



RAPPORT

Septembre 2024

La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2023

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

SYNTHESE

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE publie annuellement un rapport sur la surveillance et le fonctionnement de ces marchés. Cette 17^{ème} édition, portant sur l'année 2023, s'attache notamment à présenter les enjeux et les actions de la CRE en matière de surveillance des marchés de gros. Le présent rapport présente également les éclairages que cette surveillance apporte sur leur fonctionnement et leurs évolutions.

Au-delà de la crise de 2022-2023 évoquée largement ci-après, les marchés de gros de l'énergie ont connu des évolutions importantes ces dernières années. Les nouvelles pratiques de négoce, ainsi que l'augmentation du nombre et de la diversité des acteurs, ont contribué à une efficacité accrue des marchés tout en les rendant plus sophistiqués. La surveillance exercée par la CRE revêt une importance particulière et fait face à de nouveaux défis.

Pour l'exercice de ses missions de surveillance, la CRE s'appuie sur un corpus juridique solide, et en particulier le Code de l'énergie et le règlement européen n°1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (« REMIT »). L'année 2023 a été marquée par la réforme du règlement REMIT entrée en vigueur en mai 2024. Bien que plusieurs textes d'application soient encore en cours d'élaboration, les principaux contours de cette réforme sont désormais établis.

Cette réforme de grande envergure concerne quasiment toutes les dispositions existantes du règlement REMIT et en introduit de nouvelles, notamment en élargissant son champ d'application à de nouveaux marchés, produits, acteurs et pratiques de négoce. Ces évolutions concernent directement les missions de surveillance de la CRE. En particulier, les pouvoirs de sanction de la CRE sont renforcés avec l'extension du règlement REMIT aux pratiques d'abus de marché impliquant des instruments financiers portant sur l'électricité et le gaz.

L'évolution des marchés et du cadre juridique en 2023 s'inscrit dans le contexte de la crise énergétique exceptionnelle de 2022, qui a laissé des traces durables malgré une résolution progressive observée en 2023. L'année 2022 avait en effet été marquée par deux phénomènes historiques :

- l'arrêt presque complet des livraisons de gaz russe par gazoduc réduisant significativement l'approvisionnement en gaz de l'Europe,
- la réduction historique de la production nucléaire française due à la corrosion sous contraintes affectant une partie du parc nucléaire.

Ces deux chocs ont conduit à des prix de gros du gaz et de l'électricité très élevés, difficiles à supporter pour les acteurs économiques, qui ont conduit les Etats, en France et en Europe, à intervenir.

Les marchés de gros ont joué un rôle crucial pour le dénouement de la crise, en envoyant des signaux conduisant à des modifications substantielles et rapides de l'offre et de la demande de gaz naturel, et en reflétant les grandes tensions et incertitudes sur le marché de l'électricité. Les marchés ont contribué :

- dans le secteur du gaz, à la réorganisation substantielle et rapide des flux d'offre (substitution des approvisionnements par gazoducs par des livraisons de GNL), tandis que la demande se réduisait sous l'effet de la hausse des prix et des efforts de sobriété ;
- dans le secteur de l'électricité, par des différentiels élevés de prix l'électricité entre la France et ses voisins, des imports des quantités d'énergie manquantes, tandis que la demande, à l'instar de ce qui était observé pour le gaz, se réduisait sous l'effet de la hausse des prix et des efforts de sobriété.

La résolution des crises d'approvisionnement a entraîné une forte baisse des prix de gros du gaz et de l'électricité, notamment au deuxième semestre 2023. Les prix se sont stabilisés au premier semestre 2024, bien que la volatilité des prix reste plus élevée qu'avant la crise. Les prix de gros sont revenus à des niveaux cohérents avec les coûts de production qui ont augmenté par ailleurs.

La fin du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) fin 2025 va renforcer l'importance des marchés de gros de l'électricité en France, notamment des marchés à terme, qui deviendront la principale référence de coût d'approvisionnement pour les fournisseurs. Ce mouvement

a déjà commencé, avec des échanges fortement accrus pour des livraisons en 2026 et 2027. Cette évolution représente une opportunité pour le développement de marchés de plus long terme, avec des prix moins volatils et de nature à donner des signaux favorisant les investissements et plus de stabilité.

C'est dans ce cadre d'un rôle du marché de gros à la fois accru et d'un fonctionnement toujours plus sophistiqué au bénéfice d'une meilleure formation des prix que la surveillance de la CRE est essentielle à la confiance que tous les acteurs, des producteurs aux consommateurs, peuvent y placer. Cette surveillance de la CRE, complémentaire à ses actions sur le marché de détail, nécessite une connaissance approfondie des particularités des marchés de l'énergie, des compétences juridiques et financières fortes, et enfin des capacités de traitement des données toujours croissantes pour surveiller, détecter, enquêter et prouver les manquements, le cas échéant. La CRE s'organise afin d'accompagner cette croissance du marché de gros, d'assurer sa transparence et d'accroître la confiance du public et des acteurs dans son bon fonctionnement.

La CRE est consciente de l'enjeu d'apporter au marché la preuve de son action efficace et impartiale en matière de surveillance des marchés, pour maintenir cette confiance, ainsi que de l'enjeu de contribuer à une meilleure compréhension du fonctionnement des marchés de gros. Le présent rapport, en présentant de façon transparente de nombreuses données et analyses, entend y contribuer.

L'année 2023 a été marquée par la sortie progressive de la crise historique de 2022.

La crise d'approvisionnement en Europe a atteint son paroxysme à l'été 2022, où les prix du gaz européens ont atteint des niveaux historiques, et ont dépassé le seuil des 300 €/MWh. Dans le même temps, et sous le double coup de l'envolée des prix du gaz et de la contraction de la production nucléaire, les prix de l'électricité en France pour livraison en janvier et février 2023 (produits mensuels) ont atteint jusqu'à 2000 €/MWh. La fin de l'année 2022 et l'année 2023 ont été marquées par la résolution progressive de la double crise affectant d'une part l'approvisionnement en gaz de l'Europe et d'autre part le parc nucléaire français.

Concernant le gaz, l'arrêt progressif puis presque total des approvisionnements en gaz russe par gazoduc, conséquence de l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022, a profondément modifié le schéma d'approvisionnement en gaz de l'Europe, qui s'est rapidement adapté pour accueillir des quantités très importantes de GNL. Ainsi, a-t-on assisté à une inversion des flux de gaz, depuis l'Ouest vers l'Est et du Sud vers le Nord de la région, contrairement à la période antérieure.

Du côté d'EDF, les corrosions sous contrainte détectées à la toute fin de 2021 ont non seulement réduit la production tout au long de l'année 2022 du fait de l'arrêt de plusieurs réacteurs, mais également continué de générer de grandes incertitudes sur la disponibilité à moyen terme du parc. Le retour en service rapide du parc dès décembre 2022 a permis de détendre l'équilibre offre-demande et la perception par les acteurs des risques de rupture d'approvisionnement.

Les marchés de gros du gaz et de l'électricité ont joué leur rôle en 2023, renvoyant des signaux de prix favorisant d'une part le développement de l'offre, notamment de GNL, et, d'autre part, la modération de la demande.

En gaz comme en électricité, les prix élevés et les efforts de sobriété énergétique ont conduit à une baisse importante de la demande, conjoncturellement aidée par des températures douces en hiver, réduisant les besoins de chauffage. Cette baisse de la consommation semble persister et pourrait refléter des évolutions durables des comportements de consommation.

La CRE a poursuivi sa surveillance renforcée des marchés de gros, en lien avec l'ACER et les autres régulateurs européens.

La crise de 2022-2023 a renforcé l'importance de la surveillance des marchés de gros par la CRE. En 2023, le périmètre surveillé par la CRE dans le cadre du REMIT a représenté 11,5 millions de transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, pour plus de 2 700 TWh échangés et 211 Mds€ en valeur. Le nombre de transactions est en forte hausse (plus du double du nombre de transactions en 2023 par rapport à 2022), ce qui représente un défi important pour la surveillance efficace de ces marchés.

A la fin de l'année 2023, quatre enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et deux procédures de sanction étaient en cours d'instruction par le CoRDIS. Au premier semestre 2024, la Présidente de la CRE a également décidé d'ouvrir une enquête.

Pour identifier les possibles cas de manquements au règlement REMIT, la CRE s'appuie sur des outils automatisés de détection, mais aussi sur les notifications de suspicions reçues de différentes sources, et notamment des personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur. Les PPAT ont, en application de l'article 15 du REMIT, l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du REMIT. La CRE entretient avec les PPAT une collaboration active et reste attentive au bon exercice de leur mission de surveillance.

En 2023, la CRE a renforcé ses outils internes de génération d'alertes automatiques, analysées à proximité du temps réel. Ces alertes ont donné lieu à des demandes d'information auprès des acteurs concernés, à des analyses plus approfondies pouvant mener, le cas échéant, à l'ouverture d'enquêtes formelles.

Par ailleurs, la CRE poursuit ses efforts d'explicitation des obligations découlant du règlement REMIT afin de faciliter leur application par les acteurs de marché. Ainsi, dans le contexte du développement de nouveaux moyens de production d'électricité de taille importante en France et de nouveaux moyens de stockage d'électricité, la CRE, par une délibération du 21 juin 2023, a rappelé les règles relatives à la publication des informations privilégiées relatives aux mises en service de moyens de production ou de stockage d'électricité.

Au niveau européen, l'année 2023 a été particulièrement marquée par la préparation de la réforme du marché européen de l'électricité et de la révision du règlement REMIT. Les travaux menés au cours de l'année 2023 et au début 2024 ont fortement mobilisé toutes les parties prenantes des marchés de gros et en particulier, l'ACER, le CEER et les régulateurs nationaux de l'énergie, dont la CRE. La CRE a activement participé à la réforme du marché et à la révision du règlement REMIT, en apportant son expertise et sa contribution.

La réforme a abouti à réviser en 2024 plusieurs actes législatifs de l'Union européenne notamment le règlement sur l'électricité, la directive sur l'électricité et le règlement REMIT, qui est entré en vigueur le 7 mai 2024. La révision du règlement REMIT a notamment conduit à élargir l'application de ses articles 3 et 5 (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché) aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers, tout en conservant et renforçant les modalités de coopération entre les différentes autorités concernées. Cette modification était attendue depuis longtemps par la CRE, car les produits financiers et physiques participent conjointement à la formation des prix du gros et doivent donc avoir un même cadre de surveillance.

Enfin, la CRE s'implique activement dans les travaux de l'ACER sur l'amélioration de la qualité des données transactionnelles et fondamentales déclarées par les acteurs de marché en application de l'article 8 du règlement REMIT. Le traitement des données de marché, dont le volume est en forte augmentation, constitue en effet un enjeu fort de la surveillance des marchés, notamment du fait du développement du *trading* algorithmique.

Le marché européen du gaz a été profondément transformé par la crise. Il s'est montré résilient et a trouvé un nouvel équilibre dès 2023, même si les prix restent plus élevés qu'avant la crise.

Avec l'arrêt progressif puis presque total des approvisionnements en gaz russe par gazoducs, le marché européen du gaz a été profondément transformé. Le remplacement d'approvisionnements terrestres venant de l'est de l'Europe par le GNL arrivant majoritairement au sud et à l'ouest de l'Europe a entraîné une reconfiguration inédite des flux. Cela a généré des congestions sur le réseau européen, se traduisant en 2022 par des écarts de prix élevés entre les marchés nationaux, qui étaient jusqu'à présent très corrélés.

L'année 2023 a été marquée par un retour à une certaine stabilité, avec une baisse des prix généralisée et une baisse des écarts de prix entre les hubs, permise notamment par le développement des capacités d'importation de GNL en Europe et par une baisse importante de la consommation pour la deuxième

année consécutive, portant la baisse totale de la consommation européenne à environ -12 % entre 2021 et 2023. Ainsi, le prix du produit PEG M+1 a débuté 2023 à 71 €/MWh et a fini l'année à 32 €/MWh. Néanmoins les prix sont toujours élevés dans une perspective historique : entre 2013 et 2020, le prix du PEG M+1 s'est établi en moyenne à 19,7 €/MWh. L'écart de prix entre le PEG et le TTF néerlandais sur le produit M+1 s'est fortement resserré avec 1,4 €/MWh en moyenne sur 2023 (contre 20,4 €/MWh en moyenne sur 2022 et 0,3 €/MWh en 2021).

Dans ce nouvel équilibre, la France a été en 2023, comme en 2022, le premier importateur de GNL en Europe. Avec la mise en service de l'unité de regazéification flottante au Havre, la France compte désormais 5 terminaux méthaniers pour une capacité d'accueil d'environ 450 TWh/an. Pour la première fois, en 2023, les imports de GNL ont dépassé les imports par gazoduc sur la zone de marché française TRF.

Il est également à noter que la production de biométhane en injection sur le réseau a augmenté de 28 % en 2023, pour s'établir à 8,9 TWh, soit 2,3 % de la consommation française.

Le faible niveau de remplissage des stockages européens au début de l'hiver 2021-2022, notamment du fait du non-remplissage des stockages détenus par Gazprom en Europe, avait contribué à tendre fortement le marché européen. En réponse à cette situation, l'Union européenne a adopté le 27 juin 2022 un règlement exigeant un niveau de remplissage minimum de 90 % au 1^{er} novembre pour chaque pays membre, qui a permis un bon remplissage des stockages pour l'hiver 2022-2023. En France, les stockages ont été remplis à plus de 99% au 1^{er} novembre en 2022 et 2023. Le remplissage des stockages français au 1^{er} avril 2023 (fin de l'hiver gazier) a atteint 28 %, soit un niveau déjà élevé, et le niveau record de 39% au 1^{er} avril 2024. Ces niveaux s'expliquent principalement par les températures clémentes durant l'hiver, la faible demande et le niveau élevé des stocks français en début d'hiver.

Sur l'hiver 2022-2023, la nouvelle configuration des flux européens a généré des congestions au sein du réseau de transport de gaz français dans le sens sud-nord, avec un déficit au nord du territoire et un surplus au sud. Les gestionnaires de réseau français ont fait appel aux mécanismes de spread localisé et de restrictions mutualisées et la CRE a été amenée à prendre une délibération en urgence en décembre 2022 pour répondre à cette situation inédite. La situation s'est reproduite dans une moindre proportion sur l'hiver 2023-2024. Au total, le mécanisme aura engendré des coûts pour les GRT estimés à 54,6 M€ sur l'hiver 2022-2023, et à 9,6 M€ sur l'hiver 2023-2024. Ces montants restent faibles par rapport aux gains engendrés par la zone de marché unique en France qui se sont chiffrés en milliards d'euros pendant la crise. Toutefois, la CRE surveille les nominations des acteurs en lien avec le mécanisme de spread localisé sur le réseau de transport de gaz et a interrogé dans ce cadre plusieurs acteurs ; des analyses approfondies sont en cours qui pourraient le cas échéant déboucher sur l'ouverture d'enquêtes formelles.

Enfin, les volumes échangés sur le marché de gros français du gaz sont encore en hausse en 2023 par rapport à 2022 (+33 %), après la forte hausse de 2022 par rapport à 2021 (+59 %), notamment du fait de la montée en puissance du GNL dans les approvisionnements français. On note une forte hausse du recours aux services de compensation centralisée des bourses (*clearing*) : la part des transactions de gré à gré couvertes par ces services est passée de 3 % en 2021 à 40 % en 2023, les transactions de gré-à-gré représentant elles-mêmes environ 67 % du volume total de transactions. La hausse des prix en 2022 a renforcé la perception par le marché du risque de contrepartie.

Avec la résolution progressive de la crise du parc nucléaire d'EDF, le marché français de l'électricité a retrouvé sa position d'exportateur net en 2023 en Europe. Les prix de gros ont baissé mais restent plus élevés qu'avant la crise.

La résolution progressive de la crise de la corrosion sous contrainte ayant affecté le parc nucléaire français a permis une augmentation significative de la production française entre 2022 et 2023. La production nucléaire a ainsi augmenté de 279 TWh en 2022 à 320 TWh en 2023. La production totale d'électricité en France, à 495 TWh en 2023, reste cependant significativement plus faible que la moyenne des années 2016-2019, qui était de 536 TWh.

Par ailleurs, la consommation corrigée des variations saisonnières s'est établie à 446 TWh en 2023, soit une diminution de 3,2 % par rapport à 2022 (460 TWh) et un recul de 6,8 % par rapport au niveau

d'avant crise de 2021 (moyenne 2014-2019 à 481 TWh), ce qui pourrait refléter une adaptation durable aux prix plus élevés et une persistance des efforts de sobriété énergétique.

L'amélioration de l'équilibre offre-demande a occasionné une forte baisse des prix de gros de l'électricité. En 2023, les prix journaliers de l'électricité en France ont fortement diminué, atteignant 96,9 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 65 % par rapport à 2022 (275,8 €/MWh), et de 11 % par rapport à 2021 (109,2 €/MWh). Cette baisse est particulièrement marquée en France par rapport aux autres pays européens, ce qui dans un premier temps a réduit les écarts de prix avec les pays frontaliers, puis à partir de mai 2023, a rendu les prix français moins chers en moyenne mensuelle sur presque toutes les frontières et tous les mois. Les prix journaliers sont restés cependant bien supérieurs aux niveaux d'avant la crise (en moyenne 43,2 €/MWh entre 2012 et 2019).

La forte détente de l'équilibre offre-demande en France, plus marquée que chez ses voisins européens, a conduit les exportations françaises à augmenter, pour atteindre un solde exportateur de 51 TWh, cohérent avec l'historique de 2011 à 2021, par contraste avec le solde importateur de 16 TWh en 2022, année pendant laquelle les importations ont été indispensables pour satisfaire la demande en France du fait de la baisse de la production nucléaire.

Sur les marchés à terme, les prix sont restés élevés et volatils au premier semestre, le prix pour livraison en base pour l'année 2024 évoluant entre 150 et 240 €/MWh environ, avant de baisser fortement tout le long du deuxième semestre, atteignant un minimum à 86 €/MWh le 19 décembre 2023. L'écart avec les prix allemands a suivi la même tendance, passant de 30 €/MWh fin juin à moins de 5 €/MWh début septembre. Néanmoins, ces prix restent élevés par rapport à leurs niveaux d'avant crise : la moyenne des prix à terme pour livraison l'année Y+1 en base s'élevait à 43 €/MWh entre 2012 et 2019. Les niveaux de prix à terme atteints aujourd'hui sont cohérents avec la hausse générale des coûts de production, qu'il s'agisse du nucléaire (coût évalué par la CRE à environ 60 €/MWh₂₀₂₂ à partir de 2026, à comparer aux 42 €/MWh de l'ARENH), des énergies renouvelables (hausse de 55-60 €/MWh à 80-85 €/MWh du photovoltaïque au sol et de 60-65 €/MWh à 85-90 €/MWh de l'éolien terrestre¹, du fait notamment de la hausse des taux d'intérêt) ou des centrales au gaz du fait du prix du gaz plus élevé qu'avant la crise.

À partir du 11 décembre, le prix français pour l'année à venir est devenu inférieur au prix allemand jusqu'à la fin de l'année, reflétant l'amélioration des fondamentaux, surtout des perspectives pour la production nucléaire, ainsi que la disparition du risque spécifique à la France. Depuis cette date et jusqu'à la date de publication du présent rapport, les prix à terme français pour les 4 prochaines années sont restés nettement inférieurs aux prix allemands et plus généralement aux prix des autres pays européens (à l'exception de la péninsule ibérique et de la Scandinavie).

Les volumes échangés sur le marché de gros en 2023 sont en hausse par rapport à 2022, sans retrouver les niveaux atteints avant la crise. Cela est dû à l'amélioration des conditions de marché par rapport à 2022, et à l'arrivée de nouveaux acteurs, notamment sur les marchés de court terme. Sur les marchés à terme, l'utilisation des contrats à livraison physique est en forte baisse (-54 % entre 2022 et 2023), au profit des instruments à livraison financière. Cette évolution poursuit et renforce la tendance des dernières années, et reflète une prise en compte plus importante du risque de contrepartie depuis la crise.

Sur les échéances plus lointaines, l'activité est restée encore relativement limitée en 2023. EDF a lancé, en septembre 2023, des appels d'offres journaliers 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 appels d'offres, leur attractivité pour les fournisseurs alternatifs et les modalités d'accès font l'objet d'une attention particulière de la CRE. On observe, au premier semestre 2024 une forte progression de la liquidité sur les échéances jusqu'à Y+3, particulièrement pour les années de livraison 2026 et 2027, du fait de la fin de l'ARENH. On observe également un premier développement, qui reste limité, des échanges sur le marché de gros pour l'année 2028. En revanche la liquidité est inexistante pour l'année 2029.

¹ Pour plus d'information consulter les rapports de synthèse des instructions de la CRE relatives aux appels d'offres portant sur des installations éoliennes à terre et photovoltaïques au sol.

Les mécanismes d'équilibrage ont poursuivi en 2023 leur évolution vers des mécanismes de marché, avec le démarrage en novembre 2023 de l'activation selon un ordre de préséance économique sur le marché en énergie de la réserve secondaire, et le démarrage en juin 2024 du marché de la réserve secondaire en capacité. Les marchés de l'équilibrage poursuivent également leur intégration au niveau européen, avec en particulier la connexion de RTE à la plateforme européenne d'activation de réserve secondaire prévue pour 2025. Les marchés de l'équilibrage sont des marchés de gros de l'énergie au titre du règlement REMIT et entrent donc dans le périmètre de la mission de surveillance de la CRE.

Les prix résultant des enchères du mécanisme de capacité menées en 2023 pour l'année de livraison 2024 ont atteint en moyenne 27,1 k€/MW sur l'année 2023, contre 45,6 k€/MW pour l'année de livraison 2023 en 2022. Cette baisse des prix reflète une nette amélioration des marges physiques sur le système électrique. Le prix de la dernière enchère pour l'année de livraison 2024, à 6,2 k€/MW, est particulièrement faible, ce qui s'explique côté demande par les efforts de sobriété des consommateurs qui perdurent et, côté offre, par davantage d'exploitants ayant proposé des garanties de capacité.

CONTENU

| | |
|--|-----------|
| Synthèse | 3 |
| SECTION 1 : SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE | 16 |
| 1. La surveillance des marchés de gros par le CRE dans le cadre du règlement REMIT en 2023 | 17 |
| 1.1. Vue d'ensemble des sources de détection des comportements potentiellement suspects..... | 17 |
| 1.2. Surveillance des pratiques liées à la gestion de l'information privilégiée..... | 19 |
| 1.3. Accompagnement des acteurs organisant des transactions (bourses, courtiers, etc.) dans leur mission de surveillance..... | 20 |
| 2. Enquêtes et sanctions portant sur des manquements au règlement REMIT | 21 |
| 2.1. Enquêtes conduites par la CRE..... | 21 |
| 2.2. Résumé des principales décisions sanctionnant des manquements au règlement REMIT prononcées par la CRE et les régulateurs dans l'Union européenne | 21 |
| 2.3. Accroissement de l'efficacité de la conduite des enquêtes et introduction d'une procédure de composition administrative | 22 |
| 3. La surveillance des marchés de gros au niveau européen | 23 |
| 3.1. L'ACER, le CEER et les régulateurs de l'énergie nationaux ont contribué activement aux travaux préparatoires à la réforme du marché européen de l'électricité et à la révision du règlement REMIT | 23 |
| 3.2. Activités menées ou coordonnées par l'ACER sur la surveillance des marchés de gros..... | 24 |
| 3.3. Les orientations non contraignantes de l'ACER..... | 25 |
| 3.4. Avancement des échanges de données REMIT avec l'ACER..... | 26 |
| SECTION 2 : CONTEXTE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE EN 2023 | 29 |
| 1. Une année marquée par une détente rapide des prix des commodités | 30 |
| 2. Forte volatilité des prix du CO₂ autour de 85 €/tCO₂ en 2023 | 34 |
| 3. 2023, seconde année la plus chaude derrière 2022 | 36 |

| | |
|--|-----------|
| SECTION 3 : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ | 37 |
| 1. Evolution de l'offre et la demande de gaz en France en 2023 ... | 38 |
| 1.1. Équilibre du système gazier français..... | 38 |
| 1.2. La consommation française en forte baisse pour la seconde année consécutive | 39 |
| 1.3. Les nouveaux schémas d'approvisionnement apparus en 2022 se sont prolongés en 2023, avec une baisse des arrivées liée à la diminution de la demande et aux niveaux élevés des stockages | 42 |
| 1.4. L'approvisionnement en GNL est en baisse par rapport à 2022, mais le GNL est la première source d'approvisionnement en France | 43 |
| 1.5. Des stocks pleins au début de l'hiver et des soutirages des stockages limités en raison des températures douces..... | 47 |
| 1.6. Le mécanisme du spread localisé a été régulièrement déclenché durant l'hiver, mais son coût est en baisse..... | 48 |
| 2. 2023, une diminution des prix et plus de stabilité | 49 |
| 2.1. La baisse de la consommation européenne et l'offre abondante de GNL ont permis une baisse globale des prix et de la volatilité, sans toutefois retrouver les niveaux pré-crise | 49 |
| 2.2. Les prix de court terme en forte baisse par rapport à 2022 mais très sensibles aux contraintes sur l'approvisionnement..... | 50 |
| 2.3. Baisse des prix à terme avec l'apaisement des craintes sur l'approvisionnement..... | 53 |
| 2.4. Les écarts de prix entre l'hiver et l'été ont été particulièrement favorables en 2023 et ont abouti à des résultats d'enchères exceptionnels pour les capacités de stockage en France..... | 56 |
| 3. Les volumes d'échange au PEG augmentent avec un fort développement du recours aux services de compensation centralisée des bourses pour les transactions de gré à gré..... | 57 |
| 4. Bilan du fonctionnement des marchés de gros du gaz naturel en France en 2023 | 59 |
| SECTION 4 : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ..... | 60 |
| 1. Evolution de l'offre et de la demande en France en 2023 | 61 |
| 1.1. Equilibre du système électrique français : la France retrouve sa place d'exportateur net d'électricité | 61 |
| 1.2. Une consommation en baisse suivant la tendance de 2022..... | 63 |

| | |
|--|------------|
| 1.3. Une production en hausse grâce à la reprise de la production nucléaire et dans une moindre mesure hydroélectrique | 64 |
| 1.3.1. Redressement de la production nucléaire portée par une amélioration progressive de la disponibilité | 65 |
| 1.3.2. Production hydroélectrique : une croissance significative au cours des derniers mois de l'année grâce à la reprise des précipitations et à l'utilisation prudente des stocks..... | 67 |
| 1.3.3. Eolien et solaire : le rythme actuel de croissance des capacités est en ligne avec les objectifs de la PPE pour 2028..... | 69 |
| 1.3.4. Forte baisse de la production d'électricité à partir des sources fossiles | 72 |
| 1.4. Marginalité des différentes filières de production en 2023 : le prix de l'électricité française a été moins dépendant des marchés frontaliers qu'en 2022 | 72 |
| 2. Les prix de gros de l'électricité..... | 76 |
| 2.1. Les prix du marché journalier sont en nette baisse mais restent supérieurs à leurs niveaux d'avant la crise..... | 76 |
| 2.2. Ecart entre les prix <i>spot</i> et les coûts marginaux d'EDF..... | 83 |
| 2.3. Niveau de convergence des prix <i>spot</i> français par rapport aux pays voisins | 84 |
| 2.4. Résorption de la prime de risque des prix à terme français à partir second semestre 2023 | 87 |
| 3. Les volumes échangés, mais surtout le nombre de transactions et d'ordres, s'accroissent avec l'arrivée de nouveaux acteurs..... | 92 |
| 4. Les marchés de l'équilibrage : services système, ajustement et réserves | 102 |
| 4.1. Rappel des principes généraux de fonctionnement des marchés de l'équilibrage et des évolutions à venir..... | 102 |
| 4.1.1. La réserve primaire..... | 102 |
| 4.1.2. La réserve secondaire | 102 |
| 4.1.3. La réserve tertiaire | 103 |
| 4.1.4. Le dispositif de responsable d'équilibre | 104 |
| 4.2. Bilan des marchés de l'équilibrage en 2023..... | 105 |
| 4.2.1. Vue d'ensemble..... | 105 |
| 4.2.2. La coopération « FCR » pour la réserve primaire | 106 |
| 4.2.3. La réserve secondaire | 107 |
| 4.2.4. Le mécanisme d'ajustement | 107 |
| 4.2.5. La plateforme TERRE | 109 |
| 4.3. La surveillance des marchés de l'équilibrage par la CRE..... | 110 |

| | |
|--|------------|
| 5. Le marché de garanties de capacité..... | 111 |
| 5.1. Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français.... | 111 |
| 5.2. Le prix de la capacité pour l'année de livraison 2024 a reflété une amélioration significative des marges pour le système électrique..... | 112 |
| 6. Bilan du fonctionnement des marchés de gros de l'électricité en France en 2023..... | 115 |
| Chiffres clés | 117 |
| 1. Marchés du gaz..... | 117 |
| 2. Marchés de l'électricité..... | 119 |

**Le présent rapport porte sur les données de l'année calendaire 2023.
Le cas échéant, les faits marquants de l'activité de surveillance pendant les premiers mois de
l'année 2024 sont également mentionnés. Sauf mention spécifique, le présent rapport ne tient pas
compte des modifications introduites au règlement REMIT par le règlement européen n°2024/1106
du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024.**

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).

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, 8, 9 et 15 du règlement 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 des transactions à titre professionnel (PPAT)², de leurs obligations de détection et de déclaration de suspicions d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché au titre de l'article 15 du règlement REMIT.

Enfin, l'application de certains articles du règlement REMIT a été étendue au marché de garanties de capacité français. En application de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE garantit le respect de l'interdiction des opérations d'initiés (article 3), de l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4) et de l'interdiction des manipulations de marché (article 5) dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacité.

Le règlement REMIT est mis en œuvre au niveau européen dans le cadre des dispositions de l'article 16 du règlement REMIT qui prévoit en particulier la coopération entre l'ACER, l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF), les régulateurs de l'énergie des Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de concurrence.

² En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT, principalement les bourses, les courtiers et certains gestionnaires du réseau.

ACTIVITE DE LA CRE EN 2023 DANS LE CADRE DE SA MISSION DE SURVEILLANCE



11,5 millions de transactions surveillées

2732 TWh échangés

Plus de 211 Mds € échangés en valeur



1 891 acteurs enregistrés auprès de la CRE

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



4 enquêtes en cours

2 procédures de sanction en cours d'instruction par le CoRDIS

Marché de gros en France en 2023

Prix de l'électricité



96,9 €/MWh en moyenne des prix *day-ahead*, soit **-65 %** par rapport à 2022

162,1 €/MWh en moyenne des prix à terme calendaires pour la première année (CAL+1), soit **-56 %** par rapport à 2022

Prix du gaz naturel



38,9 €/MWh en moyenne des prix *day-ahead*, soit **-60 %** par rapport à 2022

50,5 €/MWh en moyenne des prix à terme calendaires pour la première année (CAL+1), soit **-53 %** par rapport à 2022

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

1. La surveillance des marchés de gros par le CRE dans le cadre du règlement REMIT en 2023

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

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

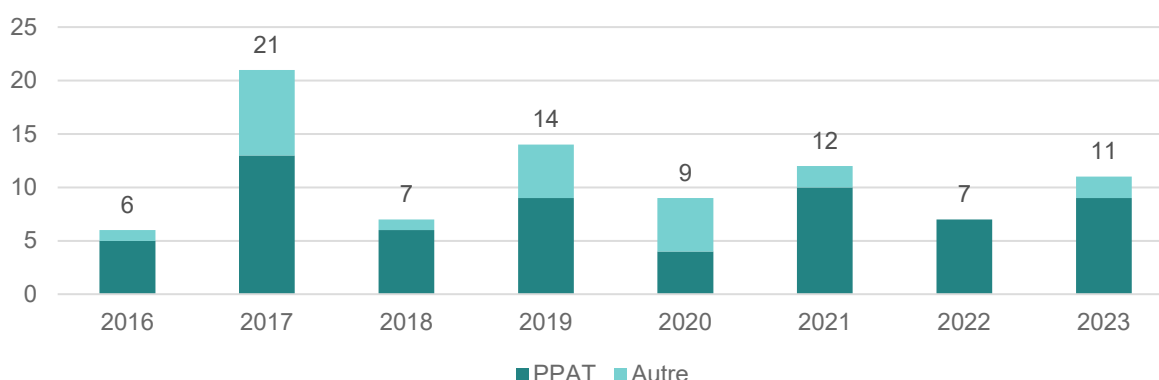
La détection interne repose sur le suivi de la conjoncture des marchés et des fondamentaux, mais surtout sur des outils automatisés visant à surveiller des segments de marchés pour détecter des scénarios et des comportements spécifiques des acteurs du marché. Les outils de la CRE visent en premier lieu à détecter et à analyser les pratiques d'opération d'initié et de manipulation de marché interdites par le règlement REMIT. La CRE veille également à l'efficacité des publications des informations privilégiées et dispose également d'outils d'analyse et de détection en la matière.

La CRE a mis en place en 2023 un processus interne de génération d'alertes automatiques, analysées proche du temps réel, qui peuvent donner lieu à des demandes d'information auprès des acteurs concernés, à des analyses plus approfondies ou, le cas échéant, à des enquêtes.

La détection externe repose sur les déclarations de suspicion reçues par différentes sources, dont en premier lieu les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur pour la CRE. En application de l'article 15 du règlement REMIT, les PPAT ont l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du règlement REMIT. Les manquements à cette obligation peuvent être sanctionnés par le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

La Figure 1 présente le nombre de signalements de suspicions de manquement au règlement REMIT notifiés à la CRE par les PPAT, par d'autres régulateurs ou par des acteurs de marché ces dernières années.

Figure 1 : Signalements externes par source de la détection



Les signalements externes peuvent concerner des cas similaires sur différentes périodes, et peuvent être analysés conjointement. Ils peuvent par ailleurs traiter de cas plus ou moins complexes. Ainsi, la seule évolution du nombre de signalements ne reflète donc pas directement l'activité d'analyse sous-jacente.

Les signalements reçus en 2023 sont en hausse par rapport à 2022, malgré une année marquée par moins de volatilité et d'événements exceptionnels que l'année 2022. Cela peut s'expliquer par la nature des signalements reçus en 2022 et 2023, qui portent pour la plupart sur des cas spécifiques peu affectés par le niveau général des prix ou de la volatilité.

Le faible nombre de signalements externes, dans l'absolu, peut refléter un bon fonctionnement des marchés exempt de suspicion d'abus mais aussi un éventuel déficit de détection de la part des PPAT. A cet égard, la CRE maintient des échanges très réguliers avec des PPAT, les rappelant à leur devoir de surveillance, et leur apportant un regard critique sur les mesures qu'ils mettent en place. La CRE considère indispensables les activités de surveillance menées par les PPAT et reste attentive à un bon exercice de leur mission de surveillance.

L'ACER transmet également des cas de suspicion qu'elle détecte en les accompagnant par ses analyses préliminaires, ainsi que les alertes issues de ses systèmes automatiques de détection, sans analyse qualitative associée. Sur ce dernier point, elle transmet aux régulateurs nationaux depuis fin 2017 les alertes pointant des transactions qu'elle juge suspectes, au regard de scénarios spécifiques. 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 avait mis en place fin 2022 de nouvelles alertes, notamment concernant la détection de potentielles opérations d'initiés sur la base des indisponibilités de moyens de production publiées par les producteurs d'électricité. A ce titre, des échanges techniques ont eu lieu en 2023 entre les services de la CRE et de l'ACER pour améliorer ces outils de détection.

