'anciennes installations de

production électrique à partir de biogaz vers l'injection de biométhane dans les réseaux. La CRE permet aussi l'adaptation des infrastructures nécessaires à ce développement en validant les zones d'injection les plus intéressantes pour y renforcer le réseau. Pour le marché, elle a également accompagné la mise en place des certificats de production de biogaz, dont la première période d'obligation débute en 2026.

3.2. Adapter les mécanismes de soutien à un système électrique confronté aux prix négatifs

La CRE mène depuis plusieurs années une réflexion sur une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système électrique face aux récurrences d'épisodes de prix de l'électricité négatifs sur les marchés. Si les prix négatifs ne relèvent pas nécessairement d'un dysfonctionnement, ils peuvent représenter une utilisation sous-optimale du parc de production installé induite par les dispositifs de soutien public, engendrant une perte économique pour la collectivité.

Dans ce contexte, la CRE a poursuivi ses travaux visant à faire évoluer les dispositifs de soutien afin de mieux intégrer les signaux économiques du marché. Son rapport publié en juillet 2025 sur le complément de rémunération formule plusieurs recommandations destinées à renforcer les incitations à adapter la production aux besoins du système, notamment en période de prix négatifs.

Ces travaux ont trouvé une traduction réglementaire dans les mesures prévues par la loi de finances pour 2025, qui adaptent les règles applicables aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération afin de limiter la production lorsque celle-ci n'est pas optimale pour le système et de réduire le coût du soutien public.

Parallèlement, la CRE a publié son premier observatoire des contrats d'achat direct d'électricité renouvelable (PPA), identifiant ces contrats comme un levier appelé à prendre une place croissante dans le financement des nouveaux projets.

3.3. Développer les flexibilités pour accompagner la transformation du système électrique

L'augmentation de la production renouvelable et l'électrification progressive des usages renforcent le besoin de flexibilités afin de maintenir l'équilibre du système électrique au moindre coût.

Dans ce contexte, la CRE a fait de leur développement un axe majeur de ses travaux en 2025. Le TURPE 7 introduit plusieurs évolutions destinées à mieux orienter les comportements des consommateurs, notamment par la refonte progressive des plages d'heures creuses afin de mieux les aligner avec les périodes de forte production photovoltaïque. Il crée également de nouveaux signaux tarifaires destinés à favoriser le développement des installations de stockage dans les zones où elles apportent le plus de valeur au système.

La CRE a également poursuivi l'adaptation des règles de marché afin de mieux valoriser les différentes formes de flexibilité, en autorisant désormais les reports et anticipations de consommation dans le cadre des mécanismes de marché et en renforçant la participation des installations renouvelables aux mécanismes d'équilibrage. Cette évolution s'inscrit dans une dynamique plus large d'intégration des marchés européens de l'équilibrage, avec la poursuite des raccordements de RTE aux plateformes européennes PICASSO puis MARI au premier semestre 2026.

La période couverte par le rapport confirme que le système énergétique français est entré dans une nouvelle phase de sa transformation. Nécessaire à la poursuite du développement des énergies renouvelables, l'adaptation des infrastructures, des mécanismes de soutien et des règles de marché constitue un levier majeur de la transition énergétique.

Dans ce contexte, la CRE a poursuivi l'ensemble de ses missions afin de garantir le bon fonctionnement des marchés, d'accompagner le développement des réseaux et des énergies renouvelables, de renforcer les flexibilités et de contribuer activement à la transition et à la résilience du marché européen de l'énergie.