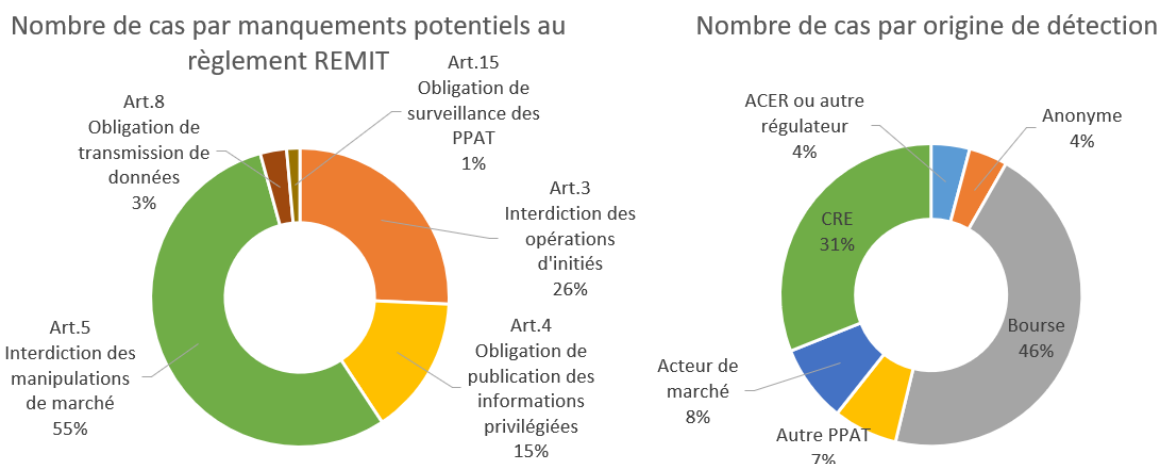
De même, les autres autorités de régulation, que ce soit en France ou à l'étranger, transmettent à la CRE les informations relatives à des comportements potentiellement suspects.

La CRE reçoit également des informations relatives à des comportements suspects de la part des acteurs du marché. La CRE encourage cette vigilance et rappelle que toute personne ayant des suspicions de manquement au règlement REMIT peut les signaler, de façon anonyme ou non, à l'adresse surveillance@cre.fr ou sur la plateforme européenne de notification prévue à cet effet³.

Les comportements suspects détectés, en interne par la CRE ou par un signalement externe, donnent d'abord lieu à une vérification du caractère raisonnable de la suspicion. A date, une quarantaine de cas sont ouverts par la CRE et en phase d'analyse. Deux enquêtes ont été ouvertes par la CRE en 2023 et une au premier semestre 2024, et trois analyses ont été clôturées sans donner lieu à l'ouverture d'une enquête. Le CoRDIS, qui peut notamment être saisi par la Présidente de la CRE à la suite de telles enquêtes, peut sanctionner les manquements au règlement REMIT en application de l'article L134-25 du code de l'énergie.

La Figure 2 présente un bilan de l'ensemble des cas ayant fait l'objet d'analyses et fait apparaître que les soupçons de manquement au règlement REMIT concernent le plus souvent les articles 3 et 5 du règlement (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché), respectivement dans 26 % et 55 % des cas, et sont le plus souvent ouverts à la suite d'un signalement d'une bourse.

Figure 2 : Cas d'analyse ouverts par type de manquement et source de détection



³ <https://www.acer-remit.eu/np/home>

1.2. Surveillance des pratiques liées à la gestion de l'information privilégiée

Le bon fonctionnement des marchés de gros de l'électricité nécessite que les informations concernant l'état du système électrique soient rendues publiques par les différents acteurs du marché. Dans le cas contraire, des asymétries d'information entre les acteurs du marché pourraient créer des avantages injustifiés et, en conséquence, nuire à la bonne formation du prix et à la confiance générale dans le marché de gros de l'énergie.

Dans ce cadre, les indisponibilités des installations de production d'électricité, qu'elles soient fortuites ou planifiées, constituent des informations qui doivent être publiées en application de deux règlements européens :

- le règlement (UE) No 543/2013, dit règlement Transparence, qui prévoit la publication systématique des indisponibilités fortuites et programmées, d'un certain niveau de puissance fixé à 100 MW pour le seuil le plus bas ;
- le règlement (UE) No 1227/2011, dit règlement REMIT, qui impose aux acteurs du marché, en application de son article 4(1), la publication des informations privilégiées. Les informations concernant la disponibilité des installations de production constituent des « informations » au sens de l'article 2(1)(b) du règlement REMIT.

En application de l'article 2(1) du règlement REMIT, l'information est considérée comme privilégiée lorsque quatre critères cumulatifs sont remplis : l'information doit (1) être une information de nature précise, (2) ne pas avoir été rendue publique, (3) concerner, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et (4) si elle était rendue publique, être capable d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros.

Contrairement au règlement Transparence, le règlement REMIT ne prévoit pas de critères quantitatifs pour la publication des informations privilégiées.

L'évaluation par chaque acteur du marché du caractère privilégié d'une information relative à l'indisponibilité d'un moyen de production d'électricité doit s'appuyer sur les quatre critères cumulatifs susmentionnés, examinés sur la base d'une analyse au cas par cas, ce qui peut se révéler complexe.

La CRE a communiqué à plusieurs reprises des orientations aux acteurs de marché à ce sujet. Ainsi, dans sa délibération du 21 juin 2023 portant communication sur la publication des informations privilégiées relatives aux mises en service de moyens de production ou de stockage d'électricité⁴, la CRE a rappelé que les informations portant sur les disponibilités des nouveaux moyens de production ou de stockage d'électricité, quel que soit leur stade de développement, étaient susceptibles de constituer des informations devant être publiées en application des dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT, et que ces informations devaient être mises à jour systématiquement et en temps utile.

Auparavant, la CRE avait également communiqué en avril 2022⁵ que les informations relatives à des erreurs opérationnelles sur les marchés de gros de l'énergie pouvaient être dans certaines circonstances qualifiées d'informations privilégiées. Enfin, elle avait communiqué en septembre 2021⁶ pour indiquer qu'elle considérait que, pour les moyens de production d'électricité en France, les critères quantitatifs de publication d'une indisponibilité définis à l'article 15 du règlement Transparence pouvaient être utilisés, en règle générale, pour déterminer le seuil de volume indisponible en deçà duquel l'indisponibilité ne serait pas susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros.

⁴ Consultez la délibération N°2023-169 du 21 juin 2023 portant communication sur la publication des informations privilégiées relatives aux mises en service de moyens de production ou de stockage d'électricité : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/230621_2023-169_Communication_MES.pdf

⁵ Consultez la délibération N°2022-113 du 14 avril 2022 portant communication sur la publication des informations relatives aux erreurs opérationnelles sur les marchés de gros de l'énergie : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/220414_2022-113_Communication_erreurs_operationnelles.pdf

⁶ Consultez la délibération N°2021-312 portant communication sur la publication des informations privilégiées relatives aux indisponibilités des moyens de production d'électricité en France : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210930_2021-312_Seuil_Publication.pdf

Par ailleurs, la plateforme de publication des informations privilégiées opérée par RTE a été certifiée en 2023 par l'ACER en tant que plateforme IIP⁷. La CRE salue cette certification, et suit attentivement les évolutions de cette plateforme, notamment en termes de performance et de rapidité des publications. La révision du règlement REMIT, entrée en vigueur en 2024, consacre la place des plateformes de publication des informations privilégiées et le rôle de l'ACER dans leur supervision. Ainsi, cette certification constitue un jalon pour l'opération de la plateforme de publication des informations privilégiées de RTE dans ce nouveau cadre.

1.3. Accompagnement des acteurs organisant des transactions (bourses, courtiers, etc.) dans leur mission de surveillance

En application de l'article 15 du règlement REMIT, les personnes arrangeant des transactions à titre professionnel (*Persons Professionally Arranging Transactions* - PPAT) sur des produits énergétiques de gros doivent établir et conserver des dispositions et des procédures efficaces pour déceler les infractions à l'article 3 ou 5 du règlement REMIT et avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre les articles 3 ou 5 du règlement REMIT.

De longue date, la CRE considère indispensables les activités de surveillance opérées par les PPAT et entretient avec eux des échanges très réguliers. Cela permet 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 chacune de ces PPAT sur les segments de marchés qu'elles opèrent. A ce titre, la CRE a maintenu en 2023 ses échanges avec les bourses, courtiers actifs en France et RTE (seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France). Ces échanges permettent notamment de suivre le développement et les évolutions des outils et procédures de surveillance mises en place par les PPAT et de partager les analyses de cas suspects détectés dans leur périmètre.

La CRE rappelle l'importance de la bonne coopération entre les ARN et les PPAT, dans un contexte où un faible nombre de STR sont reportées par certains PPAT. Même si à ce stade, aucun manquement à l'article 15 du règlement REMIT n'a été identifié, la CRE n'hésitera pas, dans le cadre prévu par la loi, à ouvrir des enquêtes à l'encontre des PPAT qui n'exerceraient pas correctement leur mission de surveillance des marchés de gros et, en fonction de leurs conclusions, à saisir le CoRDIS, qui peut prononcer des sanctions.

La révision du règlement REMIT, entrée en vigueur en 2024, revoit et complète le dispositif de surveillance des marchés de gros à exercer par les PPAT et désormais par les PPET (*Persons Professionally Executing Transactions* - PPET). La CRE reste vigilante à la conformité des PPAT et des PPET à leurs obligations dans ce nouveau cadre.

⁷ En anglais *Inside Information Platforme* (IIP). La liste des plateformes IIP peut être consultée sur REMIT portal : <https://remitportal.acer.europa.eu/portal/list-inside-platforms#>

2. Enquêtes et sanctions portant sur des manquements au règlement 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 Commission. Ainsi, en cas de soupçon de manquement aux dispositions du règlement REMIT, la Présidente de la CRE peut nommer un agent enquêteur aux fins de procéder à une enquête.

En application de l'article L.135-12 du code de l'énergie, les manquements aux dispositions du règlement REMIT sont constatés par les agents enquêteurs mentionnés à l'article L. 135-3. Ces manquements font l'objet d'un procès-verbal qui doit être notifié à la (aux) personne(s) concernée(s).

En application de l'article L.134-25, la Présidente de la CRE peut saisir, le cas échéant, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

2.1. Enquêtes conduites par la CRE

Entre 2014 et 2023, la CRE a ouvert dix-sept enquêtes au titre du règlement 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 et deux en 2023.

L'ensemble de ces enquêtes portent sur l'interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché (articles 3 et 5 du règlement REMIT) ainsi que sur l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4 du règlement REMIT).

A fin 2023, parmi ces enquêtes :

- une a été clôturée dans la mesure où 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 CoRDIS 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 dont une en 2023 ;
- sept ont été clôturées par une décision du CoRDIS dont deux en 2023 (Tableau 1) ;
- deux sont en cours d'instruction par le CoRDIS ;
- pour les quatre enquêtes restantes à fin 2023, les analyses de l'agent enquêteur 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 règlement REMIT, a été mis en œuvre.

2.2. Résumé des principales décisions sanctionnant des manquements au règlement REMIT prononcées par la CRE et les régulateurs dans l'Union européenne

L'ACER tient à jour sur son site internet un récapitulatif⁸ des décisions publiques au niveau européen sanctionnant des manquements aux dispositions du règlement REMIT.

Parmi ces décisions, le CoRDIS a prononcé deux décisions de sanction en 2023 pour deux sociétés à la suite de deux enquêtes menées par la CRE. Par sa décision de sanction du 27 juillet 2023, le CoRDIS a sanctionné la société TotalEnergies Electricité Gaz France à hauteur de 80 000 euros pour manquement à l'article 4 du règlement REMIT. Par sa décision du 26 décembre 2023, la société Engie

⁸ Publication ACER Enforcement decisions – Overview of the sanction: <https://www.acer.europa.eu/remit/coordination-on-cases/enforcement-decisions>

SA a été sanctionnée à hauteur de 500 000 euros pour manquement aux articles 3 et 4 du règlement REMIT.

Tableau 1 : Décisions de sanction en 2023 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT

| Date de la décision | Autorité, Etat membre | Acteur de marché | Type de violation du règlement REMIT | Montant de sanction | Statut de la décision |
|---------------------|-----------------------|--|--------------------------------------|-------------------------------|-----------------------|
| 26/12/2023 | CRE (FR) | ENGIE | Articles 3 et 4 | 500 000 € | En appel |
| 27/07/2023 | CRE (FR) | TotalEnergies Electricité et Gaz de France | Article 4 | 80 000 € | Finale |
| 06/07/2023 | ACM (NL) | Eneco Energy Trade | Article 5 | 2 363 471 € | Finale |
| 23/03/2023 | DKER (BG) | Energy Supply Eood | Article 5 | 165 238 BGN (env. 84 486 €) | Appel possible |
| 14/11/2023 | DKER (BG) | Most Energy AD | Article 5 | 2 114 052 BGN (env. 1,08 M€) | En appel |
| 02/06/2023 | MEKH (HU) | Prvo Plinarsko Drustvo d.o.o | Article 5 | 500 000 000 HUF (env. 1,4 M€) | En appel |

2.3. Accroissement de l'efficacité de la conduite des enquêtes et introduction d'une procédure de composition administrative

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)⁹. A cet égard, la CRE collabore depuis longtemps avec l'AMF, sur la base notamment du protocole d'accord signé en 2010 ayant pour objet de permettre aux deux autorités de bénéficier de leurs informations et expertises réciproques et 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'énergie¹⁰.

Le groupe de travail inter-AAI constitue un levier d'innovation et d'échange d'expertise et d'expérience, et permet à la CRE de questionner ses méthodes de surveillance et d'enquête. A titre d'illustration, la CRE a échangé avec les différentes AAI sur la mise en œuvre du pouvoir de mener des auditions lors d'enquêtes.

Par ailleurs, la Présidente et le Collège de la CRE, ainsi que le Président et le Collège du CoRDIS, ont conjointement décidé de proposer une réforme¹¹ 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. Ce projet de réforme nécessite notamment d'introduire et de modifier certaines dispositions législatives et réglementaires du code de l'énergie.

⁹ 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

¹⁰ Antérieurement les articles 28 et 29 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000.

¹¹ 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>¹² Une version consolidée des textes n'est pas disponible pour le moment. Les textes tels qu'adoptés peuvent être consultés en suivant les liens suivants :

3. La surveillance des marchés de gros au niveau européen

3.1. L'ACER, le CEER et les régulateurs de l'énergie nationaux ont contribué activement aux travaux préparatoires à la réforme du marché européen de l'électricité et à la révision du règlement REMIT

L'année 2023 a été particulièrement marquée par la préparation de la réforme du marché européen de l'électricité et de la révision du règlement REMIT. Dans le contexte de la crise énergétique sans précédent traversée par l'Europe, de l'augmentation substantielle des prix de l'énergie et de la volatilité du marché qui avaient commencé en 2021, la Commission européenne et les colégislateurs de l'Union Européenne se sont engagés à effectuer une réforme de la conception du marché de l'électricité de l'Union européenne.

Le règlement REMIT faisait partie de cette réforme, étant identifié comme une composante majeure visant à renforcer la confiance en bon fonctionnement des marchés de gros et de la formation du prix en résultant ainsi que la protection contre les abus de marché.

Les travaux menés au cours de l'année 2023 et début 2024 ont fortement mobilisé toutes les parties prenantes des marchés de gros et en particulier, l'ACER, le CEER et les régulateurs de l'énergie nationaux, dont la CRE. La CRE a activement participé à la réforme du marché et à la révision du règlement REMIT, en apportant son expertise et sa contribution dans un calendrier contraint.

La réforme a abouti à réviser en 2024 plusieurs actes législatifs de l'Union européenne notamment le règlement sur l'électricité, la directive sur l'électricité et le règlement REMIT¹².

Concernant la réforme du fonctionnement du marché européen de l'électricité, la réforme introduit notamment des dispositions visant à favoriser la conclusion de contrats de long terme ou de contrats pour différence pour certains producteurs et consommateurs.

Concernant le règlement REMIT, sa révision constitue la première évolution de ce règlement depuis son entrée en vigueur en 2011.

La portée du règlement REMIT a été élargie pour couvrir des produits et des marchés supplémentaires afin de l'adapter aux évolutions du marché intervenues depuis son entrée en vigueur. A ce titre, notamment, l'application des articles 3 et 5 (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché) du règlement REMIT est élargie aux produits énergétiques de gros qui sont également les instruments financiers¹³ tout en conservant et renforçant les modalités de coopération entre les différentes autorités pouvant être concernées. Cette modification est particulièrement saluée par la CRE, étant donné que les produits financiers et physiques participent à la formation du prix du gros et

¹² Une version consolidée des textes n'est pas disponible pour le moment. Les textes tels qu'adoptés peuvent être consultés en suivant les liens suivants :

- Règlement européen n°2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements européens n°2019/942 et n°2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union : [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=OJ%3AL_202401747#:~:text=R%C3%A8glement%20\(UE\)%202024%2F1747,'int%C3%A9%20pour%20l'EEE](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=OJ%3AL_202401747#:~:text=R%C3%A8glement%20(UE)%202024%2F1747,'int%C3%A9%20pour%20l'EEE)
- Directive européenne n°2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives européens n°2018/2001 et n°2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX:32024L1711>
- Règlement européen n°2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements européens n°1227/2011 et n°2019/942 en ce qui concerne l'amélioration de la protection de l'Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l'énergie : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=OJ%3AL_202401106

¹³ Certains produits énergétiques de gros sont les instruments financiers. De ce fait, l'article 16 du règlement REMIT prévoit la coopération entre l'ACER et l'ESMA, les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres, les autorités financières et les autorités de concurrence. A cet égard, avant la révision du règlement REMIT en 2024 la réglementation financière s'est articulée avec les dispositions d'interdiction d'abus de marché prévues par le règlement REMIT. Cette articulation entre le règlement REMIT et la réglementation financière a été présentée par la CRE dans la Section 1, §1.2 de son Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel portant sur l'année 2017 : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-2017>.

doivent donc avoir un même cadre de surveillance permettant de faire appliquer les obligations et les interdictions.

Des modifications ont été apportées visant l'amélioration de la qualité des données à déclarer au titre du règlement REMIT. La révision du règlement REMIT introduit des mesures spécifiques concernant la surveillance du *trading* algorithmique, de l'utilisation de l'accès électronique direct aux marchés, et de nouvelles obligations de notification. Le règlement REMIT révisé renforce, par ailleurs, le cadre de surveillance et de poursuite pour certaines affaires transfrontalières en accordant à l'ACER de nouveaux pouvoirs d'enquête. Enfin, le régime des sanctions a été harmonisé au niveau européen.

A la suite de la révision du règlement REMIT, ses textes de mise en œuvre et notamment son règlement d'exécution¹⁴ devront être revus également, afin de décliner notamment les nouvelles obligations déclaratives.

3.2. 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 règlement REMIT par les autorités nationales de manière coordonnée et cohérente, notamment au travers d'échanges réguliers de partage d'expérience sur le traitement de cas de surveillance et de scénarios d'abus de marché. Ils participent également à l'élaboration des orientations non contraignantes (« *guidance* ») sur l'application du règlement REMIT publiées par l'ACER.

La CRE attache une grande importance à la progression rigoureuse des travaux REMIT dans le cadre d'une collaboration européenne constructive et assure plusieurs mandats, dont la présidence de la *REMIT Policy Task Force*, depuis fin 2018, et la vice-présidence de l'*ACER REMIT Committee*, depuis début 2021.

Dans le contexte des prix de gros du gaz volatils en 2022 et le recours plus intense au GNL en remplacement du gaz livré par les gazoducs en provenance de la Russie, le règlement européen n°2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz a confié à l'ACER la mission d'estimer à fréquence journalière des prix du GNL, accompagnée par les pouvoirs nécessaires pour collecter les données nécessaires. Ayant vocation de refléter les prix réels du GNL, cette estimation, dont la publication des résultats a été mise en œuvre par l'ACER en 2023¹⁵, vise une plus grande transparence du marché et peut être utilisée par des parties prenantes intéressées.

L'ACER et l'ESMA¹⁶ ont renforcé leur coopération au travers d'une révision de leur accord de coopération en mars 2023. Les deux autorités entretiennent une relation de coopération établie de longue date. Le premier protocole d'accord a été signé en juillet 2013. En octobre 2022, dans le contexte de la crise énergétique, l'ACER et l'ESMA ont intensifié leurs efforts pour renforcer la surveillance des marchés de gros de l'énergie et ont notamment créé une nouvelle « *task-force* »¹⁷.

Le protocole d'accord révisé couvre principalement les aspects suivants :

- approche coordonnée et cohérente du cadre relatif aux abus de marché dans le cadre du règlement REMIT et du règlement sur les abus de marché (« *Market Abuse Regulation* ») ou

¹⁴ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014¹⁵ <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-launches-its-Ing-benchmark>

¹⁵ <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-launches-its-Ing-benchmark>

¹⁶ Autorité Européenne des Marchés Financiers (AEMF), en anglais *European Securities and Markets Authority* (ESMA)

¹⁷ <https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-and-esma-enhance-cooperation-strengthen-oversight-energy-and-energy-derivative-markets>

MAR)¹⁸ afin de renforcer davantage l'intégrité des marchés de l'énergie et des dérivés énergétiques ;

- coopération technique sur les données et les connaissances concernant le fonctionnement des marchés de l'énergie et des dérivés énergétiques ;
- nouveaux domaines de coopération entre l'ACER et l'ESMA dans le cadre du règlement établissant un mécanisme de correction du marché (MCM)¹⁹ entré en vigueur le 15 février 2023 ;
- évaluations et références des prix du GNL administrées par l'ACER et autres références liées à l'énergie pertinentes pour les missions de l'ESMA ou de l'ACER ;
- rôle du « *task-force* » ACER-ESMA récemment créé.

Notamment au sujet de fonctionnement du MCM, les deux institutions ont publié en mars 2023 leurs évaluations respectives des effets du MCM sur les marchés²⁰.

3.3. 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 règlement REMIT, dont la 6^{ème} édition a été publiée en juillet 2021²¹, et
- trois orientations thématiques portant sur des pratiques susceptibles de constituer des manipulations de marché au titre de l'article 5 du règlement 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 2017²² ;
 - 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 2018²³ ;
 - 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 2019²⁴.

¹⁸ Règlement européen n°596/2014 du Parlement européen et du Conseil du 16 avril 2014 sur les abus de marché (règlement relatif aux abus de marché).

¹⁹ Règlement européen n°2022/2578 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un mécanisme de correction du marché afin de protéger les citoyens de l'Union et l'économie contre des prix excessivement élevés.

²⁰ Rapport de l'ESMA :

https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/ESMA70-446-794_MCM_Effects_Assessment_Report.pdf

Rapport de l'ACER : https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_FinalReport_MCM.pdf

²¹ Pour plus d'information :

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/ACER%20Guidance%20on%20REMIT/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf

²² Pour plus d'information : <https://www.acer-remit.eu/portal/document-download?documentId=u518na123yg>

²³ 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>

²⁴ 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>

L'ACER publie par ailleurs une liste de questions et de réponses (« Q&A ») concernant la mise en œuvre du règlement REMIT, et a publié la dernière mise à jour de ce document le 30 juin 2023. Cette mise à jour concerne l'interprétation des obligations et interdictions découlant des articles 3 et 4 du règlement REMIT lorsqu'une société a connaissance d'une information privilégiée de la part d'une autre société, qui ne l'a elle-même pas publiée.

L'ACER envisage d'apporter des précisions supplémentaires en publiant et en mettant à jour des documents sur l'interprétation du règlement REMIT courant 2024 et 2025, notamment après la publication par la Commission européenne des textes d'application du règlement REMIT. Les orientations générales sur l'application du règlement REMIT et le Q&A vont être concernés.

La CRE contribue à l'élaboration de positions communes sur la définition et l'encadrement des pratiques d'abus des marchés de gros au titre du règlement REMIT.

3.4. Avancement des échanges de données REMIT avec l'ACER

La collecte centralisée de données par l'ACER dans le cadre du règlement 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.

L'ACER publie des documents visant à préciser les modalités de déclarations des données transactionnelles et fondamentales. Les échanges entre l'ACER, les parties déclarantes, les régulateurs ainsi que les autres parties prenantes portent notamment sur les mises à jour de ces documents. Les documents principaux sont le manuel de procédures pour la déclaration des données²⁵ et le manuel de l'utilisateur pour la déclaration des données transactionnelles (*Transaction Reporting User Manual – TRUM*), dont les dernières versions ont été publiées respectivement le 17 avril 2023 et le 13 mars 2024. Ils sont complétés par un document de questions et réponses (*Frequently Asked Questions – FAQ*) sur la déclaration des données transactionnelles, mis à jour le 13 mars 2024 ainsi qu'un autre document de question et réponses concernant la déclaration des informations privilégiées et données fondamentales, dont la dernière version date du 30 avril 2021. Les dernières mises à jour sont liées notamment à la déclaration des contrats concernant le GNL et les contrats long terme avec des producteurs d'énergies renouvelables (PPA).

Dans le cadre de révision du règlement REMIT, la Commission européenne est chargée de réviser le règlement d'exécution REMIT²⁶ afin de définir de nouvelles exigences en matière de déclaration des données d'ici le 8 mai 2025. Ce qui va conduire à actualiser les différents documents précités.

Les travaux menés par l'ACER, mais aussi par les autres régulateurs, en ce qui concerne l'amélioration de la collecte de données dans le cadre de l'article 8 du règlement REMIT et leur exploitation pour les activités de surveillance, se sont poursuivis en 2023.

En 2023, la CRE a continué à améliorer le traitement des données issues de la collecte REMIT, et sollicite les parties déclarantes pour éclairer ou corriger lorsque nécessaire ces données transactionnelles déclarées à l'ACER. Un des enjeux de ce traitement 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 en particulier avec la croissance du *trading* algorithmique sur les marchés français et européens.

La CRE maintient le dispositif de collecte nationale des données auprès des places de marché organisées (bourses et courtiers) afin d'avoir une base de comparaison permettant de continuer à améliorer la qualité des données déclarées, 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, trop souvent mal renseignés, ainsi que l'identification

²⁵ *Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting*: https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting_V7.pdf

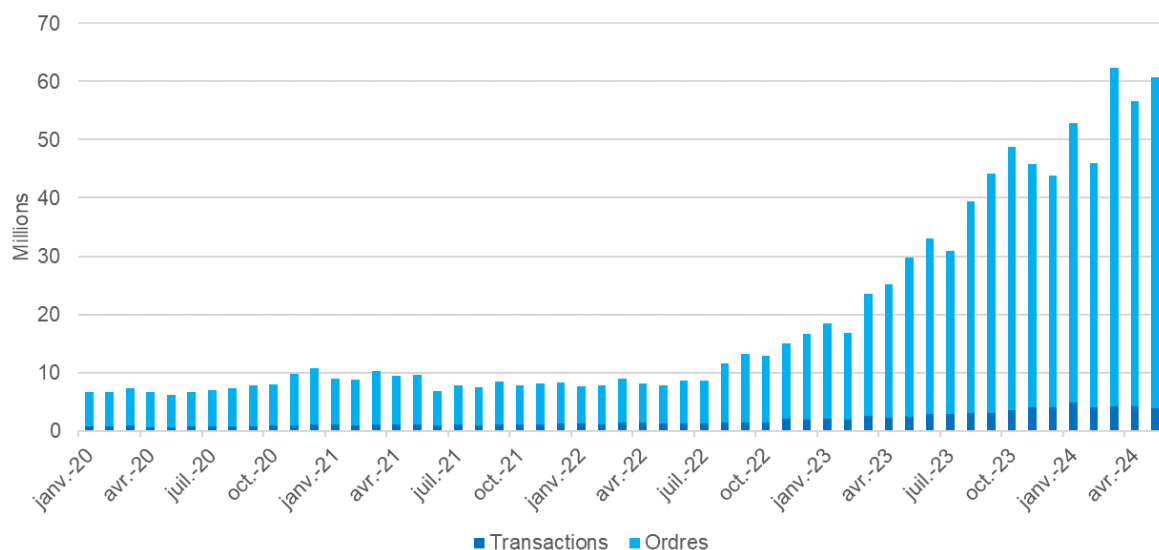
²⁶ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

correcte des transactions bilatérales, en veillant à ce que l'identifiant unique de transaction déclaré par les deux contreparties soit identique. La CRE encourage les acteurs de marché à veiller à la qualité des déclarations de données effectuées au titre de l'article 8 du règlement REMIT.

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 – Analyse : CRE

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

S'agissant de l'enregistrement des acteurs du marché

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

S'agissant du règlement 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 : CONTEXTE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE EN 2023

1. Une année marquée par une détente rapide des prix des commodités

Après une année 2022 record en termes de prix et de volatilité, les prix des commodités ont poursuivi en 2023 la détente amorcée fin 2022 mais restent encore supérieurs à leurs niveaux d'avant crise.

Sur le marché du gaz, le prix du PEG Y+1 est ainsi passé de 70 €/MWh le 1^{er} janvier 2023 à 51 €/MWh le 1^{er} mars 2023, soit une baisse d'environ 27 %, retrouvant ainsi les niveaux de prix de début 2022. Il s'en est suivi une période plus volatile avec des prix évoluant dans une fourchette de 10 €/MWh autour de 50 €/MWh jusqu'au début du mois de novembre, en fonction des événements ayant affecté l'offre et des incertitudes du marché (pannes ou extension de maintenances sur les installations gazières norvégiennes, grèves potentielles sur les terminaux de liquéfactions australiens, etc.). Finalement, le prix a retrouvé une tendance baissière, pour atteindre de plus bas niveaux autour de 33 €/MWh en fin d'année 2023, soit une baisse de 53 % sur l'année et de 27 % par rapport au début de l'année 2022. De tels niveaux de prix n'avaient pas été observés depuis fin août 2021. Globalement, malgré une nervosité du marché toujours présente en 2023, l'abondance de l'offre de GNL, le bon niveau des stockages, et la baisse de la demande européenne ont permis une forte diminution de la tension sur les prix du gaz. Le prix du gaz PEG Y+1 s'est ainsi établi à 50,5 €/MWh en moyenne sur l'année 2023 (107,3 €/MWh en moyenne sur 2022, soit une baisse de 53 %).

S'agissant du prix du PEG M+1, il s'est établi en moyenne à 39,9 €/MWh. Il a connu une tendance baissière importante au 1^{er} semestre 2023, passant de 71 €/MWh le 1^{er} janvier 2023 à 45 €/MWh le 1^{er} mars (baisse de 37 %), puis à 23 €/MWh le 1^{er} juin 2023 (baisse de 69 % par rapport au début d'année), retrouvant ainsi des niveaux proches de fin mai 2021. Le prix s'est ensuite redressé pour évoluer dans une fourchette comprise entre 25 €/MWh et 40 €/MWh (32 €/MWh en moyenne), jusqu'au 1^{er} octobre 2023. Après un rebond haussier début octobre, atteignant 53 €/MWh, le M+1 a finalement repris une tendance baissière jusqu'à la fin de l'année pour s'établir à 32 €/MWh fin 2023.

Le marché du CO₂ a été marqué par une forte volatilité au cours de l'année avant de finalement prendre une tendance baissière au cours du 4^{ème} trimestre 2023. Cette baisse s'explique principalement par la baisse des prix du gaz. En effet, le prix du CO₂ est fortement influencé par 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 demande²⁷ de quotas de CO₂ de la part des producteurs d'électricité thermique fossile et exerce donc une pression à la baisse sur le prix du CO₂. Le prix du quota de CO₂ s'est finalement redressé au cours des deux dernières semaines de négociation de 2023, poussé par des investisseurs se construisant de nouvelles positions pour 2024 et anticipant un resserrement de l'offre de quotas. Le prix atteint 80 €/tCO₂, soit un niveau légèrement inférieur aux niveaux observés début 2023 ou début 2022. En moyenne, le prix du CO₂ s'est établi à 85,3 €/tCO₂ en 2023, soit légèrement en hausse par rapport au niveau moyen de 2022 (81,3 €/tCO₂).

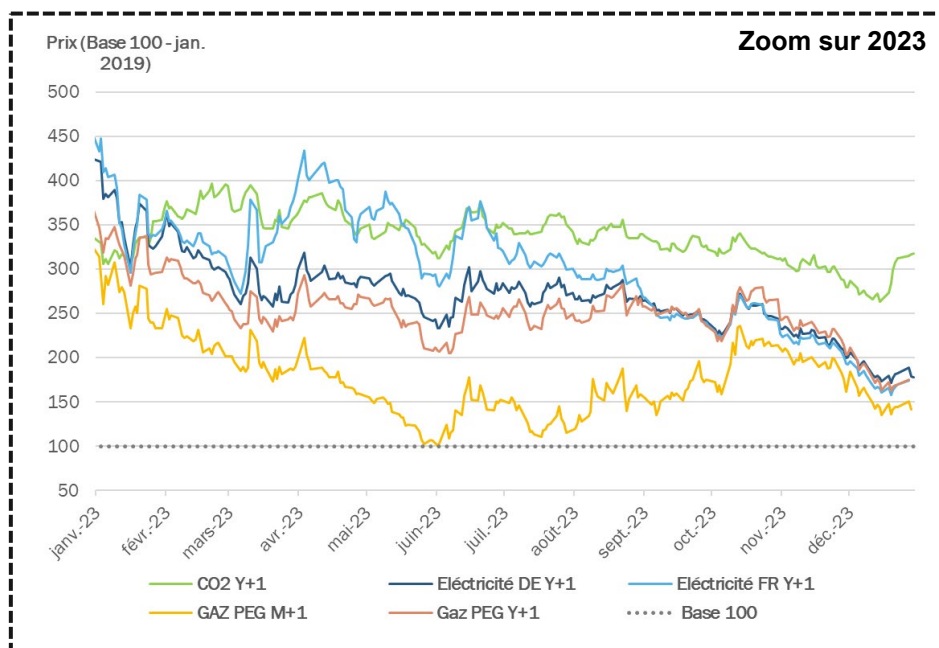
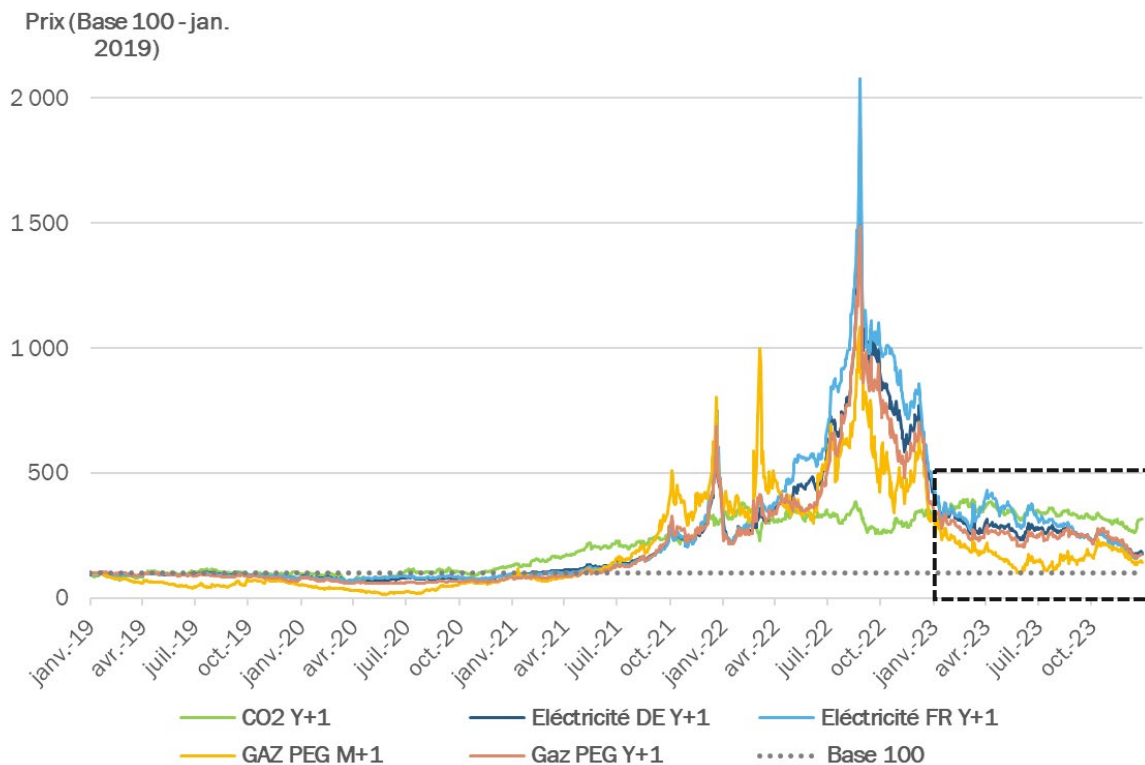
Les prix à terme de l'électricité Y+1 en France et en Allemagne ont également connu en 2023 une forte tendance baissière, poursuivant ainsi la détente des prix entamée en septembre 2022 et suivant une tendance globalement similaire à celle des prix du gaz, notamment à partir du 2^{ème} semestre 2023. En effet, les prix de gros de l'électricité varient en fonction des coûts variables de fonctionnement des centrales les plus chères nécessaires pour satisfaire la demande, qui sont souvent des centrales thermiques fossiles, notamment en hiver. Ainsi, la baisse des prix des combustibles et des quotas de CO₂ affecte directement les prix de l'électricité. La disponibilité du parc nucléaire français affecte également très directement les prix de l'électricité en France, mais aussi dans une moindre mesure en Europe, du fait du rôle important des interconnexions. En effet, une production nucléaire moindre implique un recours plus important à la production thermique fossile sur un plus grand nombre d'heures. Le prix du produit calendaire français Y+1 base s'est ainsi établi en moyenne à 162,1 €/MWh en 2023, soit plus de deux fois inférieur à la moyenne de 2022 (367,6 €/MWh). Le prix du produit Y+1 a chuté de 61 %, passant de 235,6 €/MWh le 2 janvier 2023 à 92,2 €/MWh à la fin de l'année, son niveau le plus bas depuis fin août 2021.

²⁷ Le facteur d'émission de CO₂ des centrales à gaz est nettement inférieur à celui des centrales à charbon (plus de deux fois inférieur).

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Figure 4 : Evolution des prix des commodités sur le contrat Y+1 (en base 100 au 1^{er} janvier 2019)



Sources : Argus, EEX – Analyse : CRE

Le début de l'année 2023 a été marqué par une forte volatilité et une hausse relative des prix français par rapport à ses voisins européens. En effet, les inquiétudes du marché concernant la disponibilité du parc de production nucléaire français ont affecté les prix de l'électricité pour l'hiver 2023-2024, notamment en mars, alors que de nouvelles fissures liées au phénomène de corrosion sous contrainte ont été découvertes par EDF. Finalement, le second semestre a été caractérisé par une forte baisse du

prix français, qui a convergé vers son équivalent allemand. Cette baisse s'explique par un contexte énergétique favorable, caractérisé par une offre abondante de combustibles (gaz et charbon) à des prix en baisse, une diminution des prix du CO₂, une réduction de la consommation d'électricité et une production d'électricité en hausse. En outre, la confirmation du bon déroulement du traitement par EDF de la corrosion sous contraintes et l'amélioration de la disponibilité du parc de production nucléaire, ont contribué à rassurer le marché français.

Marge de production des centrales thermiques fossiles

La marge de production des centrales thermiques fonctionnant au charbon et au gaz est déterminée en tenant compte des revenus potentiellement générés par la vente d'électricité, du coût des combustibles par filière, de l'efficacité moyenne des centrales par filière, du prix du CO₂ et du facteur d'émission des centrales par filière.

La marge de production d'une centrale à charbon ainsi modélisée est mesurée par *le Clean Dark Spread* (CDS). Pour les centrales à cycle combiné gaz (CCG), il s'agit du *Clean Spark Spread* (CSS).

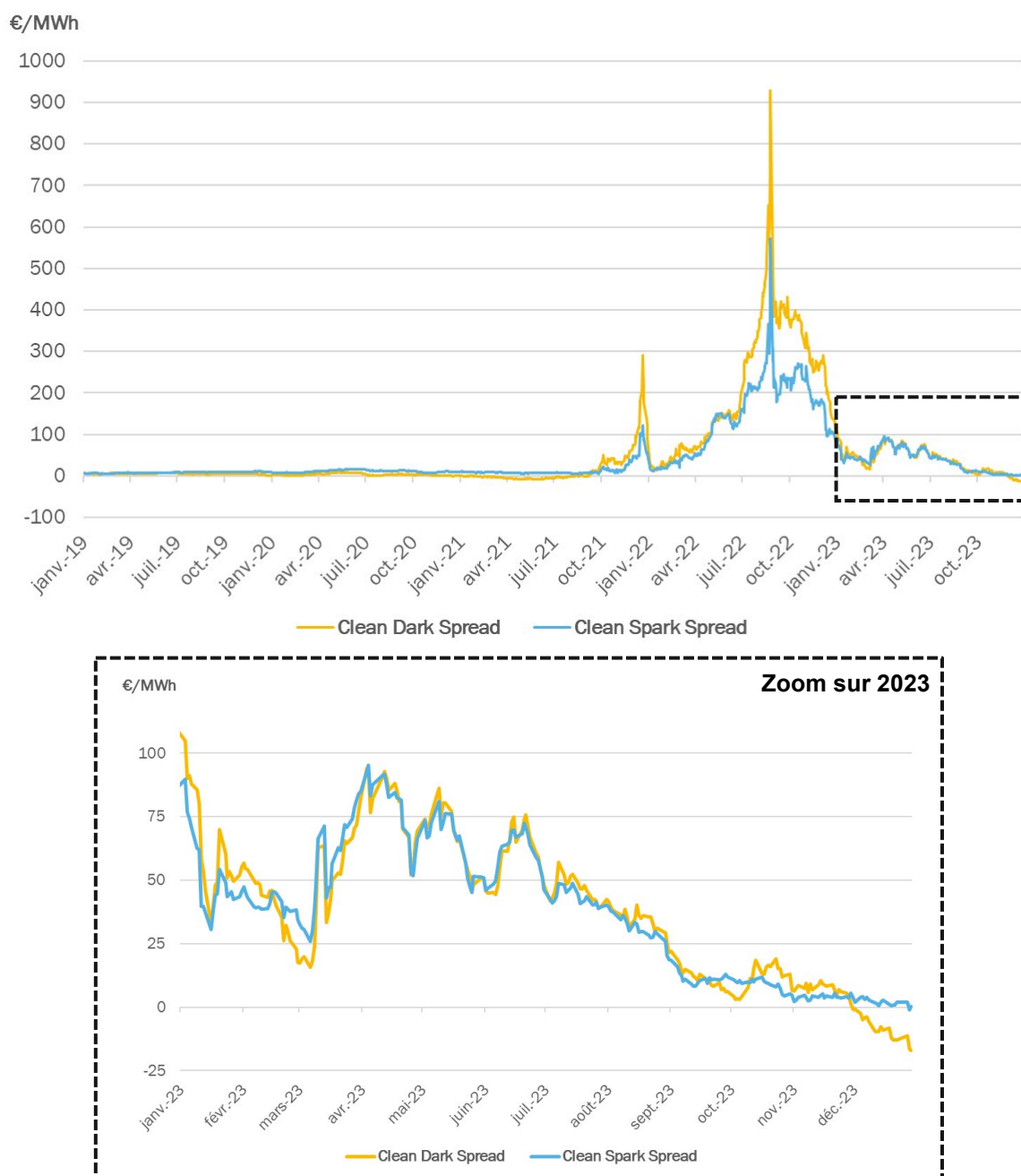
En 2023, les indicateurs de CDS et CSS pour le produit Y+1 en France ont connu baisse significative par rapport aux niveaux extrêmes observés en 2022. Cette tendance baissière des marges de production des moyens de production thermiques fossiles suggère l'amélioration des anticipations du marché concernant l'équilibre offre-demande en France et la baisse des primes de risques perçues en 2023 pour 2024 par rapport aux anticipations de 2022 pour 2023. Cette détente s'explique principalement par l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire en 2023.

En moyenne sur l'année 2023, le CDS s'est établi à 38 €/MWh, soit une baisse de 87 % par rapport à la moyenne de 2022 (213 €/MWh). Le CSS s'est établi en moyenne à 37 €/MWh, soit une baisse de 74 % par rapport à la moyenne de 2022 (142 €/MWh). Cette baisse témoigne d'un retour progressif à la normale avec un retour, à partir de 4^{ème} trimestre 2023, aux niveaux avant crise observés en 2019 (CDS moyen à 5 €/MWh et CSS moyen à 8 €/MWh en 2019).

Au cours du 1^{er} semestre 2023, les indicateurs CDS et CSS pour le produit Y+1 en France ont connu une forte volatilité à des niveaux positifs élevés (moyenne du CDS à 59 €/MWh sur les sept premiers mois de l'année 2023 et CSS moyen à 56 €/MWh). En effet, après avoir suivi une nette tendance baissière en janvier et février 2023, les CDS et CSS ont subi un important rebond haussier en mars et sont restés volatiles jusqu'à mi-juin. La hausse des CDS et CSS en mars indique que les prix de l'électricité ont augmenté plus rapidement que les prix des combustibles, traduisant des marges de production anticipées des centrales thermiques fossiles en moyenne positives en base pour l'année Y+1 et suggérant donc l'anticipation par le marché d'un recours accru aux centrales thermiques fossiles pour répondre à la demande d'électricité et l'existence de primes de risque sur les prix de l'électricité, au vu des incertitudes en présence. Cette situation reflète les préoccupations du marché concernant la disponibilité du parc de production nucléaire français, alors que de nouvelles fissures liées au phénomène de corrosion sous contrainte ont été découvertes début mars 2023, ce qui a impacté à la hausse les prix de l'électricité pour l'hiver 2023-2024, indépendamment de l'évolution des prix des combustibles.

Finalement, l'amélioration des anticipations du marché concernant l'équilibre offre-demande en France en lien avec la confirmation du bon déroulement du traitement par EDF de la corrosion sous contraintes et l'amélioration de la disponibilité du parc de production nucléaire a permis la détente des prix de l'électricité français au second semestre 2023. Ces derniers ont diminué plus rapidement que les prix des combustibles, ce qui a entraîné une nette diminution des marges de production anticipées des moyens thermiques fossiles. Fin 2023, le *Clean Spark Spread* s'est ainsi stabilisé autour de zéro tandis que le *Clean Dark Spread* a retrouvé des niveaux négatifs.

Figure 5 : Clean Dark Spread et Clean Spark Spread²⁸ du contrat Y+1 en France



Source : Argus – Analyse : CRE

²⁸ Le *Clean Dark Spread* et le *Clean Spark Spread* désignent le niveau de rentabilité des centrales à charbon et à gaz en fonction du coût variable des intrants (coûts en combustible, avec un taux de rendement de référence, et prix du CO₂ inclus) et des revenus provenant de la vente d'électricité. Le présent graphique est réalisé en tenant compte des hypothèses suivantes :

- pour les centrales à charbon : rendement de 35 % et facteur d'émission de 0,96 t_{CO2}/MWh. Toutefois, il convient de noter, d'une part, que ce rendement correspond à des installations nouvelles de référence et donc peut être éloigné des rendements d'installations existantes, et, d'autre part, que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.
- pour les centrales à gaz : rendement de 53 % et facteur d'émission de 0,35 t_{CO2}/MWh

2. Forte volatilité des prix du CO₂ autour de 85 €/tCO₂ en 2023

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 Commission européenne et est mis à disposition gratuitement ou vendu aux enchères. En cours d'année, les quotas sont ensuite échangés librement par les acteurs sur les marchés afin d'ajuster la couverture de leurs émissions de CO₂ prévues sur l'année dans leur périmètre.

Le prix du CO₂ est fortement influencé par 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 demande²⁹ de quotas de CO₂ de la part des producteurs d'électricité thermique fossile et exerce donc une pression à la baisse sur le prix du CO₂.

En 2023, le prix des quotas de CO₂ s'est établi en moyenne à 85,3 €/tCO₂, en hausse d'environ 5 % par rapport au prix moyen de 2022, et évoluant dans une fourchette comprise entre 100,3 €/tCO₂ (record historique atteint le 21/02/2023) et 66,4 €/tCO₂ (atteint le 15/12/2023).

Après une baisse initiale en janvier, suivant la tendance du prix du gaz, le prix du CO₂ a connu une forte hausse de près de 30 % de fin janvier à début mars, atteignant à plusieurs reprises le pic de 100 €/tCO₂. Cette évolution s'explique par d'importants achats de conformité³⁰ avant la date limite du 30 avril³¹ et des avancées de la réforme du marché carbone « *Fit For 55* »³² au niveau européen (voté début février 2023 par le parlement européen). Cependant, en mars, la crise bancaire impliquant Silicon Valley Bank et Crédit Suisse a perturbé les marchés financiers mondiaux, entraînant une baisse de 13 % du prix du CO₂ (87 €/tCO₂ le 16 mars).

En avril, la volatilité du marché a augmenté à l'approche de la date limite de conformité, mais a fini par chuter à nouveau en mai (80,5 €/tCO₂ le 30 mai) en raison d'une demande réduite d'achat de quotas dans le secteur de l'électricité (baisse de la demande d'électricité, associée à une production accrue d'énergies renouvelables et à des prix du gaz en baisse) et de l'annonce de la Commission européenne concernant les ventes de quotas supplémentaires en juillet pour financer le plan REPowerEU³³.

En juin, le prix du CO₂ a de nouveau augmenté, suivant les prix du gaz, avant de se stabiliser dans une fourchette comprise entre 80 €/tCO₂ et 90 €/tCO₂ durant l'été et jusqu'à mi-octobre.

A partir de fin octobre, le sentiment baissier l'a emporté jusqu'à mi-décembre. Le prix a chuté de plus de 15 %, atteignant 66,35 €/tCO₂. Cette baisse s'explique principalement par l'affaiblissement du marché du gaz favorisant la substitution du charbon par le gaz pour la production d'électricité. D'autres facteurs baissiers peuvent être mentionnés comme la vente de quotas supplémentaires pour financer le plan REPowerEU, la baisse des émissions d'électricité (chute de 18 % en 2023) et la détérioration du climat économique (baisse de la demande industrielle, voire des ventes de surplus de quotas de la part d'industriels en difficulté).

²⁹ Le facteur d'émission de CO₂ des centrales à gaz est nettement inférieur à celui des centrales à charbon (plus de deux fois inférieur).

³⁰ Chaque année, les exploitants doivent soumettre un rapport d'émissions. Les données pour une année donnée doivent être vérifiées par un vérificateur accrédité. Une fois vérifiés, les exploitants doivent remettre un nombre équivalent d'unités d'émission d'ici la date butoir du 30 avril. Les semaines précédentes la date butoir, les exploitants réalisent donc leurs derniers achats de quota de CO₂ pour s'assurer d'être en conformité.

³¹ La date butoir pour la restitution des quotas d'émissions était le 30 avril jusqu'en 2023. Elle est désormais le 30 septembre en 2024.

³² La réforme a finalement été adoptée en mai 2023. Cette réforme vise à renforcer l'ambition climatique avec un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre à horizon 2030 de -62 % par rapport à 2005 sur les secteurs couverts par le SEQUE-UE, contre -43 % précédemment. Plusieurs mesures importantes sont prises comme l'extinction progressive des quotas gratuits pour certains secteurs de l'industrie et de l'aviation, l'inclusion progressive du secteur du transport maritime ou encore la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM), visant à fixer un prix du carbone pour les importations de certains produits.

³³ [ERCST EXPLANATORY NOTE: EU ETS Auctioning & REPowerEU – ERCST](#)

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Finalement, les prix du CO₂ se sont redressés jusqu'à 80 €/tCO₂ au cours des deux dernières semaines de négociation en 2023, poussés par les investisseurs se construisant de nouvelles positions pour 2024 en prévision d'un resserrement de l'offre de quotas.

Figure 6 : Evolution du prix du quota de CO₂



Source : Refinitiv – Analyse : CRE

3. 2023, seconde année la plus chaude derrière 2022

D'après le bilan climatique de Météo France³⁴, l'année 2023 a été la deuxième année la plus chaude jamais enregistrée en France depuis 1900, avec une température moyenne annuelle de 14,4 °C, soit 1,4 °C de plus que la normale³⁵ et 0,1 °C de moins que le précédent record de 2022.

Bien que ponctué par quelques épisodes de froid et des chutes de neige en plaine, l'hiver 2022-2023 a été remarquablement doux. Cette douceur s'est poursuivie au printemps et a globalement permis une réduction de la demande électrique pour les besoins de chauffage.

L'année 2023 a également été marquée par un allongement de la saison estivale, qui s'est étendue du mois de juin jusqu'à la mi-octobre, avec des températures dépassant les normales jusqu'à fin novembre et sur une grande partie du mois de décembre. Le mois de juin se place ainsi à la 2^{ème} place des mois les plus chauds jamais enregistrés, l'été 2023 à la 4^{ème} place, et l'automne prend la première place des automnes les plus chauds depuis le début du XX^{ème} siècle.

En outre, l'année 2023 a été marquée par d'importantes fluctuations de la pluviométrie. Le début de l'année a été caractérisé par de très faibles précipitations, en particulier en février, entraînant une sécheresse qui a directement affecté les niveaux des stocks hydroélectriques et imposé une gestion prudente du parc de production hydraulique. Grâce à un retour à la normale des précipitations au printemps, notamment en mars et en mai, les stocks ont pu être réapprovisionnés. La saison estivale a été déficitaire jusqu'à mi-octobre, mais globalement conforme aux moyennes. Enfin, les précipitations ont été bien plus abondantes en novembre et en décembre, favorisant la production de la filière hydroélectrique.

Finalement, les conditions météorologiques ont été favorables à la production éolienne en 2023, permettant une amélioration significative du facteur de charge de la filière en France par rapport à 2022 et 2021 (26,2 % en 2023 par rapport à 21,6 % en 2022).

³⁴ <https://meteofrance.fr/actualite/presse/bilan-climatique-de-lannee-2023-sur-le-podium-des-annees-les-plus-chaudes>

³⁵ Moyenne de référence 1991-2020

SECTION 3 : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ

1. Evolution de l'offre et la demande de gaz en France en 2023

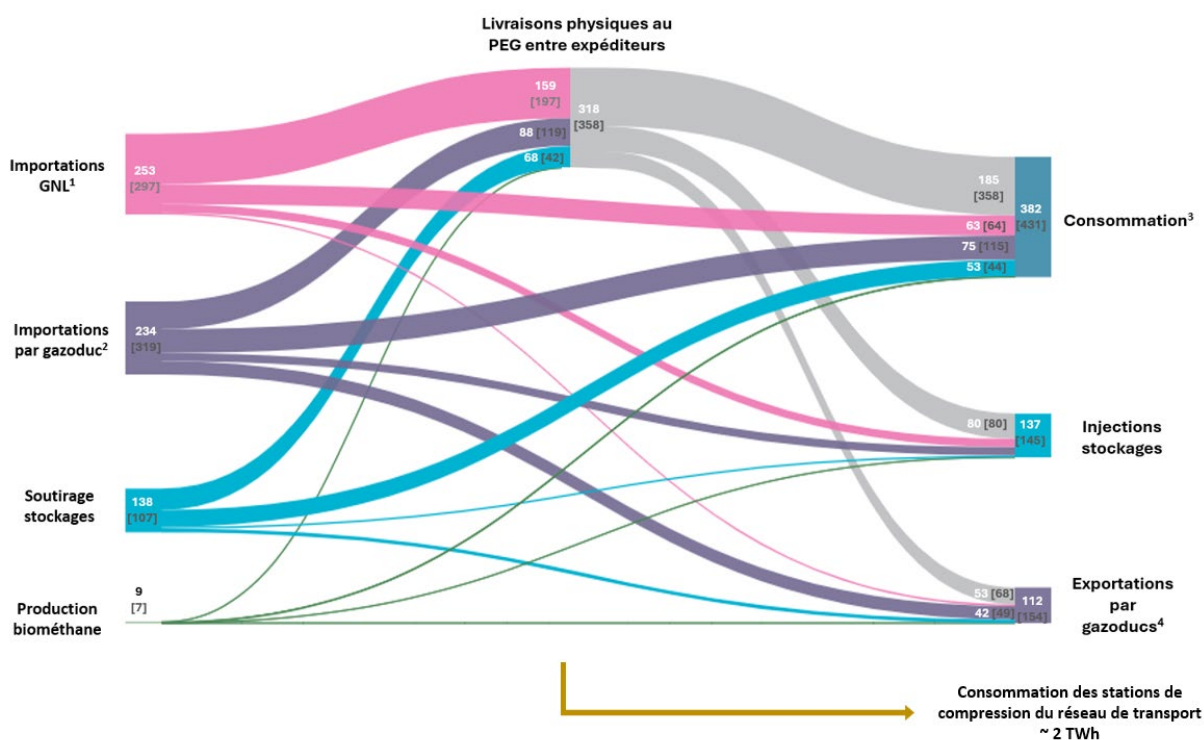
1.1. Équilibre du système gazier français

Le changement de structure de l'approvisionnement français observé en 2022 s'est prolongé en 2023. La part du GNL dans les importations destinées au marché français a augmenté pour s'établir à 52 %, tandis que les importations par gazoduc représentent 48 % (2022 : 44 % GNL et 56 % par gazoduc).

La production de biométhane en injection sur le réseau a augmenté en 2023, pour s'établir à 8,9 TWh (+28 % par rapport à 2022), soit 2,3 % de la consommation française.

Par ses exportations importantes, la France a confirmé son rôle de *hub* pour les arrivées de GNL en Europe. En 2023, pour la seconde année consécutive, la France a été le premier point d'entrée du GNL en Europe. Les 5 terminaux du territoire français ont couvert 22 % des imports européens de GNL en 2023.

Figure 7 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français 2023 [2022] (flux commerciaux)³⁶



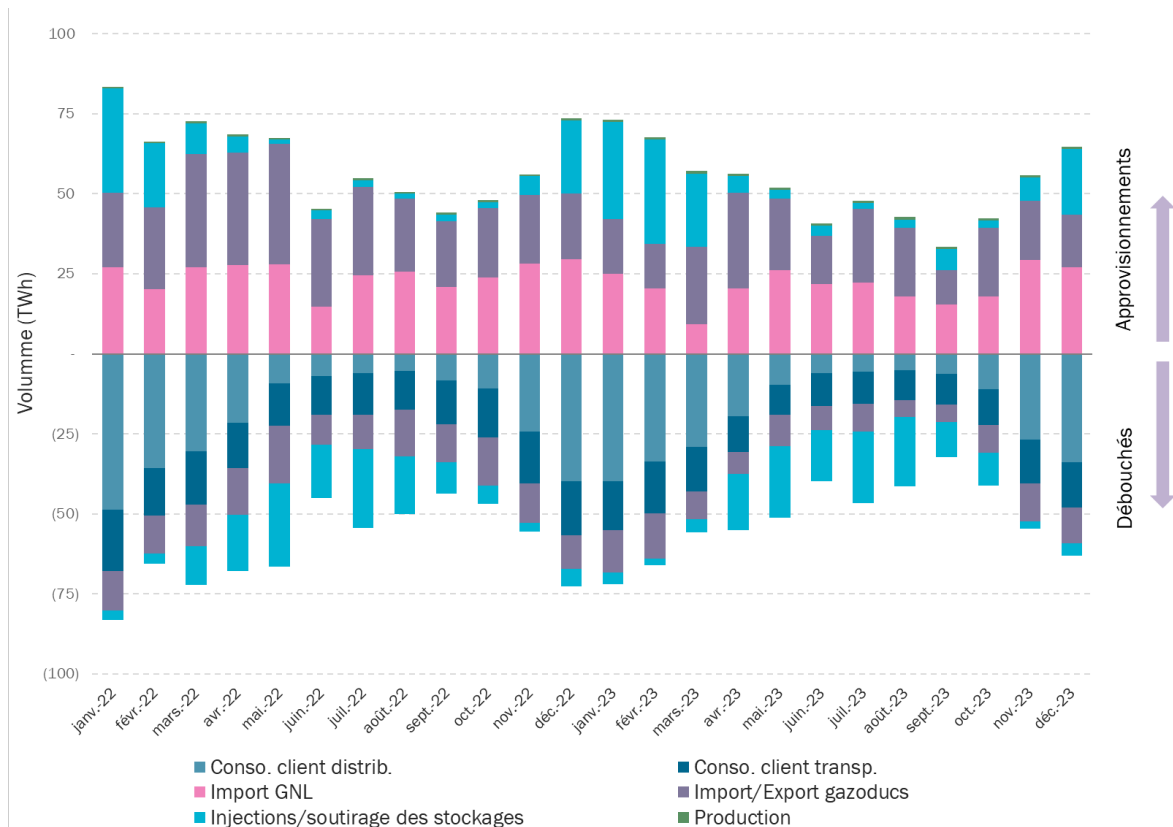
Sources : GRTgaz, Teréga - Analyse : CRE

³⁶ Précisions sur le périmètre du graphique :

- (1) Hors GNL réceptionné au PITTM Dunkerque à destination du marché Belge ;
- (2) Comprends les importations de gaz B via le PIR Taisnières B ;
- (3) La production de biométhane injectée sur le réseau de distribution a été intégrée à la consommation finale ;
- (4) Exportations aux PIRR (points d'interconnexions réseaux régionaux) comptabilisés dans les exportations par gazoducs.

La Figure 8 représente l'évolution mensuelle du bilan des flux sur la TRF.

Figure 8 : Equilibre mensuel du système français 2022 (flux commerciaux)



Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

1.2. La consommation française en forte baisse pour la seconde année consécutive

La consommation totale de gaz en France a atteint 382 TWh en 2023, soit une baisse de 13 % par rapport à 2022. Il s'agit du niveau de consommation de gaz le plus bas en France depuis 1995. Pour rappel, la consommation en 2022 (431 TWh) était déjà en recul de 9 % par rapport à 2021 (474 TWh).

Cette baisse de consommation tendancielle peut être attribuée en partie au climat doux de ces deux dernières années. Les années 2022 et 2023 ont été respectivement les années les plus chaudes jamais enregistrées en France depuis 1900. Néanmoins, cette baisse traduit également une sobriété marquée de la part de l'ensemble des consommateurs qui ont adapté leur consommation face aux prix élevés survenus depuis fin 2021.

La consommation des clients raccordés au réseau de distribution (secteur résidentiel/commercial) a diminué de 9 %. Les températures douces sur l'hiver et la sobriété des usages ont particulièrement contenu la consommation de gaz liée au chauffage.

L'année 2023 a également été marquée par une nouvelle diminution de la consommation du gaz par les clients industriels raccordés au réseau de transport (-7 % par rapport à 2022). Les effets de la crise sur les prix de l'énergie continuent d'impacter l'activité industrielle, en baisse sur certains secteurs (chimie, production d'engrais, et matériaux de construction). Également, cette baisse de consommation traduit les mesures d'efficacité énergétique, les possibilités de substitution du gaz naturel (notamment dans les raffineries), et les efforts de sobriété des industriels.

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

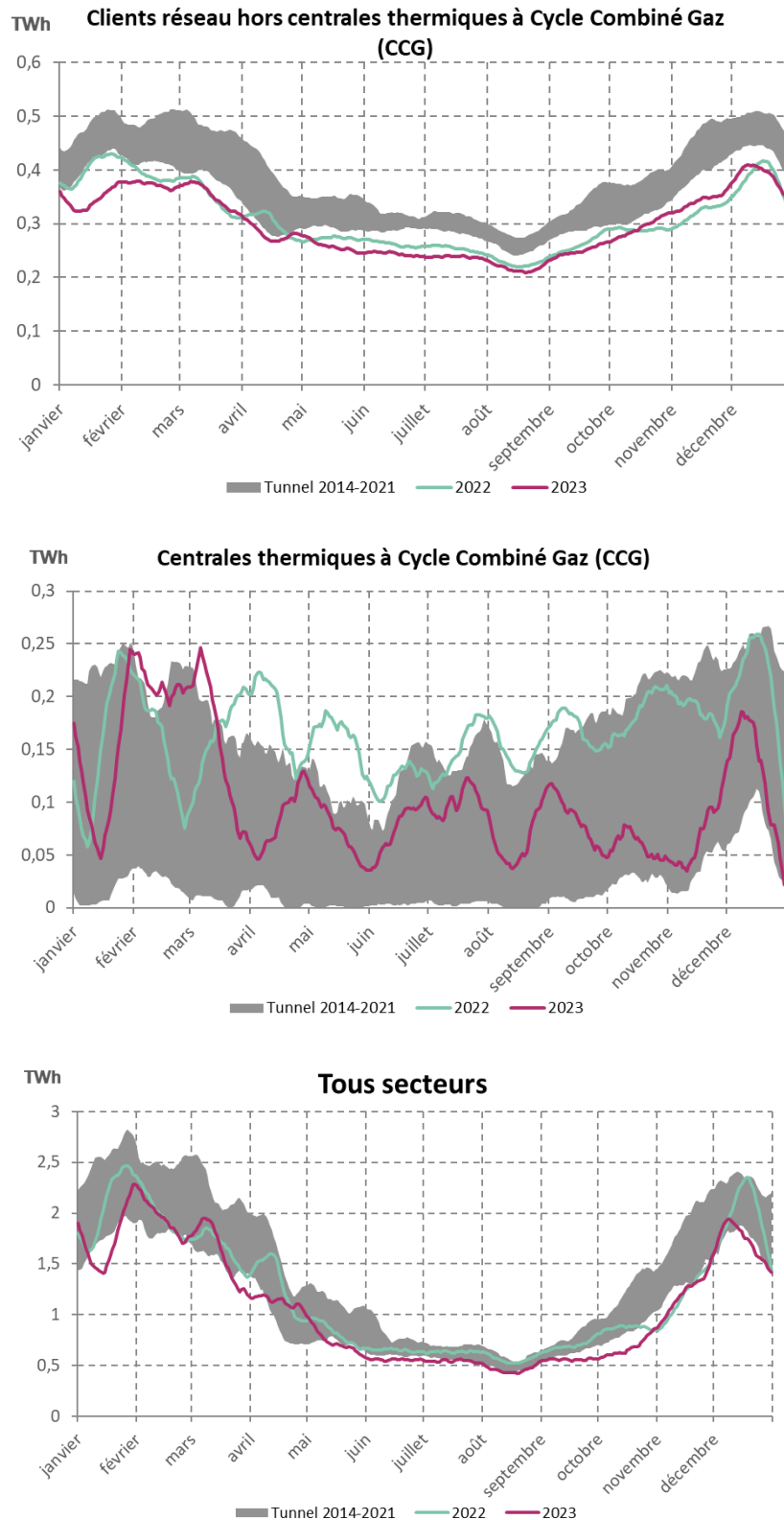
La consommation de gaz pour la production électrique a, quant à elle, diminué de 59 % en 2023 par rapport à l'année précédente pour revenir aux niveaux d'avant 2022. Cette diminution intervient dans le contexte de l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire français, de la production record d'énergie renouvelable et de la sobriété observée également sur la demande d'électricité.

Tableau 2 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2022 et 2023 [TWh]

| | 2022 | 2023 | % |
|---|------------|------------|-------------|
| Réseau de distribution (hors PIRR) | 253 | 230 | -9% |
| Clients directement raccordés au réseau de transport (hors centrales de production d'électricité) | 117 | 109 | -7% |
| Centrales de production d'électricité thermique au gaz | 61 | 36 | -41% |
| Consommation totale³⁷ | 431 | 375 | -13% |

³⁷ Hors consommation du biométhane directement injecté sur le réseau de distribution, soit environ 7 TWh.

Figure 9 : Consommation des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), clients réseau hors CCG et ensemble des secteurs



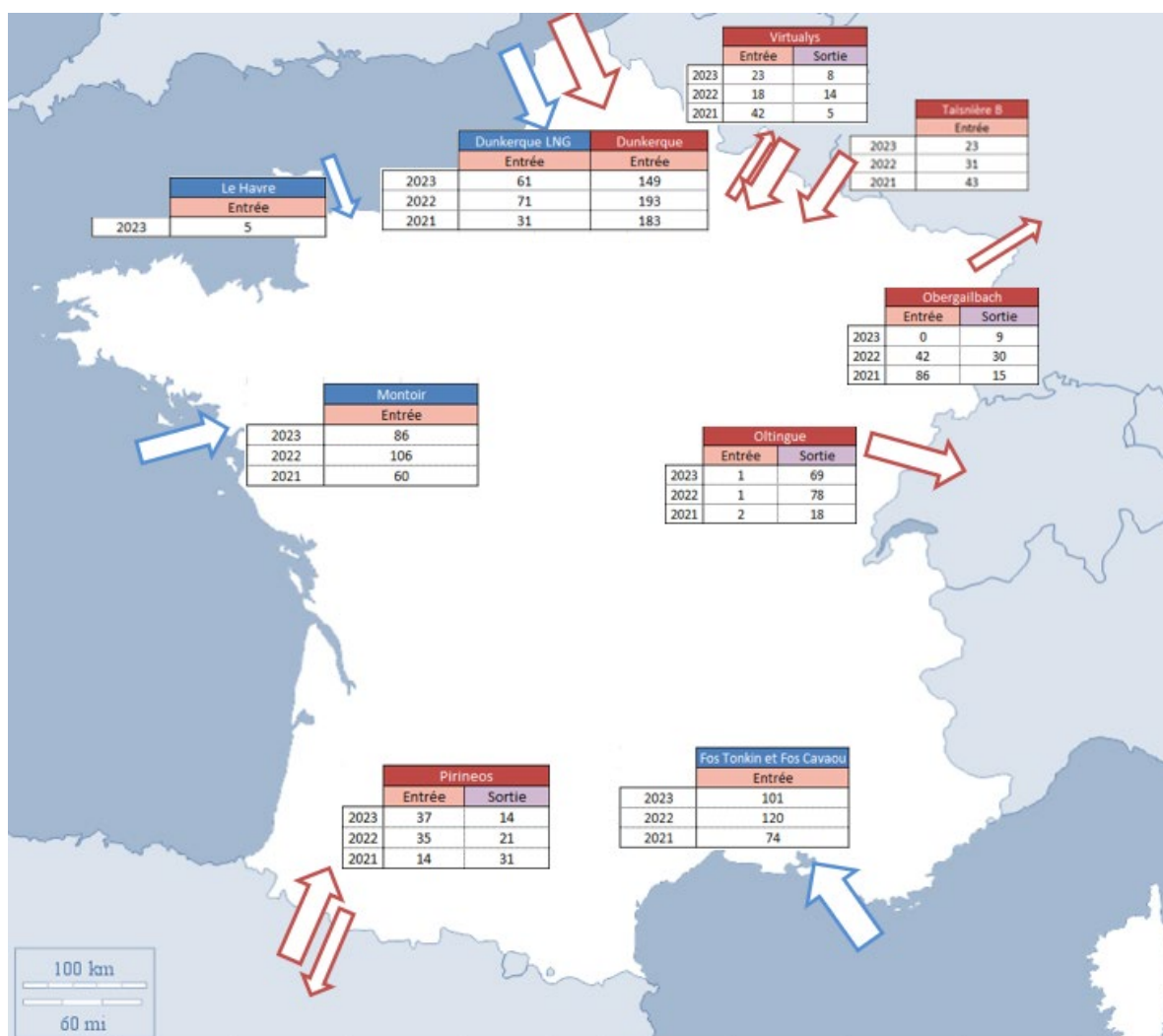
Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

1.3. Les nouveaux schémas d'approvisionnement apparus en 2022 se sont prolongés en 2023, avec une baisse des arrivées liée à la diminution de la demande et aux niveaux élevés des stockages

L'année 2022 avait été marquée par la baisse progressive des flux de gaz russe vers l'Europe à la suite de l'invasion de l'Ukraine. La rupture de cet approvisionnement majeur a entraîné une reconfiguration structurelle des flux en Europe. Une grande partie du gaz russe acheminé par gazoduc a été remplacé par du GNL, avec une inversion des flux de l'Ouest vers l'Est et du Sud vers le Nord. La France a pu assurer un rôle de transit important grâce à ses infrastructures de regazéification et de transport. Cette situation n'a pas évolué en 2023.

Les volumes de gaz injecté depuis les terminaux méthaniens sont en diminution en 2023 (-15 %), en lien avec la baisse de la demande. En revanche, la part du GNL dans les importations françaises a augmenté pour atteindre 52 % en 2023.

Figure 10 : Utilisation des interconnexions et terminaux méthaniens français (flux commerciaux) [TWh]



Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Les importations aux frontières françaises par gazoduc ont également diminué en 2023 (-22 %).

Les exportations ont quant à elles diminué de 22% par rapport à 2022 mais demeurent à des niveaux élevés, notamment vers la Suisse et l'Italie. Cette diminution peut être attribuée à l'arrivée de nouvelles capacités de regazéification, notamment aux Pays-Bas et en Allemagne, diminuant le besoin d'importation depuis la France.

A l'interconnexion avec l'Espagne, on peut noter que les importations vers la France ont légèrement augmenté tandis que les exportations sont en recul. Cette tendance confirme l'inversion durable des flux à la frontière espagnole où la France sert de destination et de pays de transit lors d'importantes arrivées de GNL sur la péninsule ibérique.

Concernant les entrées depuis l'Allemagne, au PIR Obergailbach³⁸, la possibilité d'inverser les flux a été introduite en octobre 2022. Les capacités de sortie à Obergailbach ont ainsi permis l'exportation de 9 TWh en 2023.

La baisse des arrivées de gaz depuis Dunkerque peut s'expliquer par d'importants travaux de maintenance sur des installations de production de gaz naturel en Norvège en mai, juin et à la fin de l'été. En septembre 2023, les arrivées à l'interconnexion de Dunkerque sont tombées à leur niveau le plus bas de la décennie.

Les exportations à Oltingue vers la Suisse et l'Italie ont légèrement diminué mais demeurent historiquement élevées.

Enfin, les exportations vers la Belgique sont en recul par rapport à 2022. En 2022 et 2023, les Pays-Bas et l'Allemagne ont mis en services 5 terminaux méthaniers pour une capacité additionnelle de 21 milliards de m³. La mise en service de ces infrastructures a notamment contribué à réduire les écarts de prix en Europe et réduit le besoin d'approvisionnement de ces pays depuis la France.

1.4. L'approvisionnement en GNL est en baisse par rapport à 2022, mais le GNL est la première source d'approvisionnement en France

Les importations de GNL sur la TRF ont atteint 253 TWh³⁹ en 2023, soit 15 % de moins qu'en 2022.

Cette diminution, liée à la faible consommation, a été plus importante encore sur les importations par gazoducs, dont le niveau a baissé de 27 %. Pour la première fois, les importations GNL ont dépassé les importations par gazoduc en France.

Entre 2022 et 2023, le nombre de cargaisons réceptionnées en France a diminué de 12 % pour atteindre 352. Cette baisse a principalement concerné les livraisons russes, qui ont diminué de 38 % entre 2022 et 2023 pour retrouver un niveau comparable à 2021. La part du GNL américain, qui avait fortement contribué à la hausse des livraisons de GNL, est restée importante en 2023 avec 41 % des importations.

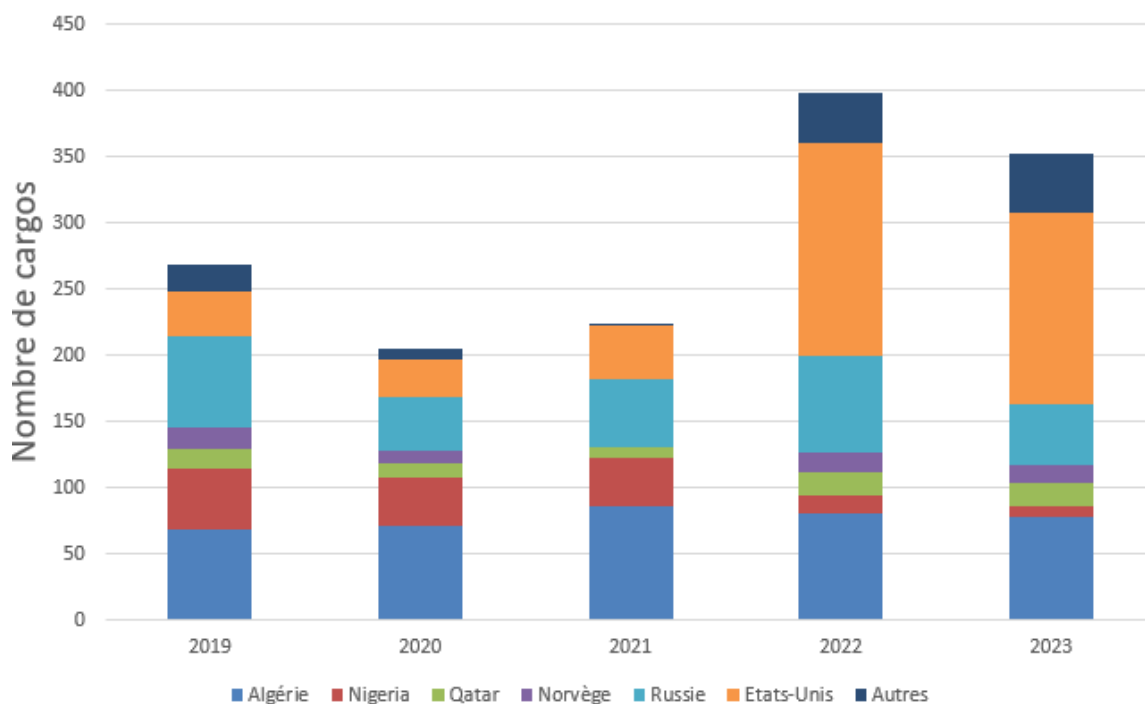
Comme en 2022, la France a été le premier importateur de GNL européen en 2023, avec 30 milliards de m³. Les importations aux terminaux méthaniers français ont représenté 22 % des importations en GNL de l'Europe en 2022. Suivent l'Espagne (19 %) qui était le premier importateur en 2021 et le Royaume-Uni.

Le terminal méthanier flottant (FSRU) du Havre a été mis en service en septembre 2023 et a émis 5 TWh sur les trois derniers mois de l'année.

³⁸ En 2021 et 2022, les sorties à Obergailbach correspondaient au flux commercial du rebours virtuel avec un système de *netting*. Ainsi, lorsque qu'un flux suffisant était nominé en entrée, les expéditeurs pouvaient nommer dans le sens inverse.

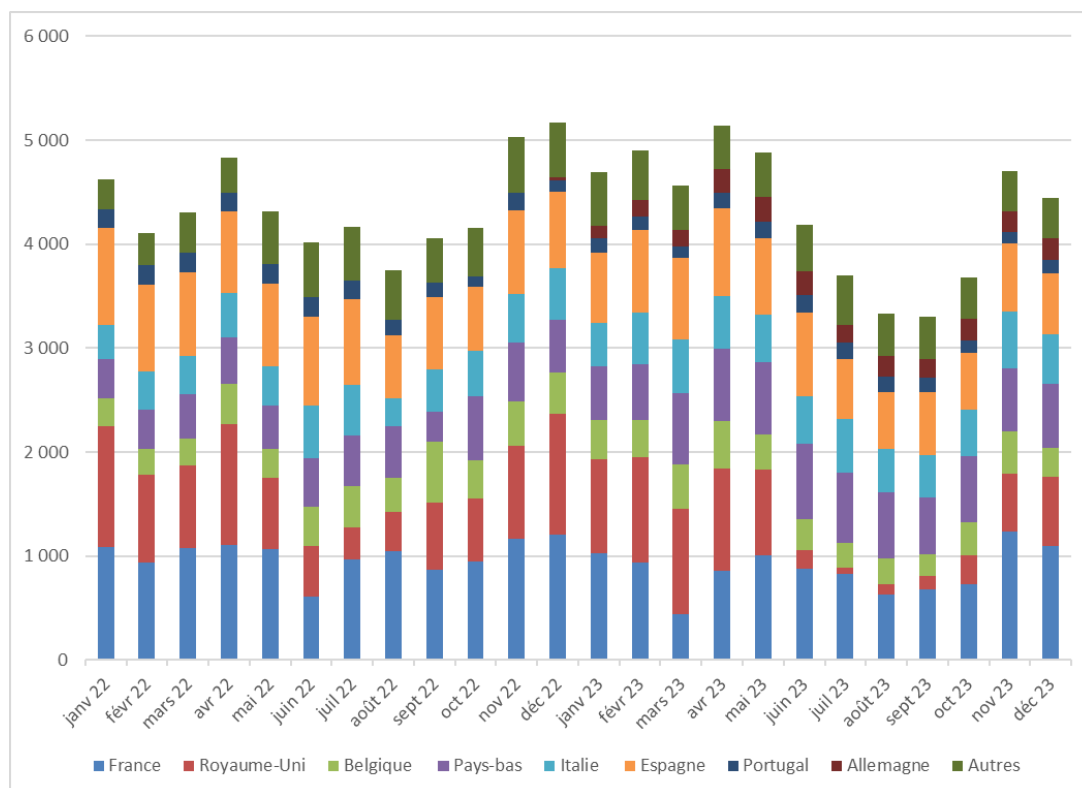
³⁹ Dans cette valeur, on ne comptabilise pas le GNL déchargé au terminal de Dunkerque qui va directement en Belgique : 61 TWh en 2023.

Figure 11 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2023 par pays d'origine



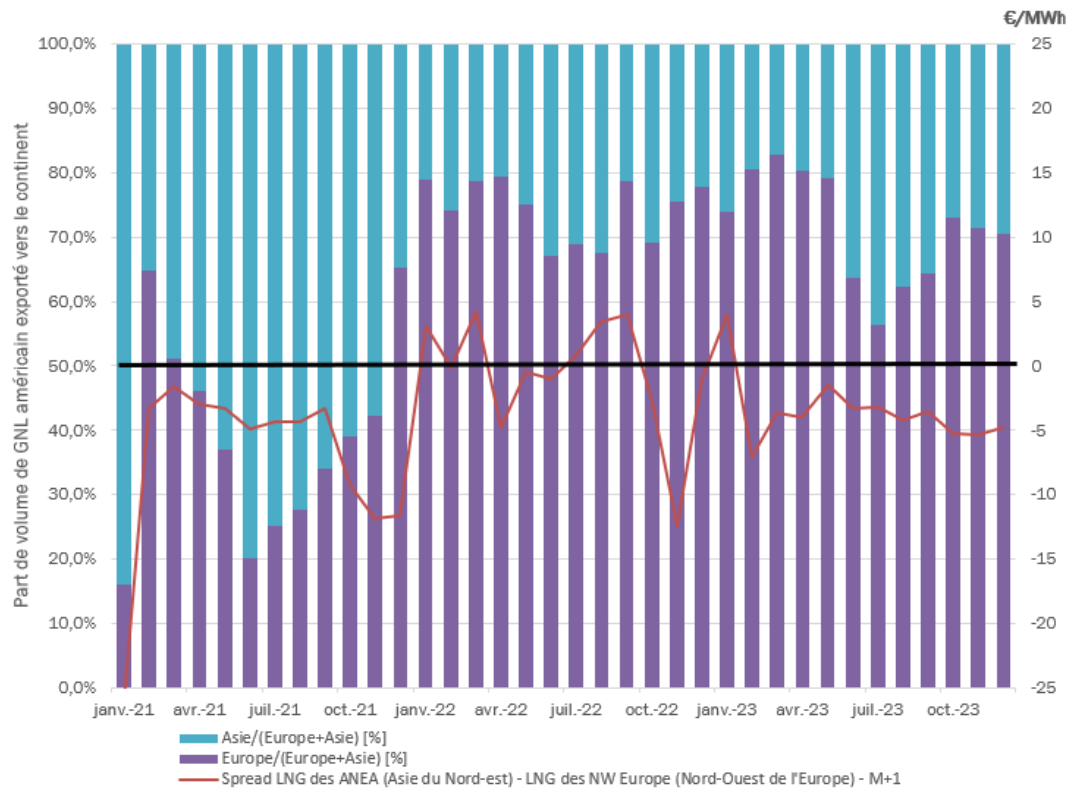
Source : Argus – Analyse : CRE

Figure 12 : Importations de GNL par pays (Union européenne et Royaume-Uni)



Source : Refinitiv – Analyse : CRE

Figure 13 : Part des exportations mensuelles de GNL américain vers l'Europe et l'Asie

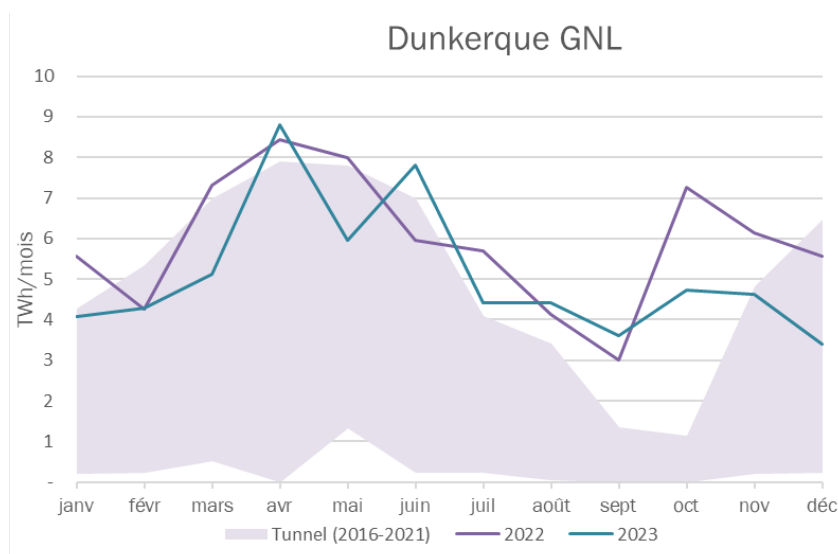


Source : Argus – Analyse : CRE

En 2023, les terminaux français ont fonctionné en moyenne à 73 % de leur capacité nominale, contre 90 % en 2022. Malgré la baisse annuelle, ce niveau reste élevé en comparaison avec la moyenne des années précédentes.

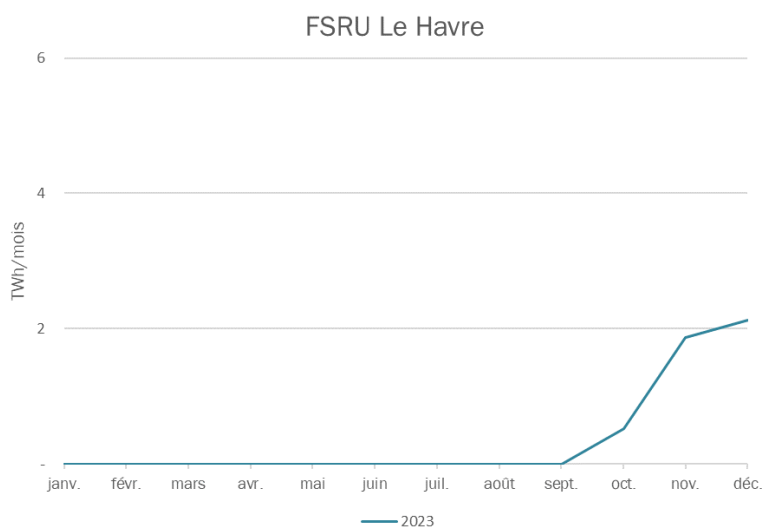
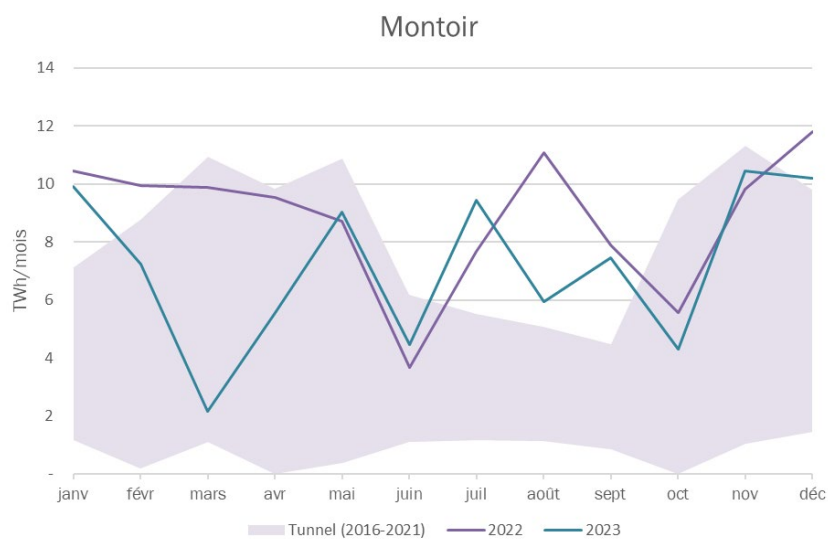
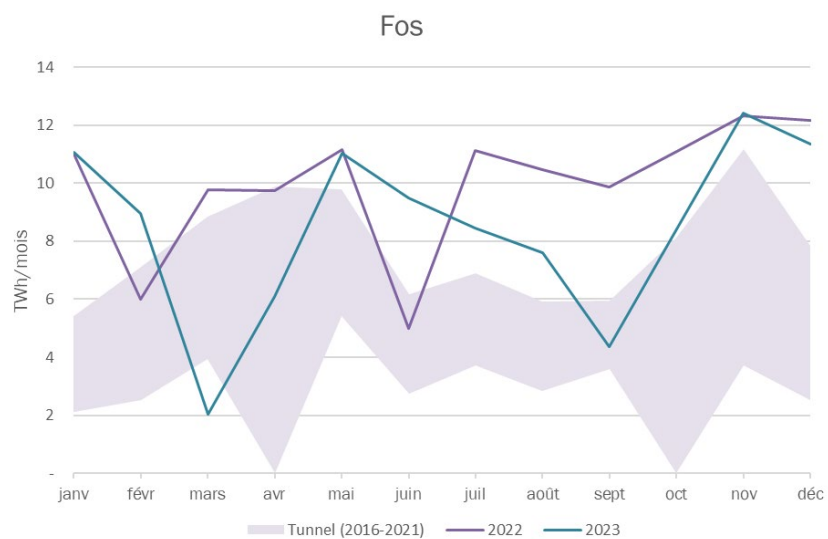
Une forte hausse des émissions de GNL sur le réseau français avait eu lieu en 2022 par rapport à 2021 sur l'ensemble des terminaux méthaniers : +78 % pour Montoir, +62 % pour Fos et +130 % pour Dunkerque.

Figure 14 : Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)



LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

1.5. Des stocks pleins au début de l'hiver et des soutirages des stockages limités en raison des températures douces

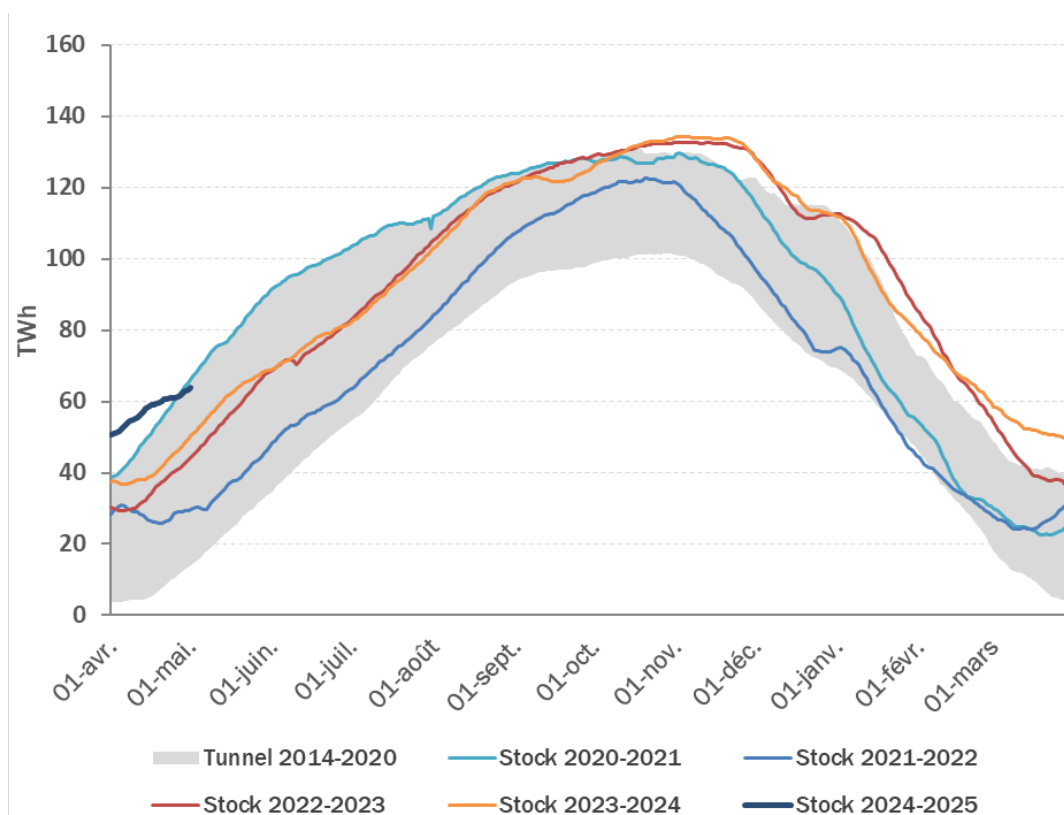
Le faible remplissage des stockages européens au début de l'hiver 2021-2022 (77 % en moyenne au 1^{er} novembre 2021, contre 94,5 % pour la France) avait contribué à tendre le marché du gaz en Europe. L'arrivée massive du GNL et la baisse de la demande dues aux prix du gaz très élevés et aux efforts de sobriété, couplées aux températures clémentes de l'hiver avaient permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement du continent. En réaction, l'Union européenne a adopté le 27 juin 2022 un règlement exigeant un niveau de remplissage minimum de 90 % au 1^{er} novembre pour chaque pays membre.

En fin d'hiver gazier 2022-2023, le taux de remplissage des stocks au 1^{er} avril 2023 a atteint 28 %, soit un niveau proche du record sur les 10 dernières années. Ce niveau s'explique principalement par les températures clémentes durant l'hiver, la faible demande et le niveau élevé des stocks français en début d'hiver.

Malgré des débuts difficiles en raison des différentiels de prix été-hiver négatifs, la commercialisation des capacités de stockage pour l'hiver 2023-2024 a été un succès, avec 100 % des capacités vendues. En raison des niveaux de stockage élevés en début d'été, la campagne d'injection a été moins soutenue qu'en 2022 mais a permis d'atteindre un taux de remplissage au 1^{er} novembre 2023, début de l'hiver gazier.

L'hiver 2023-2024 a également été l'un des hivers les plus chauds jamais enregistrés et la consommation est restée limitée. On a observé une baisse du soutirage des expéditeurs sur le début de l'année 2024, coïncidant avec la baisse des prix de marché. Au 1^{er} avril 2024, les stockages français ont ainsi affiché un taux remplissage au niveau record de 39 % en fin d'hiver.

Figure 15 : Niveau des stockages en France



Sources : Storengy, Teréga (depuis la plateforme GIE) – Analyse : CRE

1.6. Le mécanisme du spread localisé a été régulièrement déclenché durant l'hiver, mais son coût est en baisse

Le spread localisé est un mécanisme qui a été mis en place en France depuis l'hiver 2017/2018, afin de gérer les congestions sur le réseau de gaz français. Le principe est de permettre au gestionnaire de réseau de transport de lancer un appel aux acteurs de marché afin d'acheter du gaz en amont de la congestion et de le revendre en aval.

Historiquement, les congestions avaient principalement lieu dans le sens de flux majoritaire : nord vers sud. La période la plus tendue pour le réseau correspondait à l'été gazier (avril-octobre), caractérisé par les injections des expéditeurs dans les stockages en prévision de l'hiver suivant. L'été étant une période de faible consommation nationale, les principales sorties de gaz du réseau français correspondent aux injections dans les stockages Atlantique et Lussagnet et aux flux de transit vers l'Espagne, tous trois situés au sud du réseau et entraînant ainsi des congestions selon une configuration nord-sud.

En fin d'année 2022, dans le contexte de l'évolution des schémas de flux de gaz en Europe lié à la baisse des approvisionnements en gaz russe, la redirection d'importants volumes de gaz norvégien de la France vers le Royaume-Uni a conduit à un déficit de gaz au nord de la TRF et à un surplus au sud. Cette situation a entraîné l'apparition d'une congestion inédite du sud vers le nord du réseau de transport de gaz.

Le mécanisme du spread localisé avait été déclenché par GRTgaz et Teréga cinquante-sept fois en 2022, principalement en décembre, ce qui constituait le nombre d'activations annuelles le plus élevé depuis le début du mécanisme. En 2023, la congestion initiale s'est poursuivie sur le début de l'année durant l'hiver, et est réapparue à partir de fin novembre. Le mécanisme du spread localisé a été déclenché cent fois en 2023.

Il est à noter que les épisodes de congestion Sud-Nord ont eu lieu durant l'hiver gazier, lorsque le besoin de gaz au nord de la France est le plus important.

Les volumes activés sur l'hiver 2023-2024 (2 390 GWh) sont en forte diminution par rapport à ceux de l'hiver 2022-2023 (5 145 GWh).

Également, entre 2022 et 2023, le coût moyen des transactions a diminué de façon importante notamment en raison de la baisse des prix sur les marchés de gros. Au total, le mécanisme aura engendré des coûts pour les GRT estimés à 54,6 M€ sur l'hiver 2022-2023, et à 9,6 M€ sur l'hiver 2023-2024.

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. La CRE est ainsi particulièrement attentive 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. En tenant compte des conditions d'activation du spread localisé en fin 2022 et du coût associé conséquent, la CRE a interrogé certains acteurs ; les analyses sont encore en cours.

Tableau 3 : Bilan de l'activation du spread localisé en limite Sud/Nord durant l'hiver gazier :

| | Hiver 21-22 | Hiver 22-23 | Hiver 23-24 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Nombre d'activations | 3 | 110 | 42 |
| Volume total alloué (GWh) | 68 | 5 145 | 2 390 |
| Prix moyen des transactions (€/MWh) | 1,0 | 10,6 | 4,0 |

Source : GRTgaz

2. 2023, une diminution des prix et plus de stabilité

2.1. La baisse de la consommation européenne et l'offre abondante de GNL ont permis une baisse globale des prix et de la volatilité, sans toutefois retrouver les niveaux pré-crise

Après une année 2022 record en termes de prix et de volatilité, les prix ont amorcé une baisse progressive en 2023 et marquent le retour vers une situation de marché plus stable. Malgré une nervosité du marché toujours présente, l'abondance de l'offre de GNL, le bon niveau des stockages, et la baisse de la demande européenne ont permis de diminuer considérablement la tension sur les prix du gaz.

Le PEG *month-ahead* a débuté 2023 à un niveau près de 70,7 €/MWh et a fini l'année à 31,9 €/MWh (39,9 €/MWh en moyenne). Néanmoins les prix restent supérieurs aux prix historiques d'avant crise. A titre de comparaison, entre 2013 et 2020, le *month-ahead* s'est établi en moyenne à 19,7 €/MWh.

La crise a profondément modifié les fondamentaux du marché du gaz avec en premier lieu une baisse importante de la demande européenne en gaz : environ -12 % entre 2021 et 2023. Cette baisse concerne à la fois le secteur résidentiel/commercial, l'industrie et la production électrique.

Dans la lignée de 2022, la part du GNL dans l'approvisionnement est restée très élevée par rapport à 2021 (42 % de l'approvisionnement européen en 2023 contre environ 20 % en 2021⁴⁰). De nombreux terminaux méthaniens étant situés en France et en Espagne, le transit des flux en Europe s'est renversé pour passer de l'Ouest vers l'Est. L'année 2023 marque l'arrivée de nouvelles capacités d'accueil de GNL, notamment à l'est de l'Europe. Ces nouvelles capacités, l'offre abondante de GNL et la demande limitée en Europe ont contribué au resserrement des écarts de prix entre hubs et à la baisse des prix sur l'ensemble des maturités.

Les prix ont évolué avec une volatilité en baisse mais sensiblement au-dessus des niveaux moyens d'avant crise. Cette situation reflète la nervosité du marché face aux perturbations sur l'offre malgré des niveaux de stockages rassurants tout au long de l'année.

L'année 2023 a débuté avec une baisse de prix importante sur toutes les maturités au cours du premier semestre. Le PEG *day-ahead*, qui a démarré l'année à 58,1 €/MWh (cotation du 3 janvier) a baissé de manière continue pour atteindre 22,9 €/MWh le 1^{er} juin, le point bas de l'année 2023.

Il s'en est suivi une période plus volatile et incertaine entre juin et octobre avec des pics et baisses de prix successifs en fonction des événements affectant l'offre (pannes ou extension de maintenances sur les installations gazières norvégiennes, annonces de grèves sur les terminaux de liquéfactions australiens, etc.). Durant cette période, le PEG *front-year* a évolué en moyenne à 50 €/MWh et le PEG *day-ahead* à 32,6 €/MWh.

Le mois d'octobre a également connu un pic de prix à la suite des attaques du 7 octobre du Hamas contre Israël (+10 % sur le Y+1 et +74 % sur le M+1). Cette augmentation ponctuelle a touché l'ensemble des matières premières énergétiques en raison du risque de propagation du conflit et aux conséquences sur l'approvisionnement énergétique. Le sabotage potentiel du gazoduc Baltic-connector en Finlande et les inquiétudes sur les grèves en Australie ont également participé à ce mouvement à la hausse.

A partir de novembre, les prix au PEG ont baissé de façon continue jusqu'au 29 décembre 2023 pour atteindre 32,2 €/MWh pour le PEG *front-year* et 30,9 €/MWh pour PEG le *front-month*.

40

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_European_LNG_market_developments.pdf

2.2. Les prix de court terme en forte baisse par rapport à 2022 mais très sensibles aux contraintes sur l'approvisionnement

Sur l'année 2023, le prix moyen du contrat PEG *day-ahead*, à 38,8 €/MWh, a été plus de deux fois inférieur à celui de 2022 (98,1 €/MWh), et inférieur au prix de 2021 (46,5 €/MWh). Il reste néanmoins près de deux fois supérieur au niveau moyen historique de l'ordre de 20 €/MWh.

En 2023, le PEG *day-ahead* a atteint un maximum à 67,0 €/MWh le 9 janvier et un minimum à 22,0 €/MWh le 1^{er} juin.

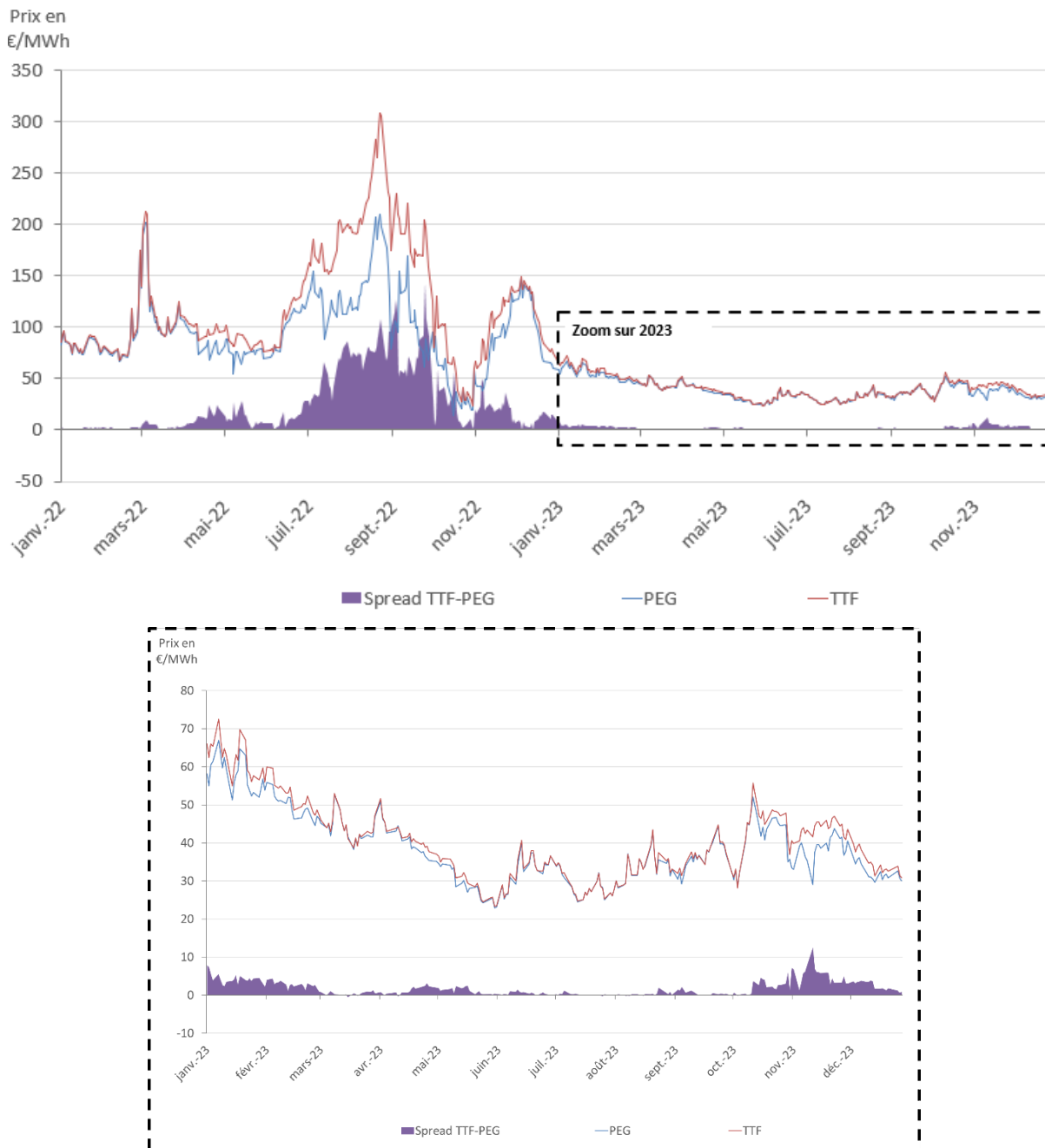
Le *spread* PEG-TTF sur le *day-ahead* s'est *fortement* resserré avec -1,8 €/MWh en moyenne sur 2023 (contre -25,9 €/MWh en moyenne sur 2022 et -0,4 €/MWh en 2021).

Les écarts de prix entre les différents points d'échange en Europe, historiquement très corrélés entre eux, avaient considérablement augmenté en 2022 à la suite de la baisse de l'approvisionnement en gaz russe par gazoduc, conduisant à un renversement des flux de l'ouest vers l'est et d'importantes congestions. Les pays en dépendant le plus, situés à l'est de la France, avaient connu des prix plus élevés que les pays en dépendant moins, tels que la France, la péninsule ibérique ou le Royaume-Uni. En 2023, les écarts de prix se sont fortement resserrés en lien avec la baisse de la tension sur le marché du gaz et l'augmentation des capacités d'accueil de GNL à l'est de l'Europe. Le resserrement des *spreads* entre hubs témoigne de la baisse de l'inquiétude générale du marché concernant la sécurité d'approvisionnement dans l'ensemble des pays européens.

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Figure 16 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)

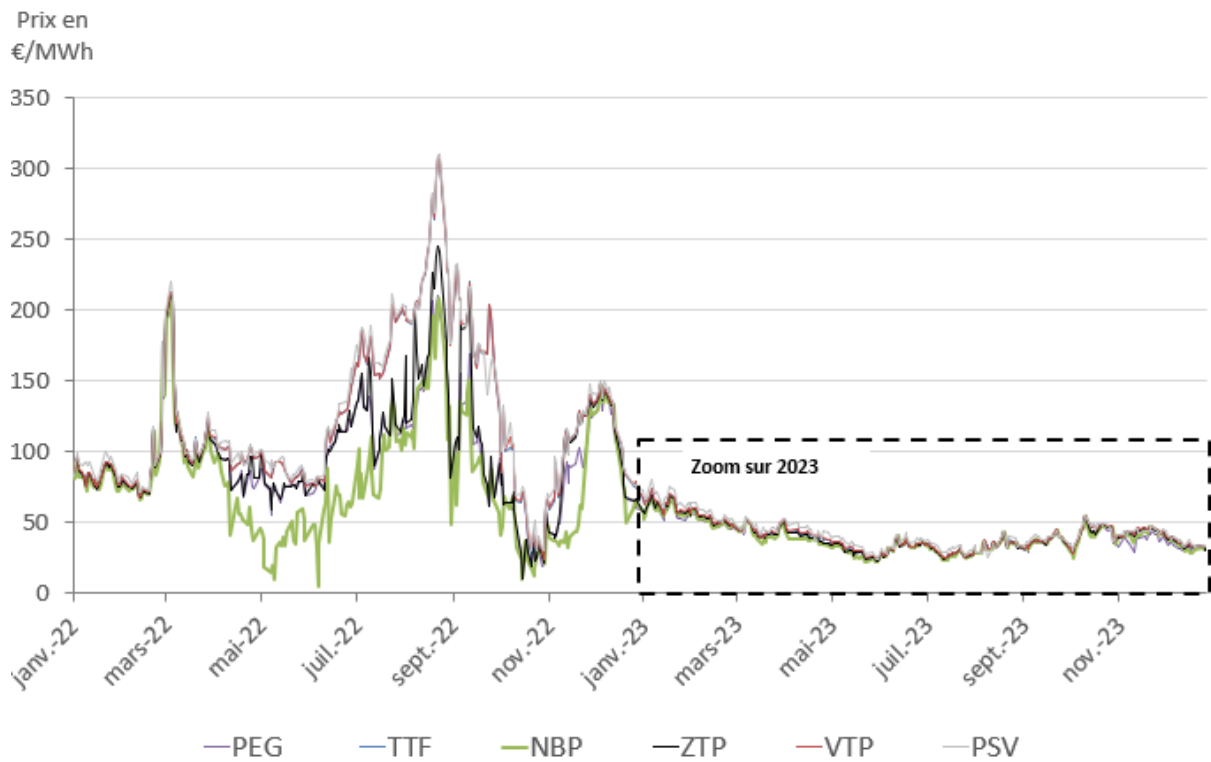


Source : EEX – Analyse : CRE

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Figure 17 : Prix day-ahead du gaz en Europe



PEG : France | TTF : Pays-Bas | ZTP : Belgique | THE : Allemagne | PSV : Italie | NBP : Royaume-Uni

Source : EEX – Analyse : CRE

2.3. Baisse des prix à terme avec l'apaisement des craintes sur l'approvisionnement

Les prix à terme du gaz, largement utilisés pour indexer les contrats de fourniture, ont fortement baissé en 2023. Le prix moyen du contrat *front-year* est passé de 107,3 €/MWh à 50,4 €/MWh, soit une baisse de 53 %. Malgré cette baisse, le contrat calendaire est toujours très élevé par rapport aux prix d'avant crise : 17,5 €/MWh en moyenne entre 2017 et 2020. Les contrats à échéances plus lointaines ont également observé des baisses significatives, s'établissant à 74,6 €/MWh pour 2025 et 25,9 €/MWh pour 2026.

Dans la continuité de 2021 et 2022, la structure des prix à terme était en *backwardation* sur la quasi-totalité de 2023, c'est-à-dire que les contrats de plus court terme étaient plus chers que ceux à échéance plus lointaine. Par comparaison à l'année 2022 les prix et les écarts entre les différentes maturités ont diminué en 2023, avec une convergence des prix en fin d'année 2023 à l'expiration des contrats.

Figure 18 : Prix à terme au PEG



Source : EEX – Analyse : CRE

Concernant les contrats mensuels, le contrat *month-ahead* livré au PEG a enregistré un prix moyen de 39,9 €/MWh sur l'année 2023 contre 112,8 €/MWh en 2022, soit un montant presque trois fois inférieur.

Au niveau mondial, on assiste toujours à une compétition entre les prix européens et asiatiques pour attirer les cargaisons GNL. Ainsi, l'écart de prix entre l'Europe et l'Asie a continué à fluctuer au fil de l'année. Néanmoins, en 2023, il y a eu trois fois moins de journées sur lesquelles le prix du contrat PEG *month-ahead* était supérieur à celui du GNL asiatique (JKM) par rapport à 2022. Également, sur le *month-ahead*, le JKM était en moyenne supérieur au TTF de 4,3 €/MWh en 2023. Cette situation illustre un retour progressif à la situation d'avant crise où le GNL livré en Asie observait généralement une prime par rapport à celui livré en Europe.

En 2022, la hausse des prix mondiale du GNL poussée par la demande européenne et la politique zéro-Covid de la Chine avaient bridé la demande asiatique. Celle-ci est repartie à la hausse en 2023,

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

notamment en Chine, mais avec une croissance moins soutenue que durant les années pré-Covid. Les prix élevés par rapport à l'historique ont notamment freiné la demande dans le sud de l'Asie.

Les prix du Henry hub, qui avaient été moins impactés par la crise, ont rapidement baissé au début de l'année 2023 pour se stabiliser autour de leur niveau historique, entre 15 et 20 €/MWh.

Figure 19 : Prix month-ahead mondiaux du gaz



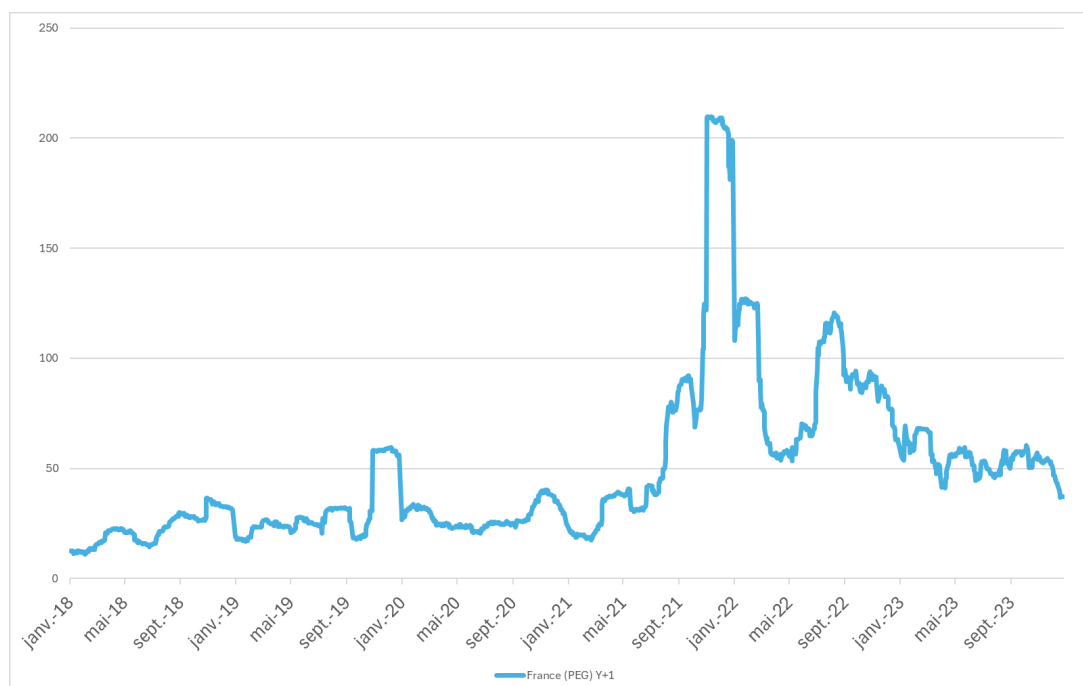
Source : Refinitiv – Analyse : CRE

Volatilité des prix en baisse mais toujours élevée par rapport à l'historique

En 2023, la volatilité des prix est retombée par rapport à 2021 et 2022 : 54 % en moyenne sur le Y+1 contre 80 % en moyenne en 2021-2022. Après un second pic en août 2022, à la suite de l'annonce de Gazprom de l'arrêt des livraisons de gaz par le gazoduc Nord-Stream 1, la volatilité a baissé progressivement jusqu'en avril 2023, pour se stabiliser autour de 50 %. En fin d'année 2023 et début 2024, on observe une nouvelle baisse de la volatilité des prix sur le Y+1.

Néanmoins, les prix sur l'ensemble des maturités demeurent sensiblement plus volatils par rapport à la moyenne historique d'avant la pandémie Covid-19 (20 % de volatilité en moyenne pour le Y+1 sur la période 2012-2019).

Figure 20 : Volatilité⁴¹ du produit calendaire Y+1 sur le PEG (%)



Source : EEX – Analyse : CRE

⁴¹ Soit, $x_n = \ln(\text{Prix}_n) - \ln(\text{Prix}_{n-1})$
Volatilité = $100 * \sqrt{252 * \text{var}(\{x_1, x_2 \dots x_{40}\})}$;

2.4. Les écarts de prix entre l'hiver et l'été ont été particulièrement favorables en 2023 et ont abouti à des résultats d'enchères exceptionnels pour les capacités de stockage en France

Les prix à terme du gaz montrent généralement une saisonnalité, avec des prix pour livraison l'hiver plus élevés que ceux pour livraison l'été. Cette saisonnalité des prix à terme s'ajoute à la différence entre les prix de plus court terme et les prix de plus long terme, décrite précédemment.

Contrairement à 2022, les différentiels de prix été/hiver sur l'année 2023 ont été particulièrement favorables à la souscription des capacités de stockage.

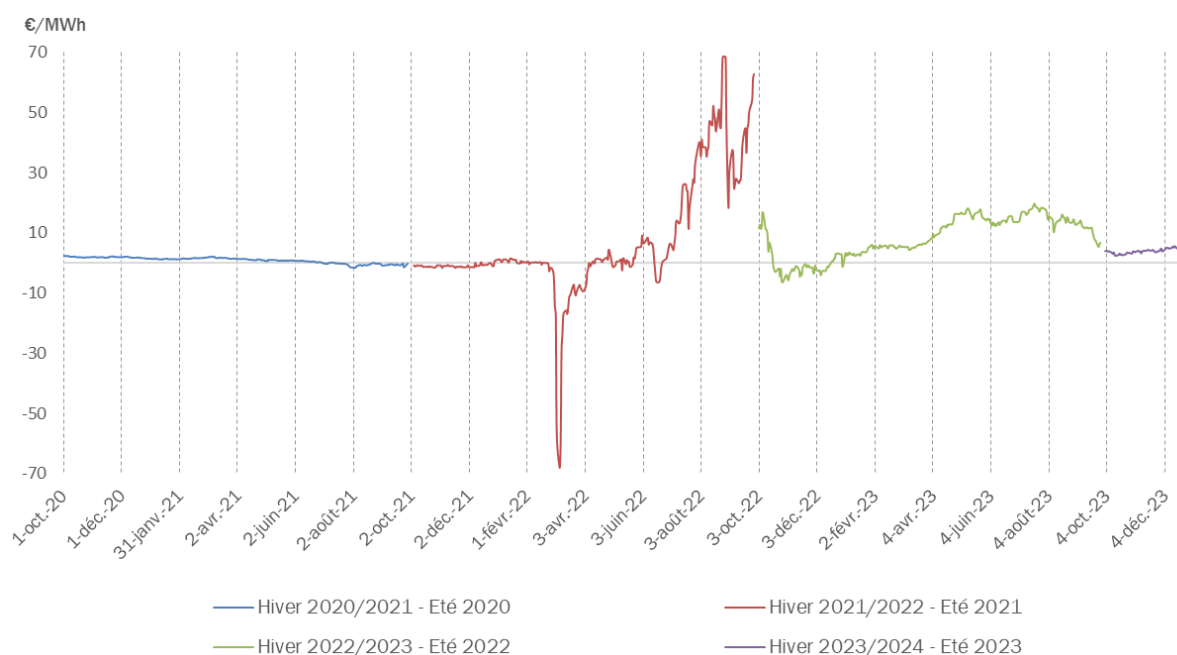
Les capacités pour l'hiver 2023-2024, commercialisées entre octobre 2022 et mars 2023 ont été souscrites à 99 % avec un prix d'adjudication moyen à 2,4 €/MWh. Après un début de campagne difficile entre novembre et décembre 2022 en raison d'écart de prix été-hiver négatifs, les conditions de marché ont finalement été plus favorables à partir de mi-décembre 2022 jusqu'à février 2023.

Il en résulte également des résultats d'enchères 2024-2025 exceptionnels, avec la souscription de 98 % des capacités proposées (126 TWh) à un prix d'adjudication moyen des capacités établi à 3,6 €/MWh.

A titre de comparaison, depuis la mise en œuvre de la régulation des stockages en 2018, le prix moyen d'adjudication annuel des capacités de stockage est de 2,2 €/MWh en moyenne.

Ces résultats ont notamment été permis par les évolutions des modalités de commercialisation décidées par la CRE dans sa délibération du 7 octobre 2022⁴². La délibération a permis aux opérateurs de stockage de maximiser les opportunités de souscription des capacités de stockages lorsque les conditions de marché sont favorables.

Figure 21 : Différentiel de prix hiver/été France



Source : ICIS – Analyse : CRE

⁴² <https://www.cre.fr/documents/deliberations/modalites-de-commercialisation-des-capacites-de-stockage-de-gaz-naturel-applicables-a-compter-d-octobre-2022.html>

3. Les volumes d'échange au PEG augmentent avec un fort développement du recours aux services de compensation centralisée des bourses pour les transactions de gré à gré

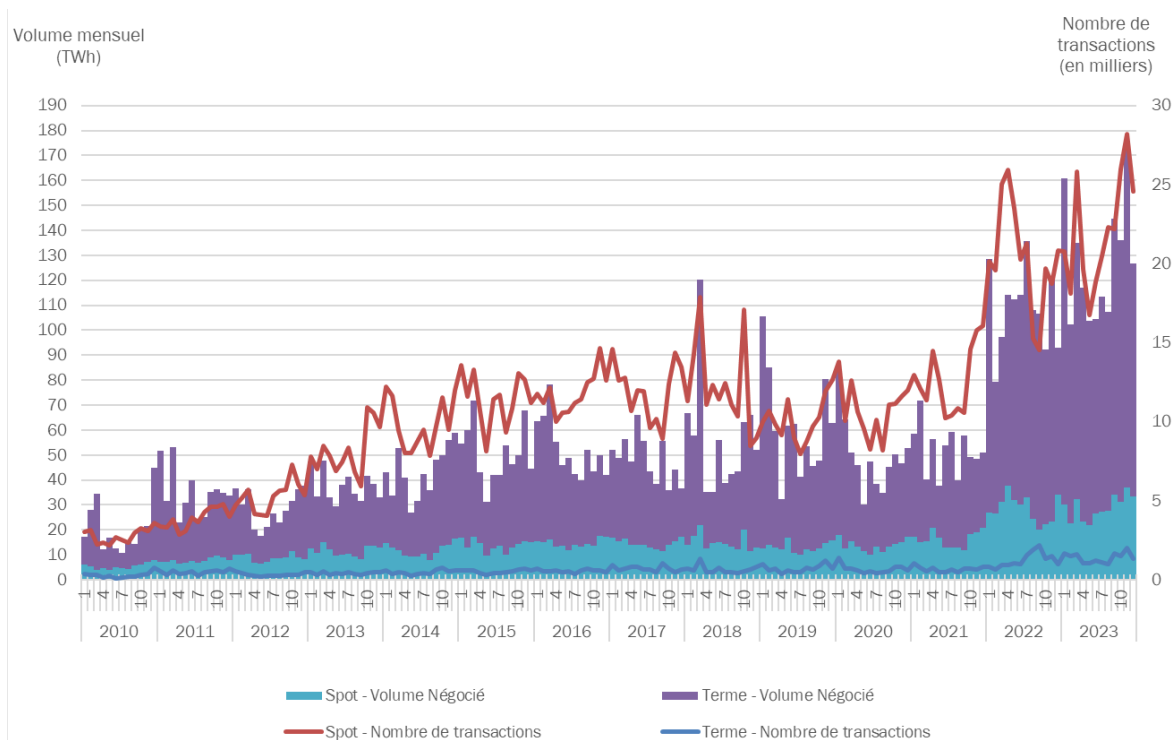
En 2023, les volumes échangés des contrats *spot* sont en hausse de 33 % par rapport à l'année précédente. Pour rappel, en 2022, les volumes échangés en *spot* avaient connu une forte augmentation (+59 %) par rapport à 2021 et aux années précédentes. Le nombre de transactions pour ces contrats est lui aussi en hausse de 20 % par rapport à 2022.

Le volume des contrats à terme échangés a lui aussi enregistré une hausse : +37 % en glissement annuel.

Les échanges de contrats saisonniers ont connu la plus forte hausse en termes de volume en valeur absolue (+48 %), suivis des contrats mensuels (+34 %) et des trimestriels (+12 %). Le volume échangé des contrats calendaires a augmenté de 150 %. Le nombre de transactions de contrats à terme échangées a lui augmenté de 24 %.

Les services de compensations des bourses pour les transactions de gré à gré (dit « OTC » ou « Over-The-Counter ») sont également en forte hausse depuis 2021 : la part de transactions OTC couvertes par les services de « clearing » est passée de 3 % en 2021 à 40 % en 2023. La hausse des prix en 2022 a notamment pu renforcer la perception par le marché du risque de contrepartie.

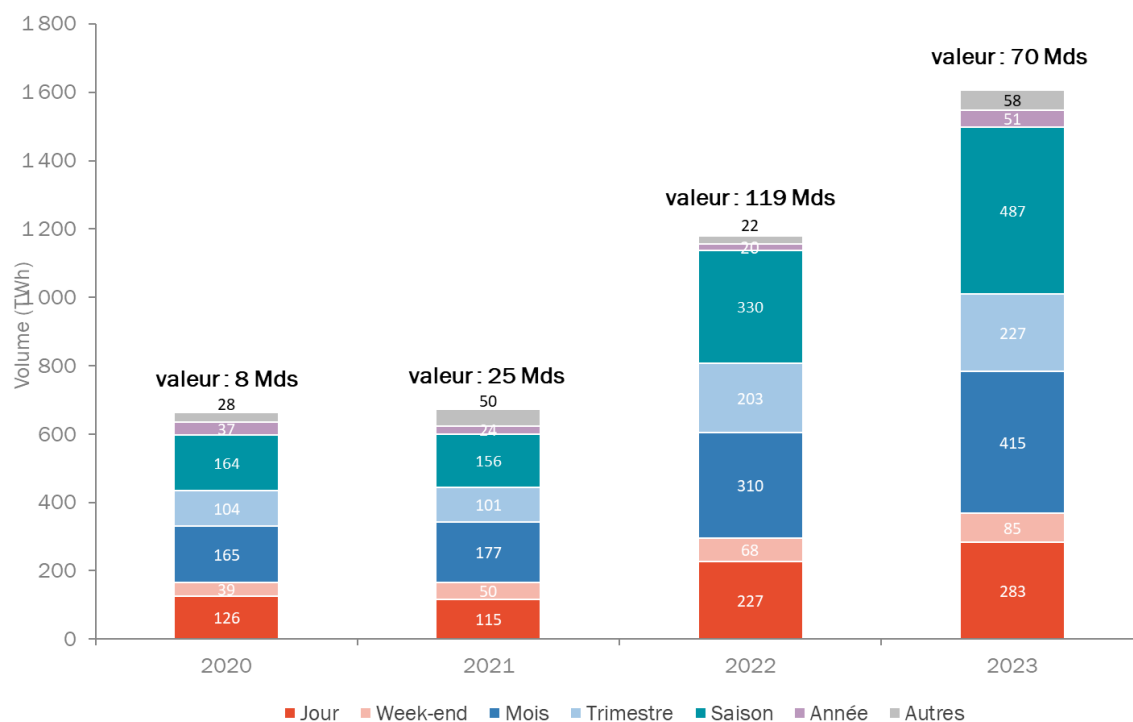
Figure 22 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français



Source : données REMIT – Analyse : CRE

La baisse des prix amorcée en 2023 s'est répercutée à travers le montant total en euros des transactions effectuées sur l'année. Celui-ci est en baisse de 45 % par rapport à 2022, malgré la hausse importante des volumes échangés.

Figure 23 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédiaire



Source : données REMIT – Analyse : CRE

Le volume total des échanges a significativement augmenté en 2022 et 2023 par rapport à la moyenne des trois dernières années (+132 %). Cette augmentation concerne l'ensemble des maturités mais elle est particulièrement importante sur les contrats mensuels, saisonniers, trimestriels, et journaliers qui représentent à présent 86 % des volumes échangés.

4. Bilan du fonctionnement des marchés de gros du gaz naturel en France en 2023

L'année 2023 a amorcé une importante baisse des prix et un retour vers plus de stabilité après la crise d'approvisionnement du gaz en Europe et les hausses de prix historiques des deux années précédentes.

La baisse des prix a été rendue possible par la baisse de la demande en Europe et en France, en raison des conditions météorologiques clémentes et de la sobriété des consommateurs, ainsi que par la diversification de l'approvisionnement européen, notamment avec le gaz naturel liquéfié.

Dans ce nouvel équilibre, la France est, comme en 2022, le premier importateur de GNL en Europe. Avec la mise en service du FSRU au Havre, la France compte désormais 5 terminaux méthaniers pour une capacité d'accueil d'environ 450 TWh/an. Pour la première fois, en 2023, les imports de GNL ont dépassé les imports par gazoduc sur la TRF.

Les infrastructures de transport françaises ont permis de maintenir des niveaux d'exports importants vers les pays voisins et de contribuer ainsi à la baisse globale des prix et à l'amélioration de leur convergence entre pays européens.

Tout au long de l'année 2023, les niveaux élevés de remplissage des stockages français ont contribué à la baisse des prix. Les assouplissements des conditions de commercialisation introduites par la CRE dans sa délibération d'octobre 2022, relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel, ont permis un haut niveau de souscription des capacités pour l'hiver prochain et ont contribué à améliorer leur attractivité vis-à-vis du marché.

Enfin, la production française de biométhane en injection sur le réseau a augmenté en 2023, pour s'établir à 8,9 TWh (+28 % par rapport à 2022). Elle représente à présent l'équivalent de 2,3 % de la consommation française.

Sur l'hiver 2022-2023, la reconfiguration des flux européens avait généré d'importantes congestions sur le réseau de transport de gaz français, avec un déficit au nord du territoire et un surplus au sud. Les gestionnaires de réseau français ont fait appel aux mécanismes de spread localisé et de restrictions mutualisées et la CRE a été amenée à prendre une délibération en décembre 2022, et en octobre 2023 pour répondre à cette congestion inédite. Cette situation s'est reproduite sur l'hiver 2023-2024, mais dans une moindre proportion, notamment grâce aux mesures correctives apportées sur la TRF en concertation avec les opérateurs gaziers. La CRE surveille les nominations des expéditeurs en lien avec le mécanisme de spread localisé sur le réseau de transport de gaz et a interrogé dans ce cadre plusieurs acteurs ; des analyses approfondies sont en cours.

Le marché de gros du gaz a fonctionné sans discontinuité et a généré les signaux de prix nécessaires au rétablissement de l'équilibre entre l'offre et la demande. Ceci a permis d'une part de favoriser en continu l'acheminement du gaz là où il était le plus nécessaire, d'autre part d'atteindre l'objectif européen d'une baisse de la consommation de gaz de 15 %.

SECTION 4 : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

1. Evolution de l'offre et de la demande en France en 2023

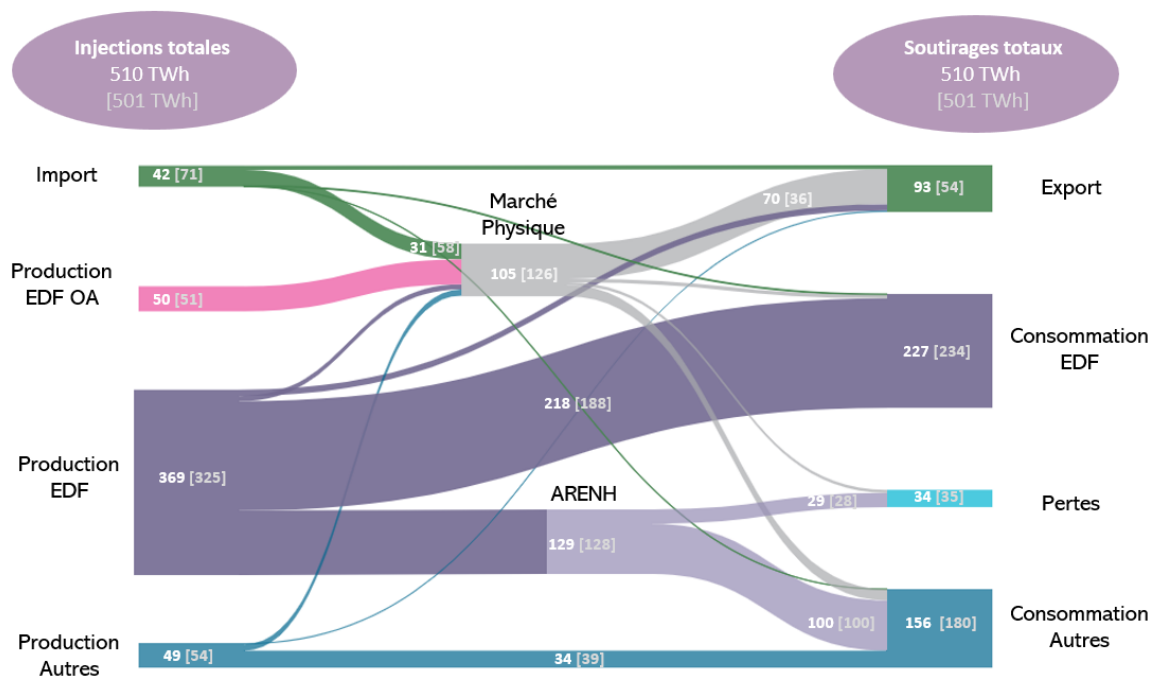
1.1. Equilibre du système électrique français : la France retrouve sa place d'exportateur net d'électricité

Le système électrique français est marqué en 2023 par la résolution de la double crise de 2022, concernant d'une part l'approvisionnement en gaz de l'Europe et, d'autre part, la production du parc électronucléaire français.

La Figure 24 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2023 sur le système électrique français. Ce schéma intègre plusieurs hypothèses qu'il convient de préciser pour sa parfaite compréhension :

- le bilan intègre uniquement les flux passant par les bilans des responsables d'équilibre, et non les flux purement financiers ;
- le marché physique regroupe le marché journalier et infrajournalier 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 demi-heure ;
- 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 aux frontières (le solde en revanche correspond dans les deux cas) ;
- contrairement à d'autres sources de données de production et consommation utilisées dans ce rapport, ici la Corse n'est pas incluse et le pompage des installations de stockage d'énergie hydraulique (STEP) n'est pas pris en compte.

Figure 24: Bilan des injections et soutirages en 2023 [2022] (TWh)



Source : RTE, Analyse : CRE

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Les injections sur le réseau sont restées stables, en faible hausse (+1.8 %) entre 2022 et 2023, passant de 501 TWh à 510 TWh.

Les souscriptions ARENH⁴³ pour livraison en 2023 restent stables⁴⁴ à 129 TWh (dont 29 TWh pour la couverture des pertes sur les réseaux) du fait de l'atteinte du plafond de 100 TWh pour les fournisseurs de clients finals.

La production d'électricité d'EDF est utilisée dans sa quasi-totalité pour ses propres clients : 59% de cette production est destinée à la consommation des clients d'EDF, 27% à la consommation des clients des fournisseurs alternatifs, 7,8% à la fourniture des pertes sur les réseaux, 3,4% aux exportations et 2,8% sont revendues sur les marchés.

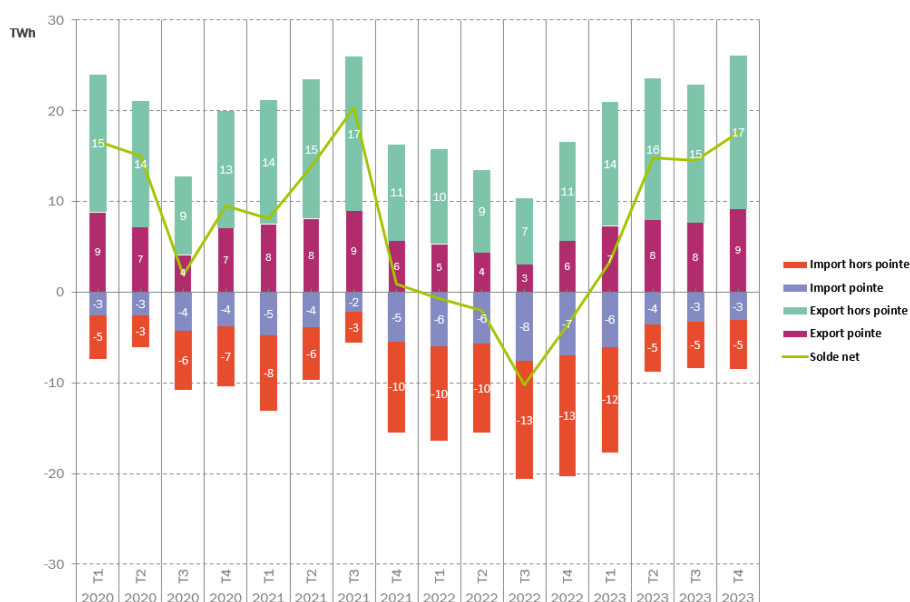
La production d'électricité d'EDF, qui en 2022 avait été affectée par un nombre important de travaux de maintenance sur son parc de production nucléaire, à la suite de la découverte du phénomène de corrosion sous contraintes, se rapproche au niveau pré-crise en augmentant de 44 TWh par rapport à 2022, permettant à la France de retrouver sa position historique d'exportateur net d'électricité. Ainsi, le solde commercial des échanges aux frontières exportateur en 2023 est de 51 TWh dans la continuité de l'historique entre 2011 et 2021, contrastant seulement avec le solde importateur de 2022 (-16 TWh).

Tableau 4 : Evolution du solde commercial exportateur de la France

| Solde commercial exportateur France (TWh) | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 56 | 44 | 47 | 65 | 62 | 39 | 38 | 60 | 56 | 43 | 43 | - 16 | 51 |

Source : RTE

Figure 25 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières



Source : RTE, Analyse : CRE

⁴³ L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) est un dispositif entré en vigueur le 1^{er} 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.

⁴⁴ Le décret n°2022-342 du 11 mars 2022 prévoyait l'allocation de 20 TWh d'ARENH aux fournisseurs alternatifs à un prix de 46,2 €/MWh en 2022. Le constat de stabilité des volumes entre 2022 et 2023 n'intègre pas les 20 TWh d'ARENH supplémentaire en 2022, qui ne passait pas par le bilan des responsables d'équilibre. Le volume de 20 TWh supplémentaires n'a pas été reconduit sur l'année 2023.

1.2. Une consommation en baisse suivant la tendance de 2022

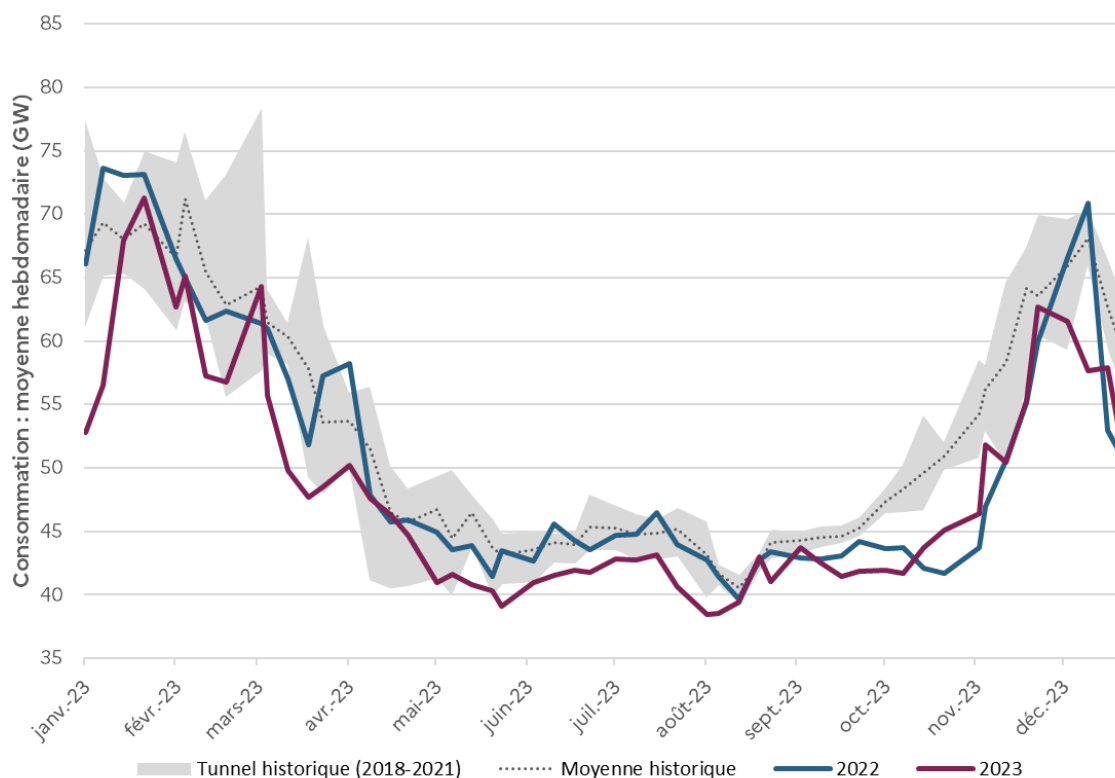
La baisse de la consommation électrique française, débutée à l'automne 2022, s'est prolongée en 2023. La consommation s'est établie à 438,6 TWh en 2023, soit une diminution de 3,3 % par rapport à 2022 (453,4 TWh) et un recul de 7 % par rapport au niveau d'avant crise de 2021 (471,6 TWh).

La consommation corrigée du climat et des variations calendaires⁴⁵ montre une diminution similaire, de l'ordre de 3,2 %, par rapport à l'année 2022 (446 TWh⁴⁶ en 2023 et 460 TWh en 2022).

La baisse de la consommation en France en 2023 peut s'expliquer par la conjonction de plusieurs effets qui s'additionnent :

- Les températures élevées ont entraîné une réduction significative de la demande électrique pour le chauffage, notamment pendant l'automne et l'hiver, qui est nettement plus importante que la hausse induite par les besoins de climatisation pendant l'été (cf. section 2, §3).
- En réponse aux préoccupations concernant la sécurité d'approvisionnement énergétique et les prix élevés, les efforts de sobriété et d'économie d'énergie se sont intensifiés en 2022. Ces efforts se sont poursuivis en 2023, traduisant un changement de comportement durable des consommateurs.

Figure 26 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire)



Source : RTE – Analyse : CRE

⁴⁵ Pour faciliter la comparaison structurelle d'une année sur l'autre RTE corrige la consommation en tenant compte des aléas climatiques et des effets calendaires. En effet, en France, la consommation d'électricité est fortement dépendante des températures. L'électricité étant à la fois consommée pour se chauffer en hiver (la France étant notamment équipée d'un important parc de chauffages électriques) et pour la climatisation en été (mais dont l'effet est plus marginal). De plus, les années ne comptant pas le même nombre de jours d'une année sur l'autre (ex. années bissextiles), une correction est appliquée pour comparer les années sur la base de 365 jours.

⁴⁶ Voir [bilan électrique RTE 2023](#).

1.3. Une production en hausse grâce à la reprise de la production nucléaire et dans une moindre mesure hydroélectrique

La production d'électricité a augmenté de manière significative en 2023 par rapport à 2022 en raison de la reprise de la production nucléaire et de l'augmentation de la production d'énergie hydraulique et éolienne.

La production totale s'élève à 495 TWh, contre 446 TWh en 2022 (Tableau 5). Ce chiffre est néanmoins nettement inférieur aux années précédentes (527 TWh en moyenne entre 2016 et 2021). La baisse de production est principalement due à la filière nucléaire, qui ne retrouve pas les niveaux atteints par le passé.

Tableau 5 : Production totale annuelle d'électricité

| Année | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Production (TWh) | 530,6 | 528,3 | 547,6 | 536,1 | 499,7 | 522,4 | 445,8 | 494,7 |

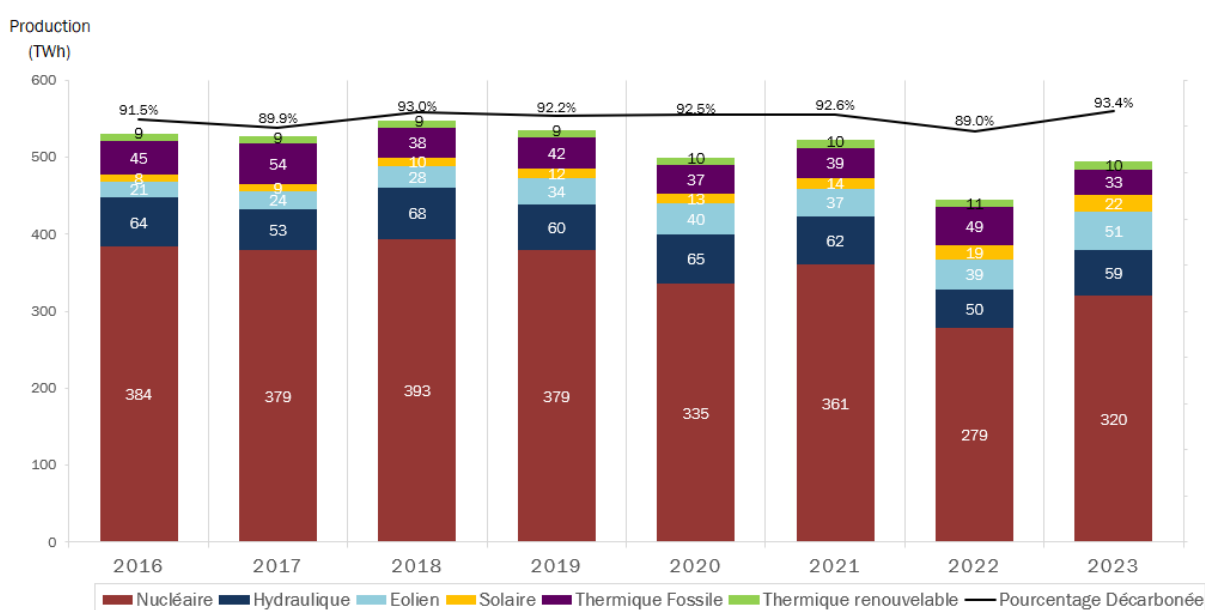
Source : RTE

En 2023, 93,4 % de l'électricité produite est décarbonée, un chiffre en hausse par rapport à la moyenne 2016-2021 (92,0 %) et une augmentation substantielle par rapport à 2022 (89,0 %).

En termes de pourcentage du mix électrique, l'électricité produite à partir de sources thermiques fossiles (gaz principalement) a diminué de 4,4 %, passant de 11,0 % à 6,6 % du total. La production décarbonée augmente, surtout grâce à la filière nucléaire (+2,2 %) et dans une moindre mesure l'éolien (+1,6 %), l'hydraulique (+0,8 %) et le solaire (+0,2 %). La production à partir de biomasse est, elle, en légère baisse, de 1,9 % à 1,3 %.

La production hydraulique prise en compte dans la production globale (Tableau 5) est brute de la consommation liée au pompage.

Figure 27: Production annuelle d'électricité par source d'énergie

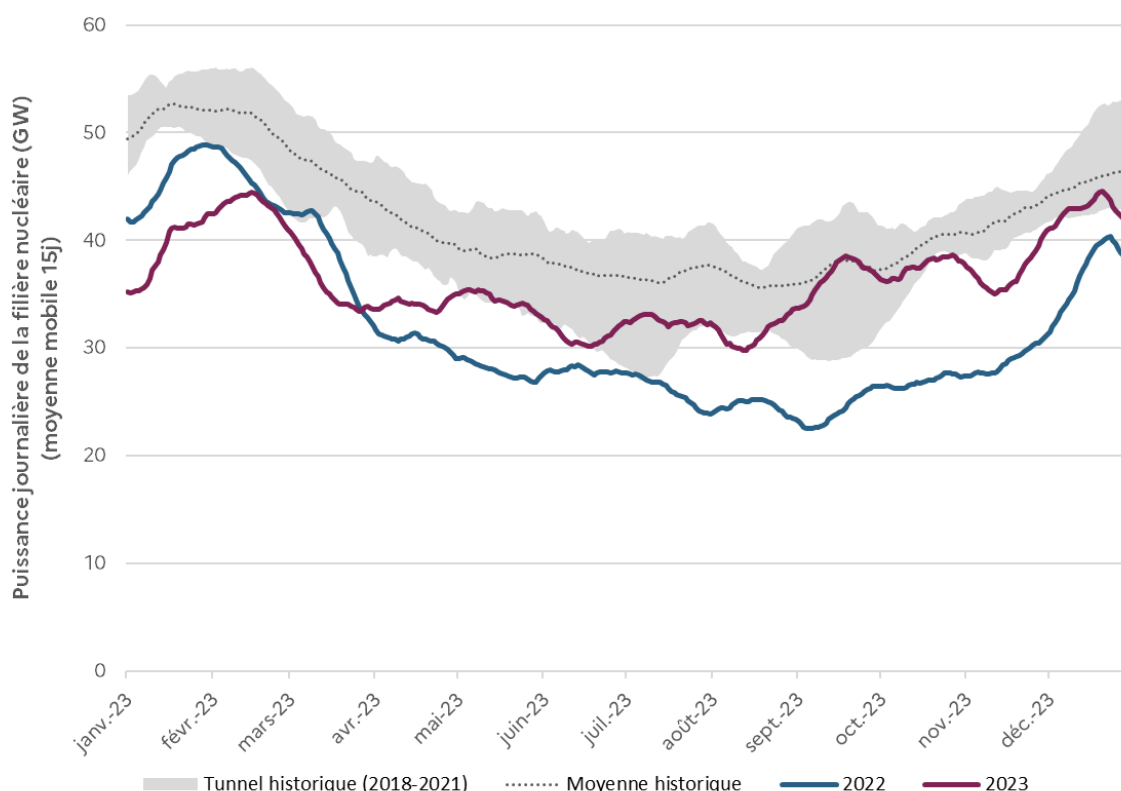


Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.1. Redressement de la production nucléaire portée par une amélioration progressive de la disponibilité

En 2023, la production nucléaire en France a connu une amélioration significative par rapport à l'année précédente, avec une augmentation de 15 % du volume de production, soit 41,5 TWh de plus qu'en 2022. Cette augmentation a porté le volume total de production nucléaire à 320,4 TWh, représentant 64,8 % de la production française totale, contre 63 % en 2022, alors que la production totale d'électricité a augmenté de 11 % en 2023. Toutefois, ce chiffre reste inférieur de 18 % à la moyenne des années 2015 à 2019, qui est de 390 TWh.

Figure 28 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

Le redressement de la production s'explique principalement par la diminution des indisponibilités liées au phénomène de corrosion sous contrainte, grâce aux travaux de réparation et de contrôles menés à bien par EDF.

En 2022, ce phénomène générique avait affecté de manière exceptionnelle et imprévisible la disponibilité du parc nucléaire français, atteignant des niveaux historiquement bas (minima à 22 GW fin août 2022 et moyenne à 33 GW sur l'année). En 2023, la disponibilité moyenne du parc s'est redressée d'un peu plus de 5 GW par rapport à 2022 (38,6 GW en moyenne sur l'année et minimum à 32,4 GW mi-juin 2023), mais reste encore nettement inférieure à la moyenne historique (46,5 GW entre 2015 et 2019).

Cette amélioration de la disponibilité a été progressive au cours de l'année 2023. La disponibilité du parc nucléaire est d'abord restée très faible au premier trimestre 2023, dans la continuité de fin 2022 (en moyenne inférieure de 5,8 GW, soit 12,5 %, par rapport au minimum de la période 2018-2021). De plus, EDF a annoncé le 7 mars la découverte de fissures profondes à Penly 1. Cette découverte a mené à une révision de la stratégie de contrôles d'EDF, consistant à accélérer les contrôles de certaines

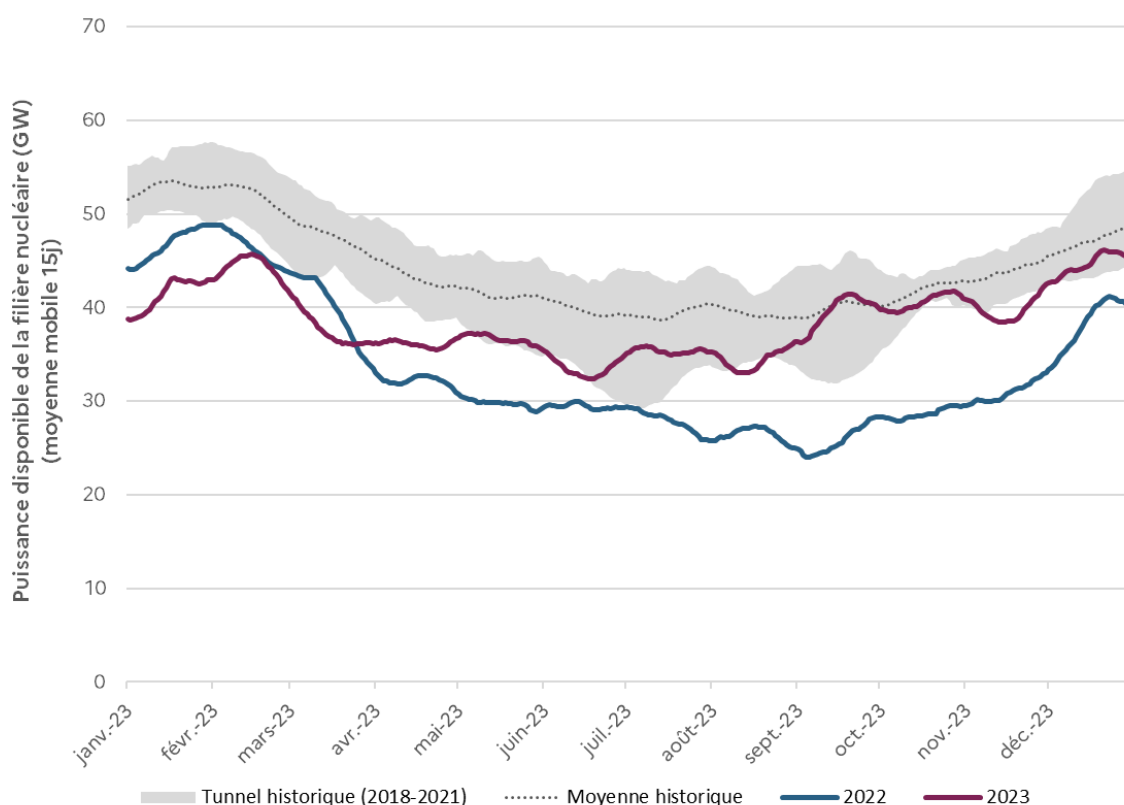
LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

soudures prioritaires (soudures des systèmes RIS⁴⁷ et RRA⁴⁸ ayant fait l'objet de réparation au moment de la construction des réacteurs). Cette stratégie a été validée par l'ASN le 24 avril 2023. A la suite de la publication de l'ASN, EDF a annoncé le 26 avril 2023 conserver son estimation de production nucléaire à 300-330 TWh en 2023^{49,50}.

À partir de mai, la disponibilité a progressivement retrouvé les niveaux les plus bas de l'enveloppe historique 2018-2021, atteignant une moyenne de 36,6 GW sur le mois. La disponibilité s'est nettement améliorée en septembre grâce à la remise en service de nombreux réacteurs, permettant ainsi de retrouver des niveaux de disponibilité proches de la moyenne 2018-2021 pour la période (proche de 40 GW). La disponibilité s'est ensuite à nouveau dégradée en novembre (décalages de certains arrêts planifiés, fortuits liés à la tempête Ciarán et arrêts pour économie de combustible) avant de se redresser en décembre. Finalement, selon les estimations d'EDF, rendues publiques en décembre 2023⁵¹ la production nucléaire annuelle devrait s'établir dans une fourchette de 315-345 TWh en 2024 et 335-365 TWh en 2025.

Figure 29 : Disponibilité journalière moyenne lissée du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

⁴⁷ Le circuit d'injection de sécurité (RIS) permet, en cas d'accident causant une brèche importante au niveau du circuit primaire du réacteur, d'introduire de l'eau borée sous pression dans celui-ci afin d'étouffer la réaction nucléaire et d'assurer le refroidissement du cœur.

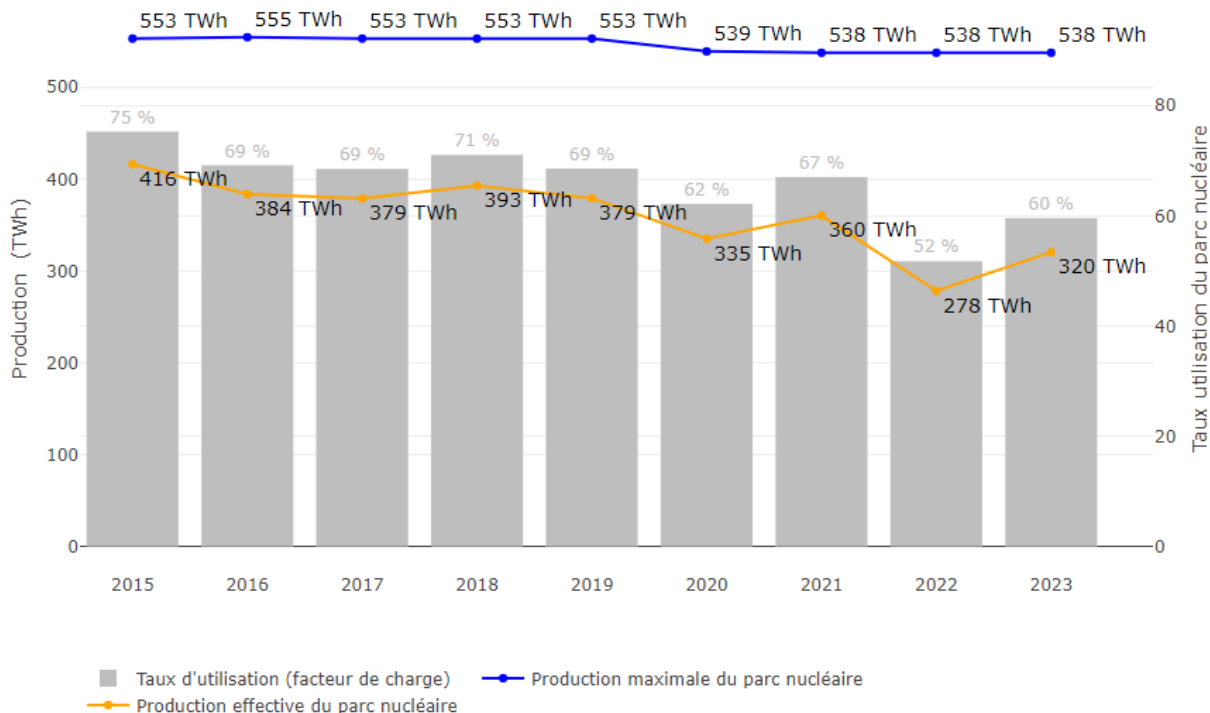
⁴⁸ Circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) assure l'évacuation de la puissance résiduelle dégagée par le combustible, quand il est encore dans la cuve, pendant les périodes d'arrêt.

⁴⁹ Communications d'EDF le [8 mars 2023](#), le [16 mars 2023](#) (note CSC) et le [26 avril 2023](#) (note CSC).

⁵⁰ Communications de l'ASN le [7 mars 2023](#), le [16 mars 2023](#) et le [25 avril 2023](#).

⁵¹ [Communiqué d'EDF du 21 décembre 2023](#)

Figure 30 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

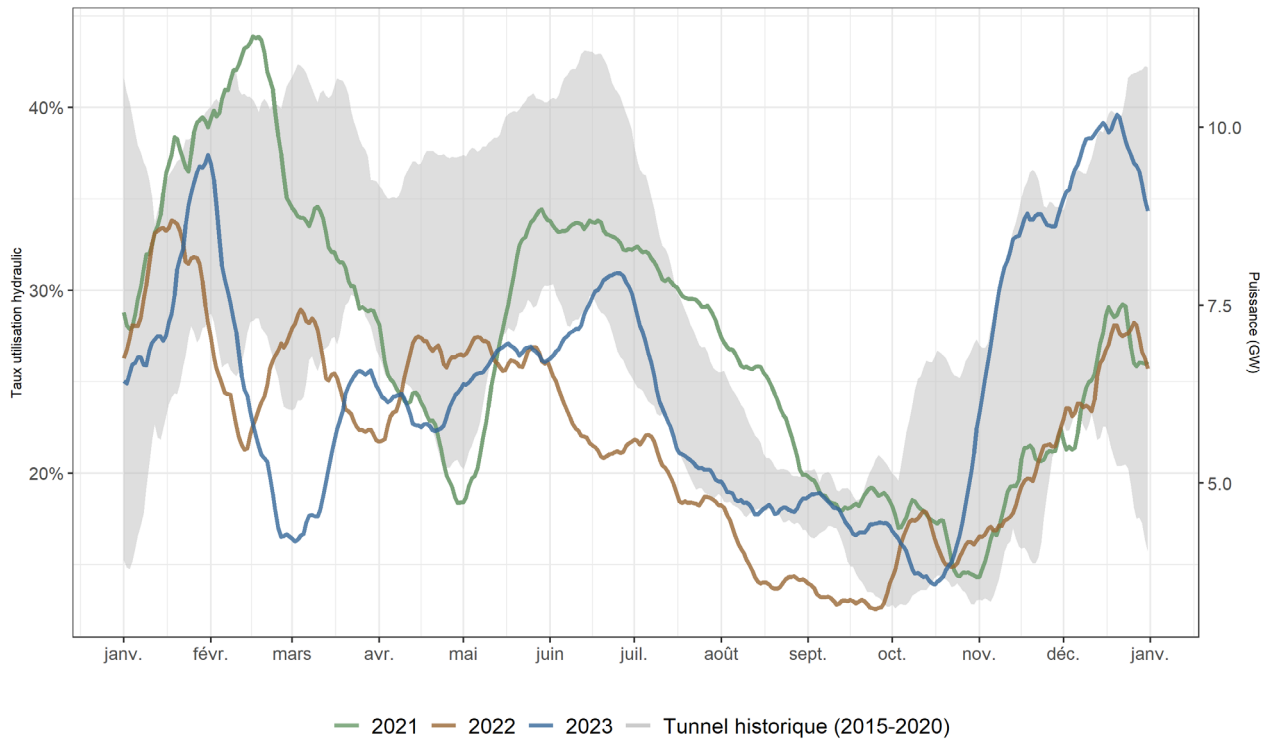
1.3.2. Production hydroélectrique : une croissance significative au cours des derniers mois de l'année grâce à la reprise des précipitations et à l'utilisation prudente des stocks

En 2023, la filière hydraulique a finalement produit 56,1 TWh (+6,5 TWh par rapport à 2022, soit une hausse de 13 %). La production reste en revanche plus faible que la moyenne 2017-2021 (à 61,2 TWh), pour une capacité installée toujours à 25,7 GW.

En effet, la production a été nettement plus faible au cours du premier semestre, notamment entre la mi-février et la fin du mois de juin, en raison d'une utilisation prudente du stock hydraulique due à de faibles précipitations (cf. section 2, §3). La production a ensuite été dans la moyenne pendant les mois d'été et plus élevée à la fin de l'année en raison de l'abondance des pluies d'automne.

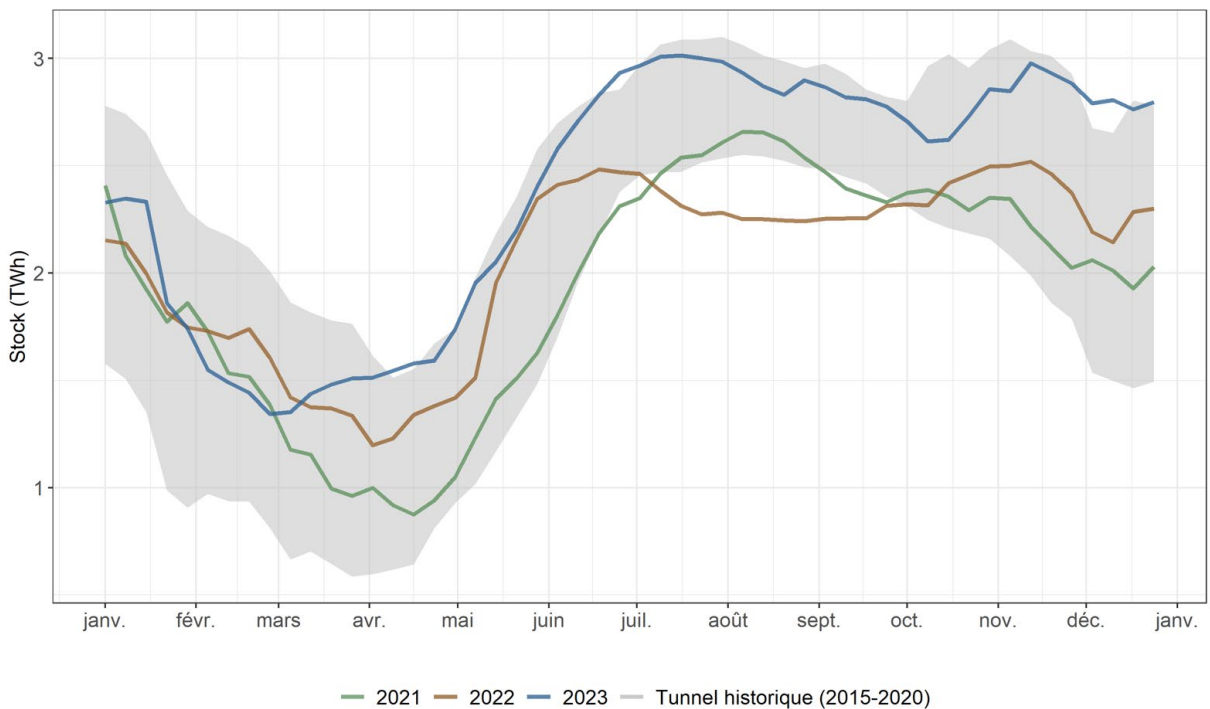
Malgré les faibles précipitations, le stock hydraulique (Figure 32) s'est maintenu à un niveau élevé depuis le mois d'avril, reflétant une gestion prudente.

Figure 31 : Taux d'utilisation (axe à gauche) et puissance (axe à droite) énergie hydraulique, moyenne glissante sur 15 jours



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 32 : Evolution hebdomadaire du stock hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.3. Eolien et solaire : le rythme actuel de croissance des capacités est en ligne avec les objectifs de la PPE pour 2028

En 2023, le parc solaire français a augmenté de 3,2 GW, soit une hausse de 20 %, équivalente à la hausse entre 2021 et 2022. Le taux de développement demeure pour une troisième année consécutive au-dessus de la moyenne historique, à +15,1 %/an (Tableau 6).

Le parc éolien enregistre 2,1 GW de capacités supplémentaires en 2023 (+9 % par rapport à 2022), alors que la hausse était de 2,4 GW en 2022. Une grande part de la capacité installée vient de la mise en service partielle des parcs offshore de St Brieuc (Bretagne) et de Fécamp (Normandie).

La hausse totale des parcs solaire et éolien est de 5,3 GW en 2023, contre 5,1 GW en 2022. A fin 2023, la capacité installée photovoltaïque totale représente 19,0 GW, et la capacité éolienne 23,2 GW.

Tableau 6 : Evolution de la capacité installée éolienne et solaire

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TCAM ⁵² 2015/2023 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------------------------------|
| Eolien (GW) | 10,3 | 11,8 | 13,5 | 15,1 | 16,5 | 17,6 | 18,8 | 21,2 | 23,3 | + 10,7 % |
| Solaire (GW) | 6,2 | 6,8 | 7,7 | 8,5 | 9,6 | 10,4 | 13,1 | 15,8 | 19,0 | + 15,1 % |

Source : RTE

Tableau 7 : Evolution de la production éolienne et solaire

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | TCAM 2015/2023 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------------|
| Eolien (TWh) | 21,1 | 20,9 | 24,0 | 28,1 | 33,8 | 39,7 | 36,9 | 38,9 | 50,8 | + 11,6 % |
| Solaire (TWh) | 7,4 | 8,4 | 9,1 | 10,4 | 12,0 | 12,7 | 14,2 | 18,5 | 21,6 | + 14,3 % |

Source : RTE

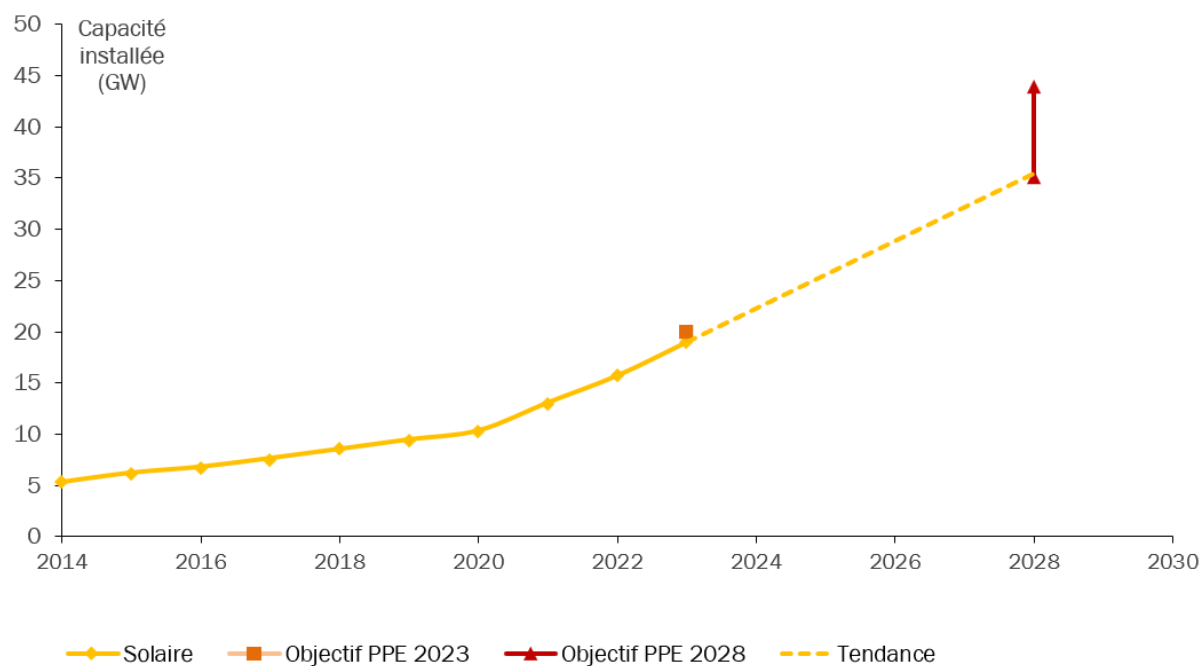
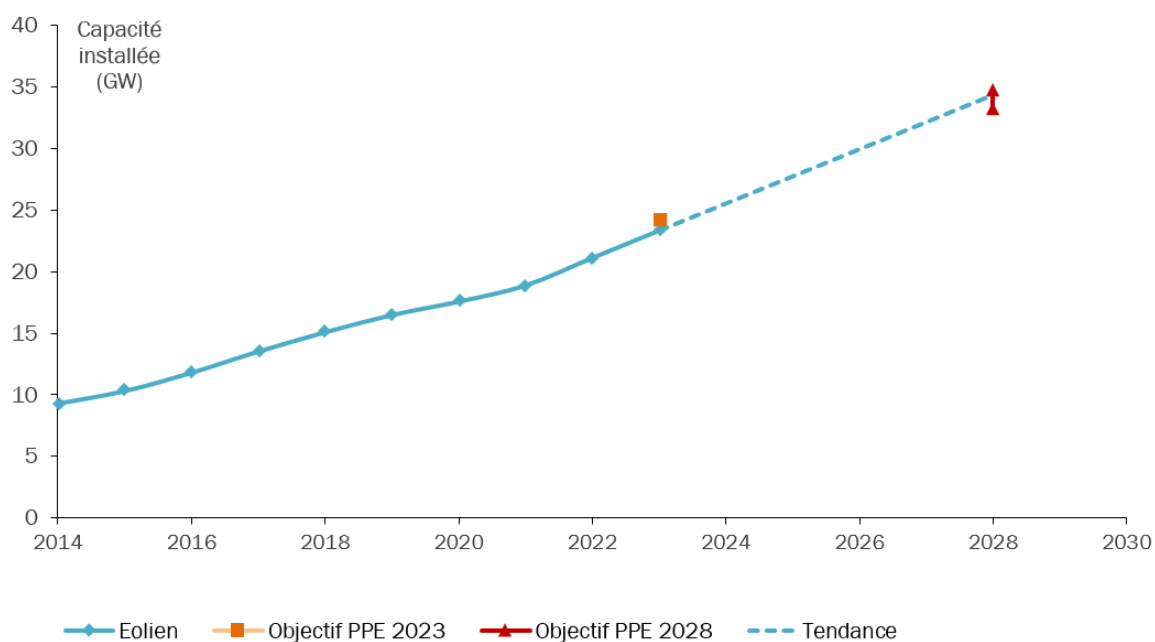
Les objectifs nationaux fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie en (PPE)⁵³ pour 2023 n'ont pas été atteints. En effet, la capacité des parcs éoliens est inférieure de 0,8 GW à l'objectif fixé de 24,1 GW, tandis que la capacité solaire est inférieure de 1,1 GW à l'objectif fixé de 20,1 GW (Figure 33).

L'accroissement de la capacité constaté entre 2022 et 2023 est, en revanche, cohérent avec les objectifs de la PPE pour 2028, s'il se maintient. La PPE fixe, pour 2028, un objectif de 33,2-34,7 GW pour l'éolien, et de 35,1-44,0 GW pour le solaire.

⁵² Taux de croissance annuels moyens.

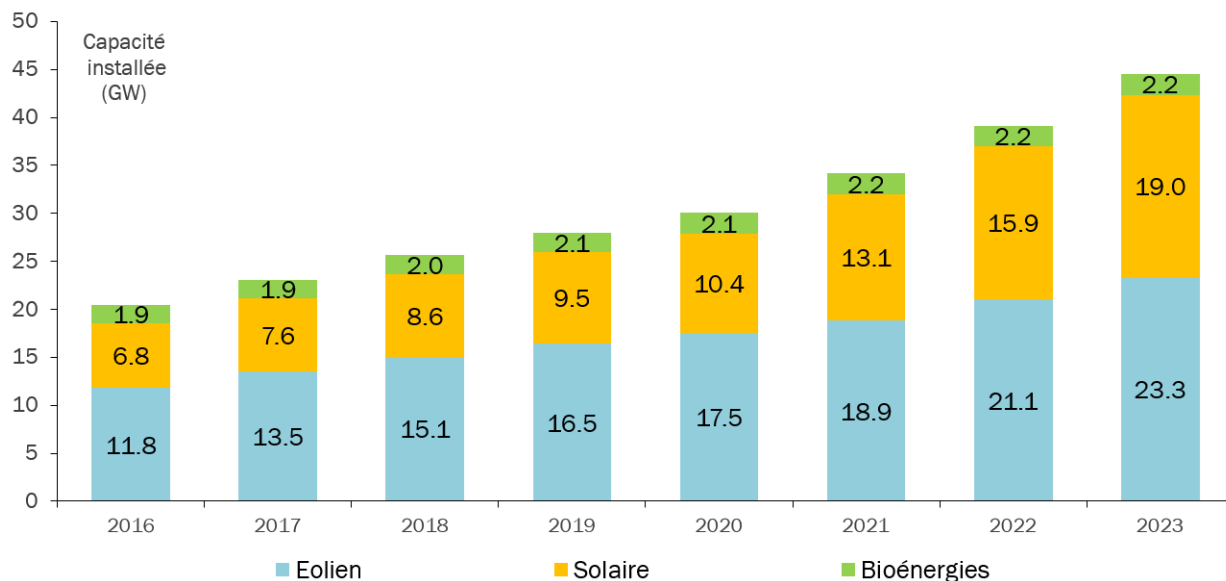
⁵³ Programmations pluriannuelles de l'énergie : <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

Figure 33 : Comparaison du développement des parcs solaire et éolien terrestre au regard des objectifs de la PPE



Source : RTE – Analyse : CRE

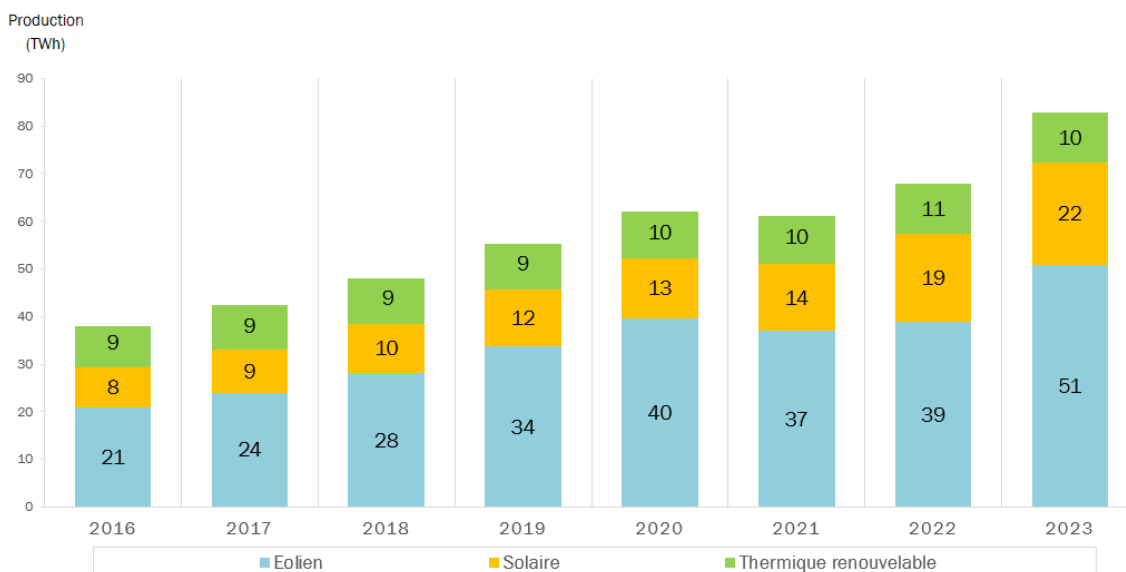
Figure 34 : Evolution des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

La production des filières renouvelables (hors hydroélectrique) a augmenté de 21 % en 2023, s'établissant à 82,8 TWh, contre 68,0 TWh en 2022 (Figure 35). Une raison importante de cette augmentation de la production est l'augmentation du facteur de charge de l'éolien qui s'est établi à 25,4 % en 2023 contre 21,9 % en 2022 (39 TWh) et 22,9 % (37 TWh) en 2021. Ainsi, la production de la filière éolienne augmente de 23,5 % malgré la croissance du parc de 11,3 %. La filière solaire a, au contraire, vu son facteur de charge diminuer (13,2 % contre 13,7 % en 2022).

Figure 35 : Production annuelle des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.4. Forte baisse de la production d'électricité à partir des sources fossiles

La production d'électricité à partir de gaz, de charbon et de fioul est en nette diminution par rapport à 2022, de -16,6 TWh (-33,7 %) et par rapport à l'historique des années 2016-2021 (baisse de -9,8 TWh, soit -23,1 %). Le contraste fort par rapport à 2022 s'explique par le fait que la production thermique avait été relativement élevée en 2022 pour compenser la faiblesse de la production nucléaire.

La production d'électricité à partir du charbon est très faible, à 0,9 TWh en 2023, et presque négligeable dans le mix électrique français, à moins de 0,2 % de la production totale.

1.4. Marginalité des différentes filières de production en 2023 : le prix de l'électricité française a été moins dépendant des marchés frontaliers qu'en 2022

Une filière de production est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière. Son coût marginal 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 des moyens de production 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 impacte 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 en particulier l'hydraulique de barrage, et aussi 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.

Afin de mieux refléter ces constats, la CRE a modifié sa méthode de détermination des filières marginales en 2020. La nouvelle méthode permet de considérer plusieurs technologies comme marginales à une même heure. Les calculs de la CRE sont fondés sur les coûts marginaux directement transmis à la CRE par les producteurs.

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

1. 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 marginal est à moins de 1 €/MWh du prix *spot*, alors la frontière fait partie des moyens marginaux.
2. Les moyens de production⁵⁴ dont le coût marginal est proche du prix *spot*, font également 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 marginal⁵⁵.
3. Si la France n'est couplée à aucun pays frontalier au moins un pays, et s'il n'y a aucun moyen de production français avec un coût marginal proche du prix *spot*, alors la marginalité est définie à « autre ».

Les résultats présentés ici sont basés sur des données de coûts marginaux plus complètes que dans le rapport 2022 et peuvent donc légèrement différer.

Valeur d'usage de l'eau et du nucléaire

Les valeurs d'usage de l'eau transmises par les producteurs à la CRE, définissant les coûts variables de la production hydroélectrique, 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 les plus chères. Ainsi, les prix proposés par les opérateurs de barrage hydraulique peuvent être très proches des coûts marginaux anticipés des centrales au gaz.

Concernant le nucléaire, une partie du parc est 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. De nombreux facteurs peuvent porter à des valeurs d'usage élevées, comme des prix à terme très élevés, ou d'autre part 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, batterie et nucléaire dans certains cas) est disponible aux heures de plus forte tension du système électrique et que tout le stock de productible n'est pas consommé inutilement en début d'année.

Le marché français a été nettement moins dépendant des importations en 2023 par rapport à 2022, ce qui explique que, la marginalité des pays frontaliers a considérablement diminué, passant de 30 % des heures en 2022 à 10 % en 2023.

La baisse dans la marginalité des frontières est compensée par celle des CCGT, qui passe de 19,1 % à 29,6 %, et de l'hydroélectricité (de 21,4 % à 32,5 %). Ces deux filières, qui ne représentent que 16 % de la production d'électricité en France, sont pourtant marginales pendant 62 % des heures. Ce constat souligne l'importance de ces sources d'énergie pilotables qui jouent un rôle important dans l'équilibre du système électrique.

Les coûts marginaux de toutes les filières diminuent considérablement par rapport à 2022, en raison du retour du coût des combustibles fossiles à des niveaux proches de ceux d'avant la crise et de la baisse

⁵⁴ Prévus au programme d'appel

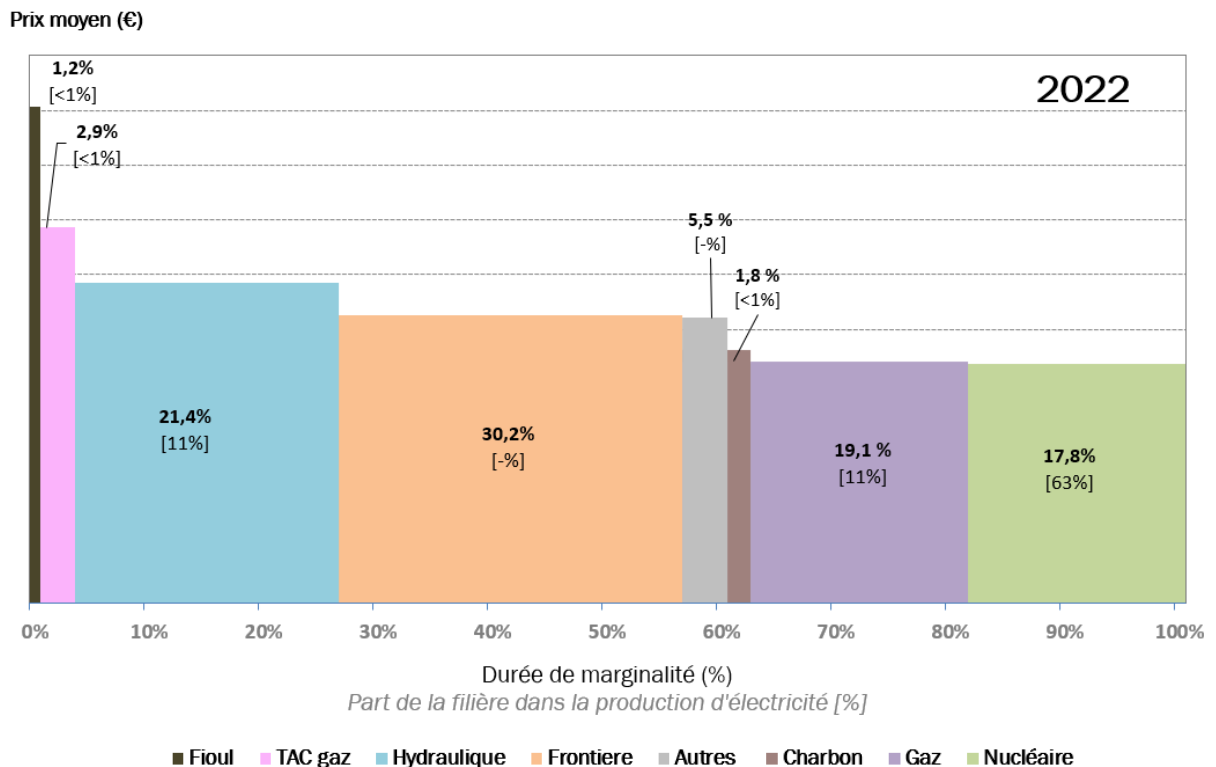
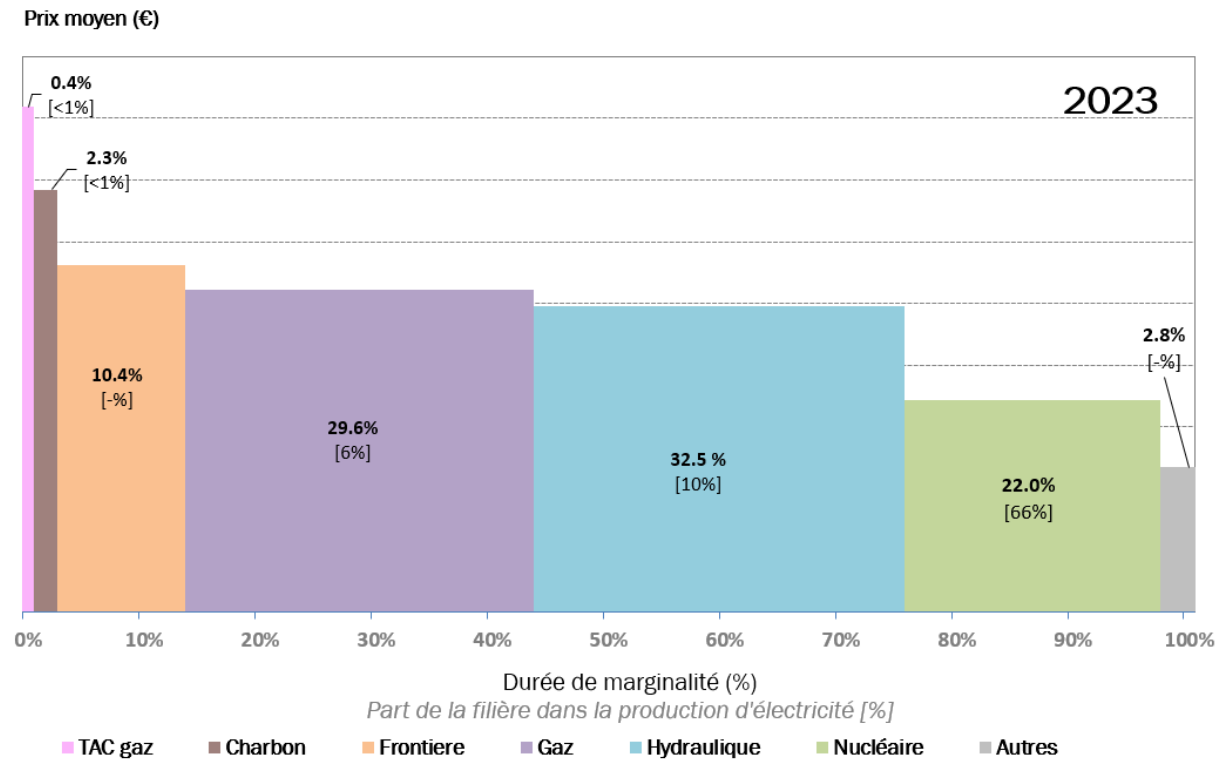
⁵⁵ La formule a été adaptée pour prendre en compte la hausse des prix. La contribution décroît donc désormais plus lentement en fonction de la différence entre le prix *spot* et son coût marginal

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

conséquence des coûts d'opportunité de l'hydroélectrique et du nucléaire, corolaire à la baisse des prix des combustibles fossiles.

Figure 36 : Marginalité des différentes filières de production en 2022 et 2023



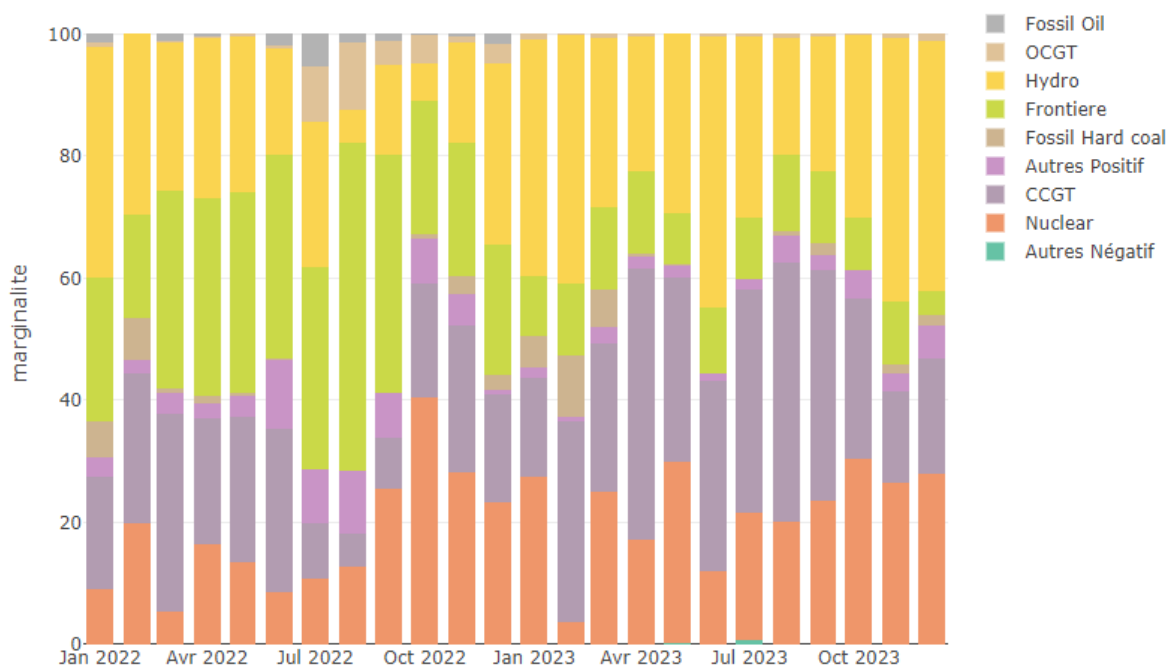
Sources : EPEX SPOT, Producteurs – Analyse : CRE

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

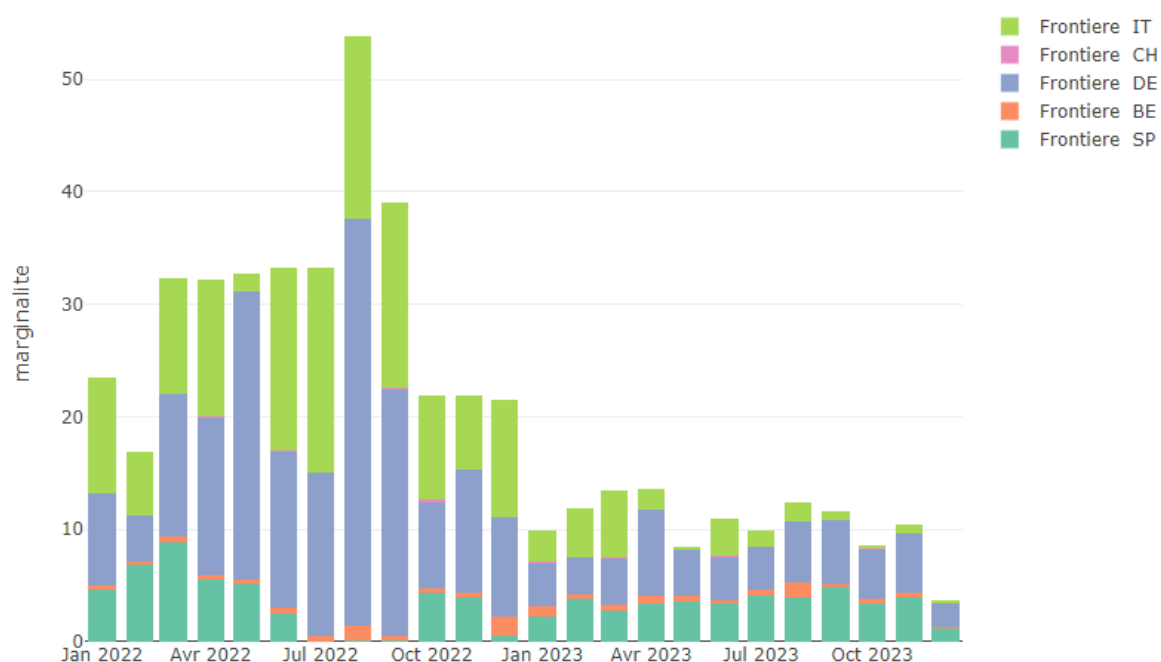
La Figure 38 présente le détail des frontières ayant contribué à la formation des prix en France. On constate que depuis janvier 2023 les frontières ont été beaucoup moins marginales, avec une baisse significative surtout de la marginalité des frontières allemande et italienne.

Figure 37 : Marginalité des différentes filières de production en 2022 et 2023 par mois



Sources : EPEX SPOT, Producteurs – Analyse : CRE

Figure 38 : Marginalité des différentes frontières en 2022 et 2023 par mois



Sources : EPEX SPOT, Producteurs – Analyse : CRE

2. Les prix de gros de l'électricité

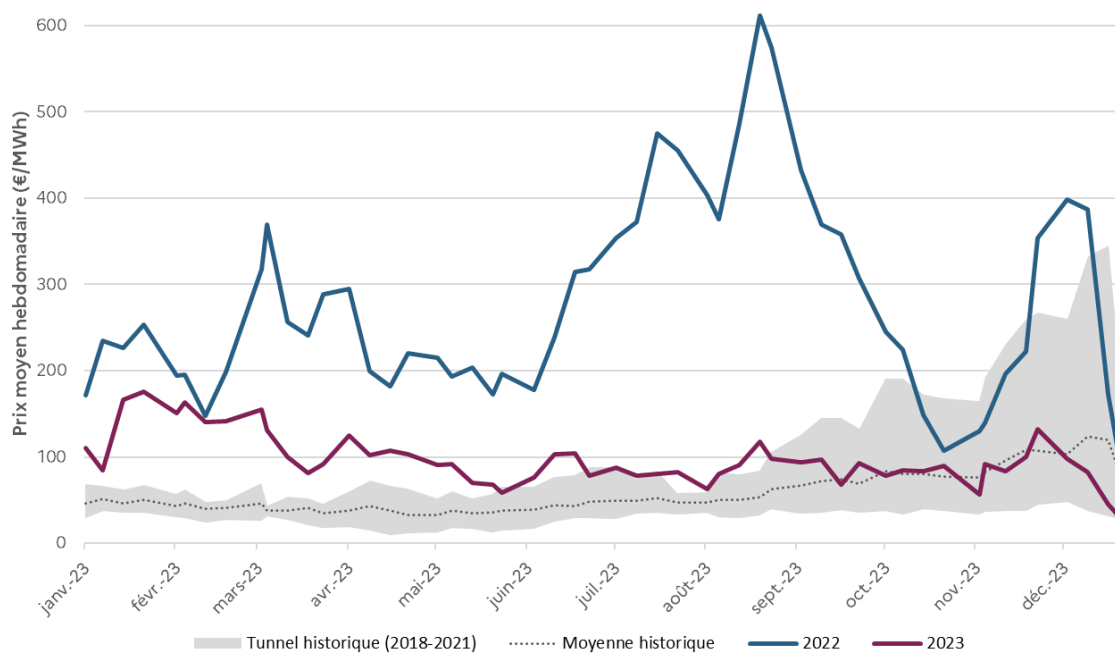
2.1. Les prix du marché journalier sont en nette baisse mais restent supérieurs à leurs niveaux d'avant la crise

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.

En 2023, les prix *spot* ont fortement diminué, atteignant 96,9 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 65 % par rapport à 2022 (275,8 €/MWh). Bien que cette valeur soit inférieure à la moyenne de 2021 (baisse de 11 % par rapport à 109,2 €/MWh), elle reste encore bien supérieure aux niveaux d'avant la crise (par exemple, 39,4 €/MWh en 2019).

De plus, le prix *spot* moyen de 2023 a été considérablement inférieur aux prix à terme du produit annuel pour livraison en 2023, constaté en moyenne en 2022 (368,5 €/MWh) et sur les deux années précédentes (218,1 €/MWh en moyenne sur 2021 et 2022). La différence marquée entre le prix *spot* moyen de 2023 et les prix à terme correspondants reflète la baisse des prix des combustibles fossiles et une évolution favorable des fondamentaux par rapport aux anticipations du marché en 2022⁵⁶.

Figure 39 : Evolution des prix journaliers en France mis en perspective avec les prix des années précédentes (moyenne hebdomadaire)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

⁵⁶ Rapports CRE : du [26/07/2022](#), du [13/12/2022](#) et [Rapport de surveillance 2022](#)

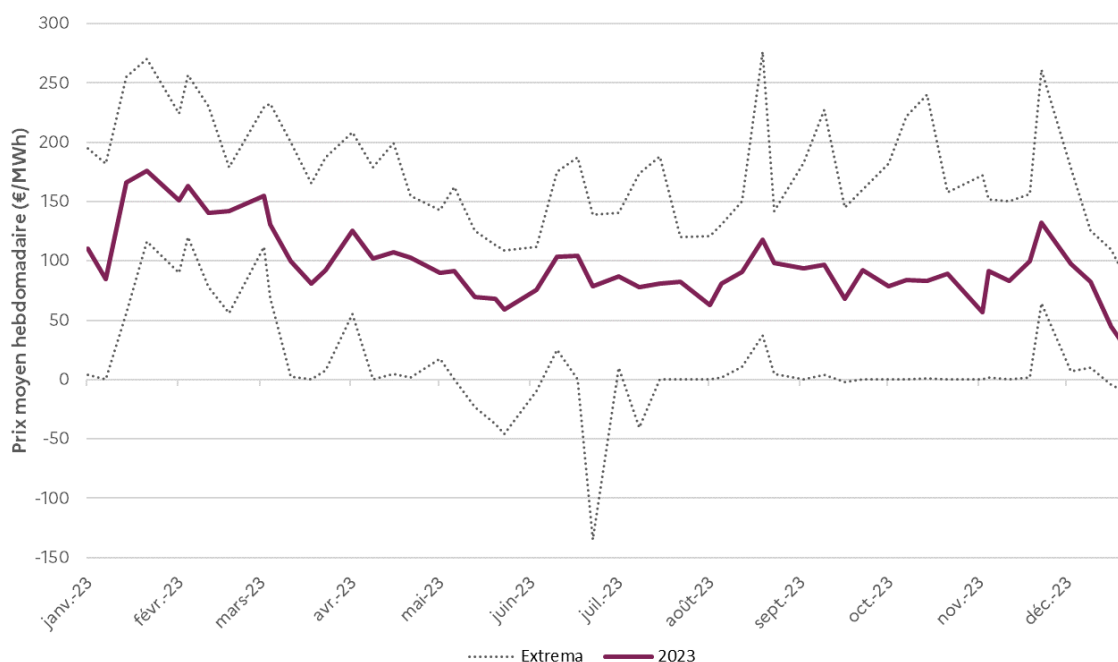
LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

En outre, bien que l'année 2023 ait été caractérisée par une baisse générale des niveaux de prix, elle a également connu une volatilité importante. Cette instabilité s'est manifestée par une forte variabilité des prix horaires au sein d'une même journée et d'un jour sur l'autre (cf. Figure 40 et Figure 42), ainsi que par des écarts de prix importants entre le marché *day-ahead* et le marché intrajournalier (cf. Figure 43). Bien que la volatilité soit moins importante qu'en 2022, elle se traduit en 2023 par l'alternance d'un grand nombre d'heures à prix négatifs et de prix à trois chiffres.

L'écart entre les *extrema* hebdomadaire est en hausse en 2023 par rapport à ce qui était observé antérieurement sur la période 2018-2022. En effet, en 2023, un écart médian de 155 €/MWh peut être observé entre le prix *day-ahead* le plus bas et le plus élevé d'une semaine. En relatif, cela représente un écart médian d'environ 176 %, soit environ 47 % plus élevé qu'en 2022 et 50 % plus élevé que sur la période 2018-2021.

Figure 40 : Evolution des prix journaliers en France en 2023 (moyenne et extrema hebdomadaire)

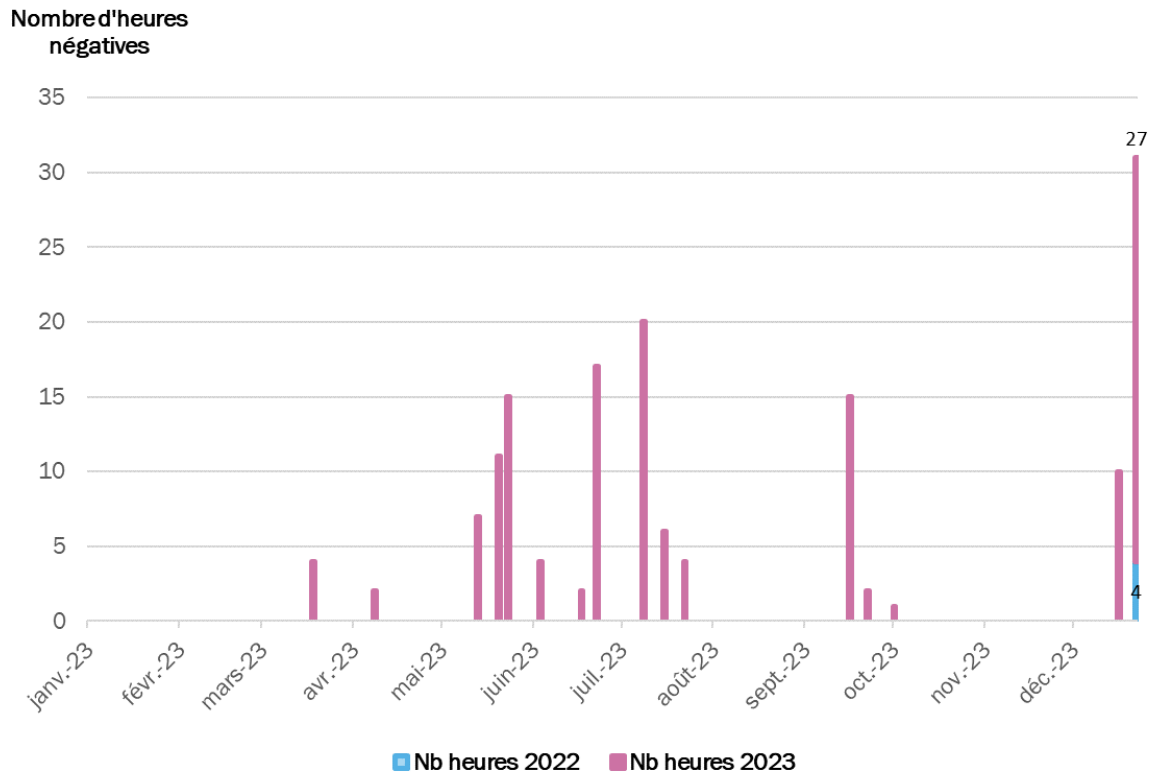


Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Un nombre record de 147 heures négatives est comptabilisé en 2023 (contre 4 en 2022 et 102 heures en 2020). Toutefois, parmi ces heures négatives, 61 % (90 heures) ont un prix compris entre - 0,01 €/MWh et -1 €/MWh. Les heures négatives se sont essentiellement concentrées en mai, juillet, septembre et décembre.

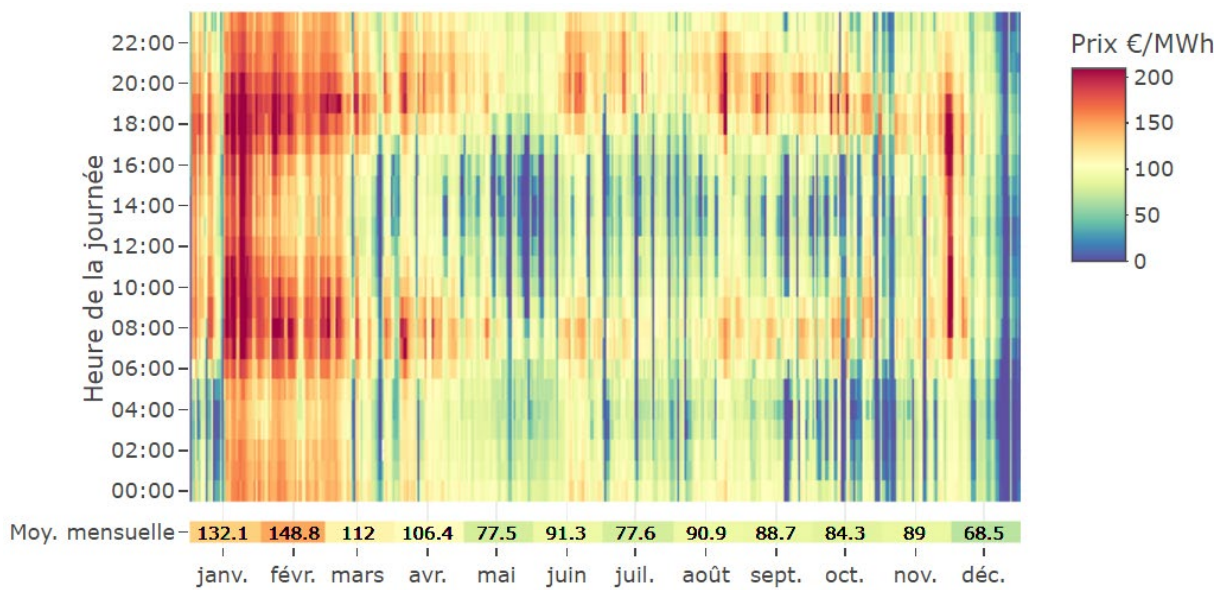
La Figure 42 présente les prix *day-ahead* observés pour toutes les heures de l'année 2023 (heures en ordonnées et jours en abscisse). Il met en évidence les fortes fluctuations des prix *day-ahead* d'une heure sur l'autre et d'un jour sur l'autre. En particulier, il peut être observé nettement l'impact des pointes de consommation journalières, autour de 8h et 18h, et saisonnières.

Figure 41 : Nombre d'heures à prix journalier négatif en France en 2022 et 2023



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Figure 42 : Prix journaliers en France pour toutes les heures de l'année 2023 (heures en ordonnées et jours en abscisse)

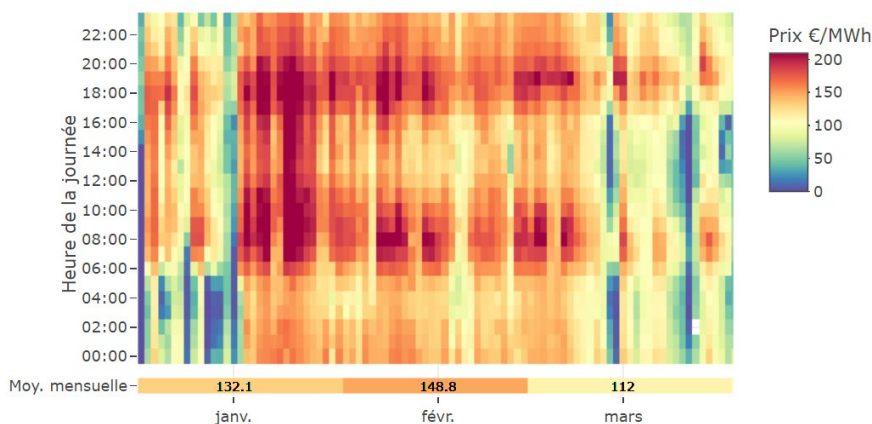


Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Janvier-mars : un début d'année marqué par des prix spot encore très élevés

Au premier trimestre de 2023, après la fin de l'année 2022, traditionnellement marquée par une faiblesse de la demande et des prix *spot* dans le contexte des fêtes de fin d'année, les prix *spot* de l'électricité ont été relativement modérés jusqu'au 16 janvier, avec des prix très faibles la nuit même en semaine, notamment la semaine du 8 janvier. A partir du 16 janvier, les prix sont rapidement remontés du fait d'une vague de froid (cf. section 2, §3), et ne sont pas redescendus en dessous de 90 €/MWh en janvier. De nombreux pics de prix supérieurs à 200 €/MWh, voire 250 €/MWh, sont régulièrement observés pendant les heures de pointe, autour de 8h et 18h. A partir de mi-mars, les prix ont progressivement diminué et de plus bas proches de 0 sont atteints.

Sur le trimestre, les prix restent très élevés (130 €/MWh en moyenne) en raison d'une demande hivernale plus importante et d'une production restreinte. En effet, la faible disponibilité du parc nucléaire, conjuguée à une production hydraulique réduite due à des précipitations insuffisantes, notamment en février (cf. section 2, §3), ont entraîné une sollicitation accrue de la filière gaz. Le prix du combustible, bien qu'en baisse, restait élevé, ce qui a eu un impact sur les coûts de production d'électricité. Les vagues de froid de fin janvier et fin février ont également provoqué des hausses de prix avec un maximum hebdomadaire à 175 €/MWh lors de la dernière semaine de janvier et un pic horaire à 270 €/MWh le 23 janvier à 9h. Ces prix restent néanmoins inférieurs à la moyenne des prix *spot* de 2022.



Avril-mai : des fondamentaux favorables entraînant une détente des prix

En avril et mai, une détente des prix *spot* de l'électricité est observée, avec une moyenne à 90 €/MWh et un minimum hebdomadaire à 58,9 €/MWh atteint la dernière semaine de mai, coïncidant avec un pic de production éolienne. Le mois de mai s'est également distingué par un grand nombre d'heures à prix négatif⁵⁷ en journée (33 heures négatives comptabilisées sur la seconde partie du mois), contre seulement 4 heures négatives sur l'ensemble de l'année 2022 et 64 heures au total sur 2021.

Cette baisse des prix résulte de fondamentaux favorables, tels qu'une consommation en baisse et une amélioration de la production.

La consommation a diminué significativement, principalement en raison des températures printanières plus douces et même supérieures aux normales en 2023. Parallèlement, la production d'électricité s'est améliorée grâce à une augmentation marquée de la disponibilité du parc nucléaire dès le printemps,

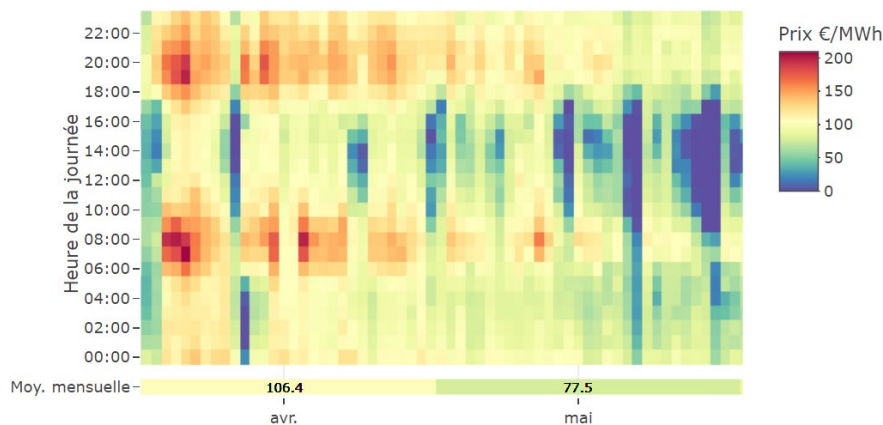
⁵⁷ Les prix négatifs sont des épisodes rares, mais de plus en plus fréquents, qui surviennent notamment lorsque la consommation est faible et la production de moyens de production fatale comme l'éolien, le solaire ou encore l'hydraulique au fil de l'eau est importante. Si en outre les autres moyens de production en fonctionnement sont peu flexibles et ne peuvent baisser ou moduler leur production qu'au prix de coûts élevés. Le prix de gros peut alors fortement diminuer, voire devenir négatif, signalant au marché le besoin de réduire la production ou d'augmenter la consommation. Le prix ne reflète alors plus le coût variable des moyens de production sur une période donnée, mais l'arbitrage des producteurs entre leurs coûts d'arrêt et de redémarrage avec les coûts de vente de leur énergie à un prix négatif sur cette période. La pénétration croissante des ENR intermittentes accroît sensiblement le nombre d'occurrences de prix négatifs en Europe.

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

dépassant ainsi les niveaux de 2022. La production hydroélectrique a également bénéficié de précipitations abondantes, permettant un réapprovisionnement des stocks d'eau (stock supérieur aux moyennes historiques en mai) (cf. section 2, §3). En conséquence, la production thermique fossile a atteint son niveau le plus bas en deux ans en mai 2023, avec 1,4 TWh.

À partir du mois d'avril, le solde des échanges commerciaux français, déjà positif au premier trimestre, a connu une nette augmentation. Il a atteint 3 TWh en avril, puis 7,1 TWh en mai, ce qui constitue son niveau le plus élevé depuis août 2021.

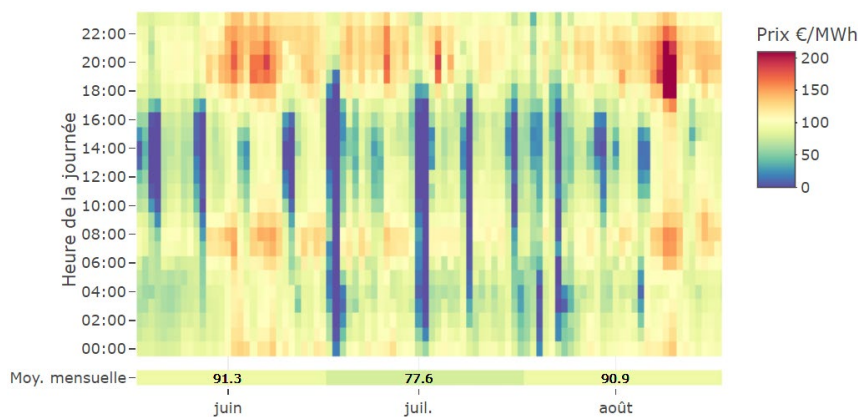


Juin-août : des prix instables durant l'été entre baisses marquées et hausses ponctuelles

Juin a été particulièrement chaud, entraînant une hausse de la consommation pour la climatisation, concomitamment à une remontée des prix du gaz mi-juin (en raison de pannes imprévues). Le prix *spot* est ainsi remonté, dépassant les 100 €/MWh en moyenne hebdomadaire mi-juin.

Fin juin et jusqu'à début août, les prix ont nettement baissé, atteignant 79 €/MWh en moyenne, avec un grand nombre d'heures négatives (47 heures sur 5 semaines) et un minimum horaire à -175 €/MWh, atteint le 2 juillet à 15h. Cette baisse s'explique par une consommation réduite pendant l'été tandis que la production renouvelable était importante.

En août, les prix sont repartis à la hausse jusqu'à atteindre un extrême à 275 €/MWh le 23 août à 20h. Cette hausse s'explique principalement par la hausse du prix du gaz dans un contexte de craintes sur la sécurité d'approvisionnement en GNL (grèves dans les usines de liquéfaction en Australie) et une vague de chaleur en fin de mois à l'origine d'une hausse de la consommation d'électricité.



Septembre-décembre : retour progressif aux niveaux de prix d'avant la crise

Une baisse globale des prix a été observée en fin d'année, avec un prix *spot* moyen hebdomadaire atteignant même 56,9 €/MWh début novembre. Les prix se sont ainsi rapprochés des niveaux historiquement observés à cette période de l'année, témoignant d'un retour progressif à la normale.

Cette tendance s'explique par un automne particulièrement chaud par rapport aux normales, limitant ainsi la demande. De plus, l'hiver a également été globalement doux. La seule exception notable est survenue fin novembre, avec une vague de froid intense (forte hausse de la consommation et augmentation de la production au gaz), entraînant un pic de prix hebdomadaire à 132 €/MWh (avec des pics à 250-260 €/MWh atteint les 29 et 30 novembre à 17h) avant de chuter à nouveau nettement jusqu'à la fin de l'année (grand nombre d'heures négatives, fin décembre).

La production est restée élevée, grâce à l'amélioration de la production nucléaire (à partir de septembre, les redémarrages consécutifs de nombreux réacteurs ont permis de retrouver des niveaux de disponibilité proches de ceux de 2021 et un pic de disponibilité, à 49 GW, a été atteint le lundi 18 décembre). Des précipitations importantes en octobre ont également favorisé la filière hydraulique. La forte production éolienne a également contribué à la formation d'heures à prix négatifs, avec 18 heures à prix négatif fin septembre et 37 heures fin décembre.

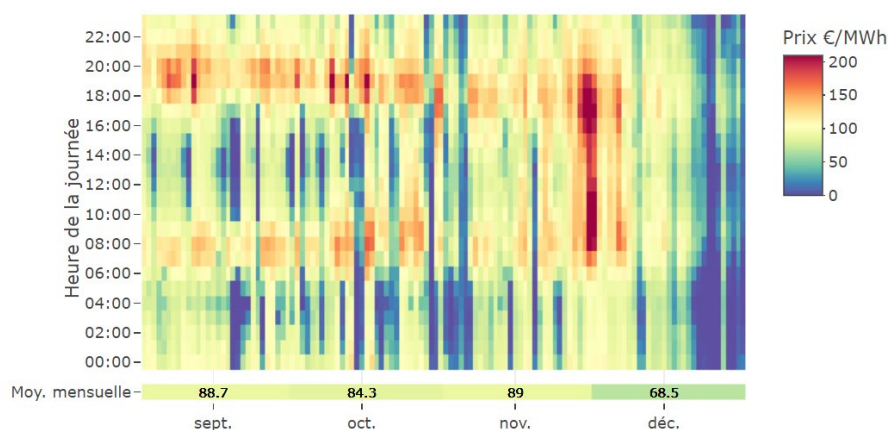


Tableau 8 : Prix moyen day-ahead et intrajournalier en France

| Période | Prix <i>day-ahead</i> moyen | Prix intrajournalier moyen |
|-------------|-----------------------------|----------------------------|
| 2018 | 50,2 €/MWh | 50,9 €/MWh |
| 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 |

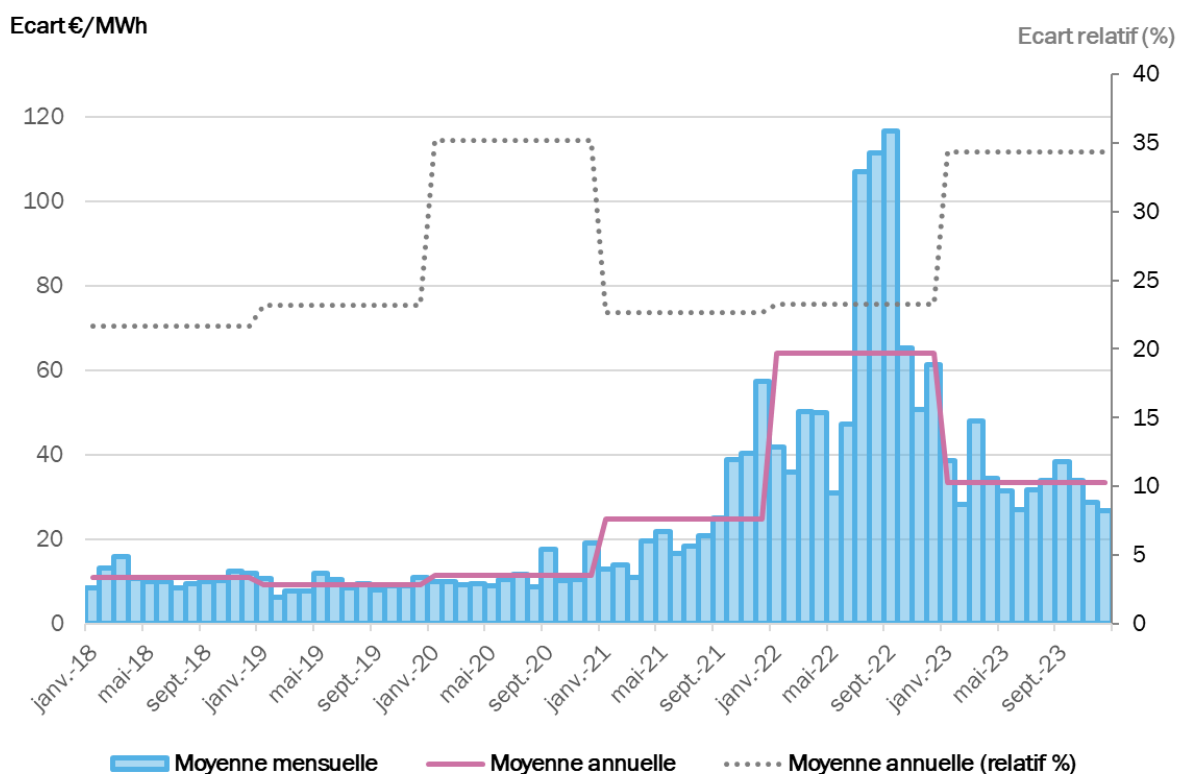
Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Les prix intrajournaliers (prix moyens pondérés) ont affiché logiquement des niveaux très proches des prix *spot* en moyenne et se sont établis à 98,4 €/MWh en moyenne en 2023.

Cependant, il peut être constaté 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 43 montre les moyennes mensuelles et annuelles des intervalles de prix dans lesquels s'échange un même produit

pour livraison une heure donnée⁵⁸, soit les écarts observés entre les prix *day-ahead* et les extrema infrajournaliers pour un même produit horaire. Il apparaît un écart moyen annuel d'environ 33,5 €/MWh en 2023, soit d'environ 34 % en relatif par rapport au prix moyen annuel du *day-ahead* (écart relatif). Ce niveau, bien qu'inférieur en absolu par rapport à 2022 et plus élevé en relatif. Il est également plus élevé en absolu et en relatif par rapport aux années 2018, 2019 et 2021. L'écart relatif moyen annuel atteint des niveaux proches de l'année 2020, qui avait été particulièrement marquée par des écarts importants entre les prix *day-ahead* et les *extrema* infrajournaliers pendant le 1^{er} confinement du 17/03/2020 au 11/05/2020, dans un contexte de prix bas qui ont résulté de la baisse de la demande.

Figure 43 : Moyennes mensuelles et annuelles des écarts constatés entre les extrema des prix *day-ahead* et les extrema des prix infrajournaliers



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

En résumé, l'année 2023 a été marquée par une importante baisse des prix *spot* en France et en Europe, reflétant une amélioration significative des conditions du marché par rapport à 2022. La France a bénéficié d'une augmentation de la production d'électricité, grâce au retour progressif des centrales nucléaires et à une bonne production hydroélectrique et renouvelable, tandis que la consommation est restée particulièrement faible. En outre, les prix de l'électricité en Europe ont également bénéficié de la baisse des prix des combustibles tels que le gaz et le charbon.

Malgré la baisse des prix, la volatilité est restée importante en 2023, alternant avec des périodes de prix à trois chiffres et de prix négatifs. Un nombre record de 147 heures négatives a été comptabilisé en 2023, soit 45 heures de plus qu'en 2020, année qui avait pourtant été marquée par un nombre exceptionnel d'heures négatives en raison des confinements. Cette tendance devrait se poursuivre avec la croissance des énergies renouvelables dans le mix électrique européen.

⁵⁸ i.e. la différence entre le maximum entre le prix *day-ahead* et le prix maximum du produit infrajournalier correspondant d'une part, et le minimum entre prix *day-ahead* et le prix minimum du produit infrajournalier correspondant.

2.2. 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 marginal⁵⁹ 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 2023 a été de 3,0%, le niveau le plus haut depuis 2018, sans être exceptionnel. Ce chiffre trouve son explication dans le fait que les termes mensuels de la somme décrite ci-dessus étaient tous positifs, c'est-à-dire un coût marginal inférieur au prix *spot*. En revanche, les années précédentes, certains termes étaient négatifs, c'est-à-dire un coût marginal supérieur au prix *spot*. En 2023, les écarts mensuels, bien que dans la norme, se traduisent donc par un écart moyen légèrement plus élevé que les années passées.

Les différents écarts rendus publics dans les rapports de surveillance successifs⁶⁰ sont repris dans le tableau suivant.

Tableau 9 : 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% |

Source : Collecte Nationale CRE – Analyse : CRE

La CRE souligne que 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

⁵⁹ 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.

⁶⁰ La méthode de calcul de l'écart moyen a évolué en 2017.

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 2023 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir manifeste de marché par EDF.

2.3. 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 interconnexions⁶¹, égalisant ainsi 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 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 2023, la France a connu un retour à la normale en redevenant exportatrice nette d'électricité, après avoir fait face à un déficit de production en 2022. Cette situation a entraîné une baisse significative des prix *spot* français en 2023, la plus importante parmi les pays européens, avec une baisse de 65 % par rapport à 2022. Les prix français se sont ainsi rapprochés des prix moyens belges et allemands, tout en restant légèrement supérieurs de 0,5 % à 2 %. Le prix français est également redevenu inférieur au prix de Grande-Bretagne, de l'ordre de 11 %, et a augmenté nettement sa décote par rapport à l'Italie (prix moyen français 32 % inférieur au prix moyen italien contre 11,6 % en 2022) et dans une moindre mesure avec la Suisse (prix moyen français 11 % inférieur au prix moyen suisse contre 2 % en 2022).

Cette situation contraste fortement avec celle de 2022, où la France avait été contrainte d'augmenter ses importations d'électricité et de recourir à des moyens de production étrangers plus coûteux pour répondre à sa demande, ce qui avait entraîné une forte hausse des prix *spot* français, les plaçant parmi les plus élevés d'Europe (10 à 15 % supérieurs aux prix moyens belges et allemands, et se rapprochant des prix italiens).

L'Espagne a continué de se démarquer des autres pays européens avec un prix moyen en 2023 s'élevant à 87,1 €/MWh, soit environ 10 % moins élevé que l'Allemagne (95,2 €/MWh). Cette situation s'explique par la mise en place d'un mécanisme de subvention de la consommation de gaz pour la production d'électricité dans la péninsule ibérique⁶² le 13 mai 2022.

Le Tableau 10 ci-après présente les écarts moyens mensuels des prix *spot* européens par rapport au prix *spot* français. Il révèle que le prix français a connu une baisse significative par rapport à ses voisins européens à partir de septembre, et ce jusqu'à la fin de l'année 2023. Cette tendance à la baisse peut être attribuée à l'amélioration de la production française, en particulier la filière nucléaire, pendant cette période.

La Figure 44 illustre la répartition des écarts entre le prix *spot* français et celui des pays voisins. Il est ainsi observé qu'en 2023, le prix *spot* français a été inférieur au prix belge 36 % du temps, 28 % pour l'Allemagne, 28,5 % pour l'Espagne et 83 % pour l'Italie (dont 69 % de temps où le prix français a été inférieur de plus de 10 €/MWh), 67 % pour la Suisse et 68 % pour la Grande-Bretagne. De plus, le prix

⁶¹ 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 ».

⁶² Le 13 mai 2022, les gouvernements espagnol et portugais ont introduit un mécanisme d'intervention sur les marchés de l'électricité espagnol et portugais, consistant à plafonner le prix du gaz à 40 €/MWh, dans le but de faire baisser le prix du marché de gros et donc de réduire la facture d'électricité des ménages et des entreprises dans les pays respectifs.

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

français a été égal (couplé) aux prix belge, allemand et espagnol pendant environ 30 % du temps. Ce pourcentage diminue à 16 % pour l'Italie et est presque nul pour la Suisse et la Grande-Bretagne, ces derniers n'étant pas membres de l'Union Européenne et donc pas inclus dans le couplage unique journalier.

L'évolution de ce taux de couplage du prix français avec ses voisins européens est donnée par la Figure 45 à la maille trimestrielle. Il peut ainsi être constaté la baisse progressive de la convergence du prix français avec son voisin italien par rapport à 2022. Cette baisse est particulièrement marquée au 4^{ème} trimestre 2023, se rapprochant des taux observés en 2019 et s'explique par la forte baisse du prix français en 2023. La convergence du prix français avec la Belgique et l'Allemagne est également en diminution par rapport à 2022 et reste en retrait par rapport aux niveaux constatés sur la période 2019-2021.

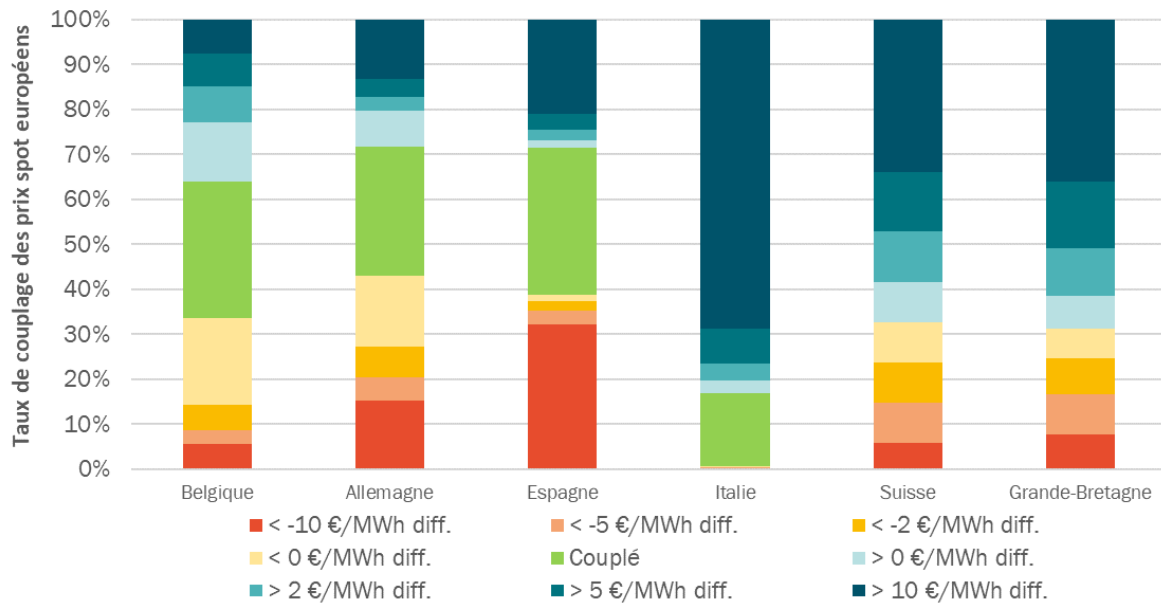
Enfin, la Figure 46 permet de mettre en évidence les pays européens les plus proches en fonction de leur niveau de prix et selon la saison en 2023. Il rapproche visuellement les pays qui ont les taux de couplage (défini pour ce graphique comme un écart de prix absolu inférieur à 1 €) entre eux les plus importants. Ainsi, il peut être constaté qu'en hiver 2023, la France a un taux de couplage plus important avec la Belgique et l'Allemagne par rapport à 2022 (couplés environ 43 % du temps contre 33 % en 2022). Pendant l'été le taux de couplage de la France augmente significativement avec la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas tandis qu'il diminue avec l'Italie et l'Espagne.

Tableau 10 : Ecart des prix mensuels spot européens avec le prix spot français entre 2019 et 2023 (prix pays – prix français)

| | Allemagne | | | | | Belgique | | | | | Suisse | | | | |
|------------|-----------------|------|-------|--------|-------|----------|------|-------|--------|-------|--------|------|-------|-------|-------|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Janvier | -11,8 | -3,0 | -6,7 | -43,7 | -14,3 | -0,7 | -0,1 | -2,0 | -20,0 | -1,4 | 1,2 | 4,5 | 1,0 | 7,9 | 25,2 |
| Février | -3,8 | -4,3 | -0,3 | -56,7 | -20,5 | 1,0 | 2,1 | -0,4 | -22,9 | -5,3 | 2,1 | 7,9 | 4,9 | 23,1 | 5,0 |
| Mars | -3,2 | -1,3 | -3,1 | -43,2 | -9,4 | 3,8 | 0,2 | -3,6 | -29,5 | -2,4 | 1,9 | 2,3 | 6,0 | 10,8 | 12,6 |
| Avril | -1,1 | 3,6 | -9,5 | -67,4 | -5,6 | -0,2 | 1,3 | -6,1 | -46,5 | -0,8 | 0,6 | 3,8 | 0,5 | -5,6 | 9,8 |
| Mai | 0,6 | 2,7 | -1,9 | -20,0 | 4,2 | 0,8 | 0,5 | 0,4 | -20,8 | 2,6 | 0,9 | 2,0 | 2,5 | -0,4 | 8,3 |
| Juin | 3,3 | 0,4 | 0,6 | -30,4 | 3,5 | -1,8 | -0,2 | 0,9 | -29,3 | 1,9 | 2,6 | -0,1 | 0,1 | 6,4 | 0,9 |
| Juillet | 2,0 | -3,3 | 3,0 | -85,9 | 0,0 | 0,1 | -3,6 | -1,0 | -79,5 | -2,3 | 0,2 | -0,6 | 2,6 | -17,8 | 4,8 |
| Août | 3,5 | -1,9 | 5,4 | -27,3 | 3,4 | 0,3 | -1,2 | 2,2 | -44,4 | 1,1 | 0,5 | -1,2 | 5,2 | -4,8 | 3,6 |
| Septembre | 0,2 | -3,5 | -6,9 | -48,6 | 12,0 | -2,0 | -3,0 | 0,9 | -48,2 | 5,6 | 1,9 | -1,3 | 2,7 | 10,0 | 8,3 |
| Octobre | -1,9 | -3,9 | -32,8 | -26,2 | 3,1 | -1,0 | 1,5 | -7,2 | -21,4 | 2,1 | 1,3 | 0,4 | 26,1 | 5,1 | 21,2 |
| Novembre | -4,9 | -1,3 | -40,9 | -18,2 | 2,2 | -1,5 | -0,2 | -14,9 | -11,5 | 2,5 | 0,0 | 1,3 | 9,8 | 27,2 | 14,2 |
| Décembre | -4,5 | -4,9 | -53,6 | -19,3 | 0,0 | -0,1 | -1,0 | -29,2 | -1,6 | 0,9 | 4,4 | 2,9 | 7,6 | 9,2 | 12,6 |
| Prix moyen | 37,6 | 30,5 | 96,8 | 235,4 | 95,2 | 39,4 | 31,9 | 104,1 | 244,5 | 97,3 | 40,9 | 34,0 | 115,0 | 281,6 | 107,5 |
| | Grande-Bretagne | | | | | Espagne | | | | | Italie | | | | |
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Janvier | 7,4 | 4,1 | 29,1 | 7,7 | 17,3 | 0,8 | 3,1 | 0,7 | -9,7 | -62,5 | 6,5 | 7,9 | 2,0 | 15,5 | 44,8 |
| Février | 10,8 | 10,2 | 12,6 | 10,4 | 5,4 | 7,4 | 9,6 | -20,5 | 14,7 | -15,3 | 10,7 | 12,5 | 8,5 | 27,6 | 13,4 |
| Mars | 17,8 | 11,7 | 15,9 | 6,0 | 18,8 | 15,0 | 3,9 | -4,8 | -11,8 | -22,3 | 19,7 | 7,6 | 9,9 | 16,3 | 29,0 |
| Avril | 12,5 | 14,2 | 11,9 | -21,2 | 9,7 | 12,3 | 4,2 | 1,9 | -41,6 | -32,6 | 15,2 | 11,0 | 6,0 | 16,8 | 29,2 |
| Mai | 10,4 | 10,2 | 30,3 | -47,1 | 14,2 | 11,2 | 6,4 | 11,8 | -10,3 | -3,3 | 12,5 | 6,2 | 14,2 | 31,7 | 28,0 |
| Juin | 15,3 | 3,7 | 17,2 | -59,5 | 6,9 | 17,9 | 4,8 | 9,8 | -78,8 | 1,7 | 15,6 | 1,3 | 8,9 | 24,8 | 14,1 |
| Juillet | 8,0 | -0,9 | 30,0 | -112,9 | 3,0 | 13,8 | 1,2 | 14,0 | -258,2 | 12,8 | 13,0 | 2,6 | 22,0 | 50,5 | 33,0 |
| Août | 8,2 | 3,5 | 48,0 | -55,6 | 4,9 | 11,6 | -0,6 | 28,6 | -337,6 | 5,2 | 11,8 | 1,2 | 28,5 | 55,1 | 20,3 |
| Septembre | 5,0 | 0,9 | 84,2 | -85,8 | 7,6 | 6,6 | -5,2 | 20,8 | -253,6 | 14,6 | 15,1 | 0,5 | 23,3 | 41,3 | 27,4 |
| Octobre | 3,5 | 9,8 | 41,5 | -40,7 | 12,1 | 8,6 | -1,3 | 27,4 | -51,6 | 5,8 | 13,5 | 4,2 | 46,2 | 34,1 | 49,2 |
| Novembre | 5,8 | 9,0 | 4,7 | -30,1 | 19,8 | -3,7 | 1,8 | -23,6 | -76,3 | -25,5 | 2,1 | 7,4 | 9,3 | 35,7 | 33,1 |
| Décembre | 9,7 | 12,2 | 15,2 | 20,1 | 11,8 | -2,7 | -6,5 | -35,5 | -173,9 | 3,7 | 5,8 | 5,3 | 12,2 | 33,0 | 47,3 |
| Prix moyen | 49,0 | 39,6 | 137,7 | 241,6 | 107,9 | 47,7 | 34,0 | 111,9 | 167,5 | 87,1 | 51,3 | 37,8 | 125,2 | 307,8 | 127,8 |

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

Figure 44 : Ecarts des prix spot européens avec le prix spot français en 2023 (prix pays – prix français)



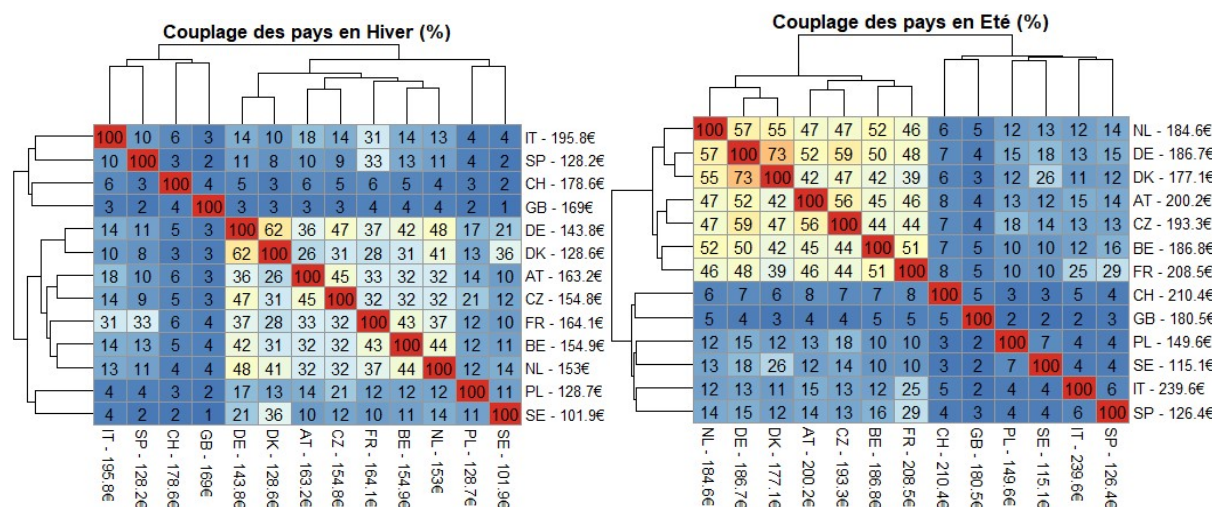
Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

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



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

Figure 46 : Matrices des taux de couplage en hiver et en été 2023 des pays les uns par rapport aux autres sur le marché spot ; le prix moyen par saison et par pays est donné pour information



AT : Autriche, BE : Belgique, CH : Suisse, CZ : République-Tchèque, DE : Allemagne, DK : Danemark (zone DK1), FR : France, GB : Grande-Bretagne, IT : Italie, NL : Pays-Bas, PL : Pologne, SE : Suède (zone SE4), SP : Espagne

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

2.4. Résorption de la prime de risque des prix à terme français à partir second semestre 2023

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 détails dominés par des prix fixes ou évoluant à échéances régulières comme le marché français, 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 : 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 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 ou 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 2023, les prix à terme de l'électricité en France ont connu une tendance à la baisse, poursuivant ainsi la détente des prix entamée en septembre 2022. Le prix du produit calendaire français Y+1 base s'est ainsi établi en moyenne à 162,1 €/MWh, soit plus de deux fois inférieure à la moyenne de 2022 (367,6 €/MWh), mais encore élevée par rapport à l'historique (cf. Tableau 11, 46 €/MWh en moyenne sur la période 2017-2019). Le prix du produit Y+1 a chuté de 61%, passant de 235,6 €/MWh le 2 janvier 2023 à 92,2 €/MWh à la fin de l'année, atteignant même un minimum de 86 €/MWh le 19 décembre 2023, son niveau le plus bas depuis le 26 août 2021.

Après un début d'année 2023 volatil et marqué par une hausse relative des prix français par rapport à ses voisins européens, le second semestre a été caractérisé par une forte baisse du prix français, qui

a finalement convergé vers son équivalent allemand. Cette évolution reflète une amélioration des anticipations, la diminution des primes de risque et une stabilisation du marché de l'électricité en France.

Forte volatilité et hausse des prix à terme au premier semestre 2023

Au cours du premier semestre de l'année 2023, le marché français de l'électricité a été marqué par une forte volatilité et une augmentation des prix à terme. Cette situation est principalement due aux préoccupations suscitées par la découverte de nouvelles fissures liées au phénomène de corrosion sous contrainte^{63,64} qui ont fortement impacté les prix de l'électricité pour l'hiver 2023-2024 (cf. Figure 50).

Après une baisse observée à la fin de l'année 2022 et jusqu'à mi-janvier, le prix du contrat à terme pour livraison au premier trimestre 2024 en France s'est initialement stabilisé autour de 260 €/MWh.

Cependant, à la suite de l'annonce de la découverte d'une fissure importante à Penly 1 dans le cadre des examens liés à la corrosion sous contrainte, le prix a connu un pic aux alentours du 10 mars 2023, atteignant 350 €/MWh. Par la suite, le prix a continué d'augmenter pour atteindre son maximum à 453 €/MWh le 3 avril, soit une hausse de 104 % par rapport au niveau de début mars (222 €/MWh, le 6 mars).

À partir du 18 avril, une tendance à la baisse a commencé à se manifester sur le marché. Le 25 avril, l'ASN a approuvé la stratégie de contrôle et de réparation proposée par EDF, tandis qu'EDF a maintenu son objectif de production nucléaire à 300-330 TWh, ce qui a pu contribuer à rassurer le marché. Après un nouveau rebond haussier début mai, le prix a finalement baissé.

L'écart de prix France-Allemagne a suivi la même tendance, atteignant un maximum à 274 €/MWh le 3 avril. Cette hausse reflète la forte augmentation des inquiétudes des acteurs du marché concernant le marché français.

Effondrement des prix à terme au second semestre 2023

La seconde partie de l'année a été caractérisée par une forte détente des prix en Europe, et particulièrement en France.

Cette baisse s'explique par un contexte énergétique favorable, caractérisé par une offre abondante de combustibles (gaz et charbon) à des prix en baisse, une diminution des prix du CO₂, une réduction de la consommation d'électricité et une production d'électricité en hausse. En outre, la confirmation du bon déroulement du traitement par EDF de la corrosion sous contraintes et l'amélioration de la disponibilité du parc de production nucléaire ont contribué à rassurer le marché français. En conséquence, les prix français du contrat annuel 2024 et du contrat pour livraison au 1^{er} trimestre 2024 se sont progressivement alignés sur les niveaux allemands. Par exemple, l'écart de prix France-Allemagne sur le contrat annuel 2024 a progressivement diminué, passant de 30 €/MWh fin juin à moins de 5 €/MWh début septembre. À partir du 11 décembre, le prix français est même devenu inférieur au prix allemand jusqu'à la fin de l'année.

Une volatilité qui reste importante en 2023

Bien que la volatilité soit en retrait par rapport à fin 2021 et 2022 (85 % en moyenne), elle reste encore très importante en 2023 (55 % en moyenne) par comparaison avec les années 2018 et 2019 (20 % en moyenne) (cf. Figure 48).

Le 1^{er} semestre 2023 a notamment été marquée par la plus forte volatilité (autour de 75 %), avec une variation du prix Y+1 d'un jour sur l'autre de l'ordre de 6,2 €/MWh en moyenne jusqu'au 15 mai 2023. Les plus fortes variations ont été observées entre le 8 et le 14 mars 2023. Du 8 au 10 mars, le prix a augmenté de 43,75 €/MWh (soit + 27 %) en 2 jours, suite la communication d'EDF concernant la détection de corrosion sous contraintes sur les réacteurs de Penly. Puis, entre le 13 et le 14 mars 2023, le prix a baissé de 32,2 €/MWh (soit -16 %), à la suite de la transmission à l'ASN de la stratégie révisée d'EDF pour contrôler la corrosion sous contraintes de ses réacteurs.

⁶³ Communications d'EDF le [8 mars 2023](#), le [16 mars 2023](#) (note CSC) et le [26 avril 2023](#) (note CSC).

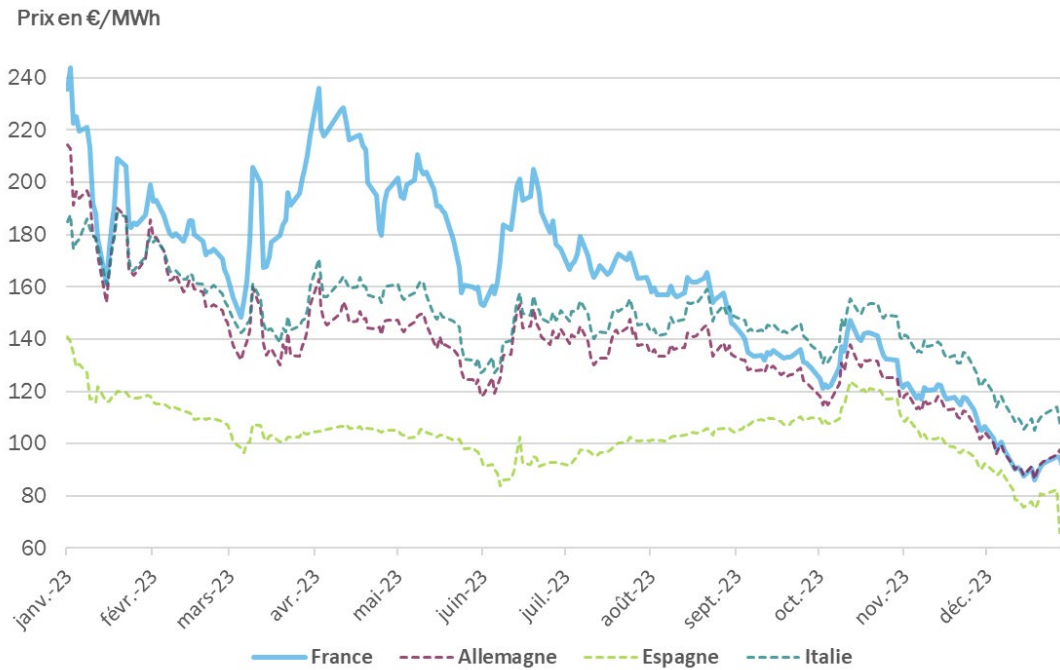
⁶⁴ Communications de l'ASN le [7 mars 2023](#), le [16 mars 2023](#) et le [25 avril 2023](#).

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

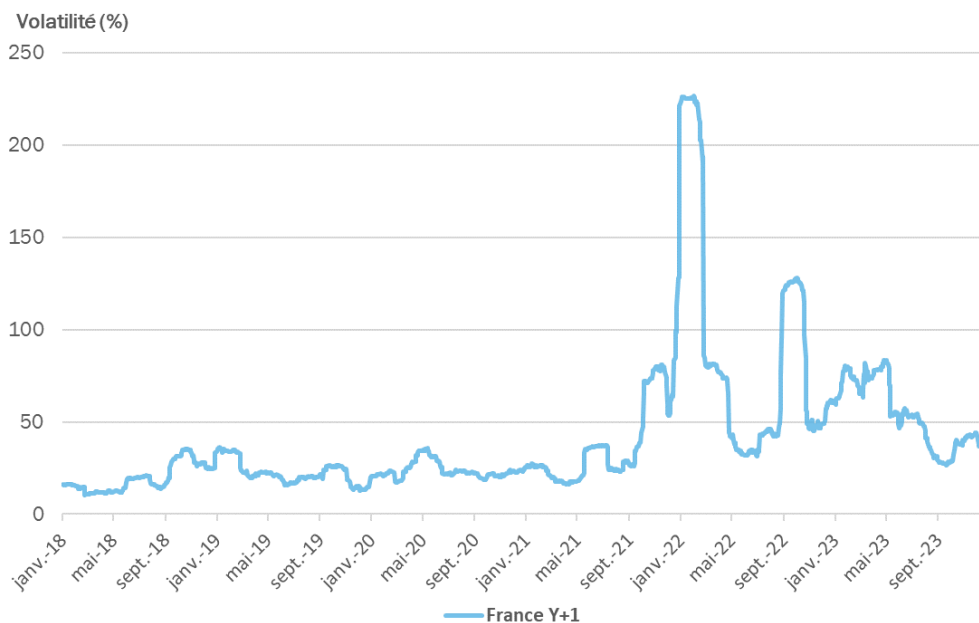
Finalement, la détente des prix au cours de l'été et au début de l'automne a entraîné une forte diminution de la volatilité qui est passée sous les 30 %, avant de remonter autour de 40 % en fin d'année.

Figure 47 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe



Source : Argus – Analyse : CRE

Figure 48 Volatilité⁶⁵ du produit calendaire Y+1 base en France



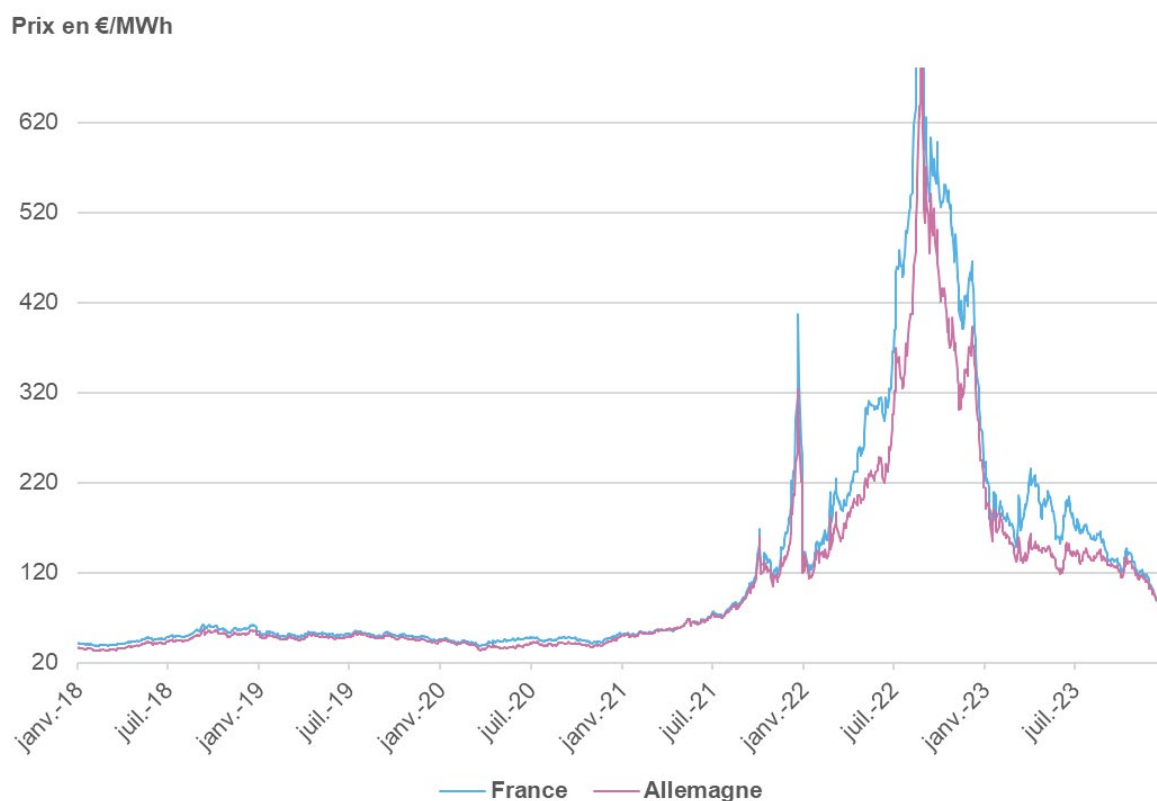
Source : Refintiv – Analyse : CRE

⁶⁵ Soit, $x_n = \ln(\text{Prix}_n) - \ln(\text{Prix}_{n-1})$; Volatilité = $100 * \sqrt{252 * \text{var}(\{x_1, x_2 \dots x_{40}\})}$;

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Figure 49 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1 (moyenne mensuelle)



Source : Argus – Analyse : CRE

Tableau 11 : 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 | 43,0 | 38,7 | 4,4 | 10,1% |
| 2014 | 42,4 | 35,1 | 7,3 | 17,3% |
| 2015 | 38,1 | 30,9 | 7,2 | 18,8% |
| 2016 | 33,3 | 26,6 | 6,7 | 20,2% |
| 2017 | 38,3 | 32,4 | 5,9 | 15,3% |
| 2018 | 49,0 | 43,9 | 5,1 | 10,4% |
| 2019 | 50,8 | 47,8 | 3,0 | 6,0% |
| 2020 | 44,9 | 40,3 | 4,6 | 10,3% |
| 2021 | 94,7 | 88,5 | 6,1 | 6,5% |
| 2022 | 367,6 | 298,3 | 69,3 | 18,9% |
| 2023 | 162,1 | 137,2 | 24,9 | 15,4% |

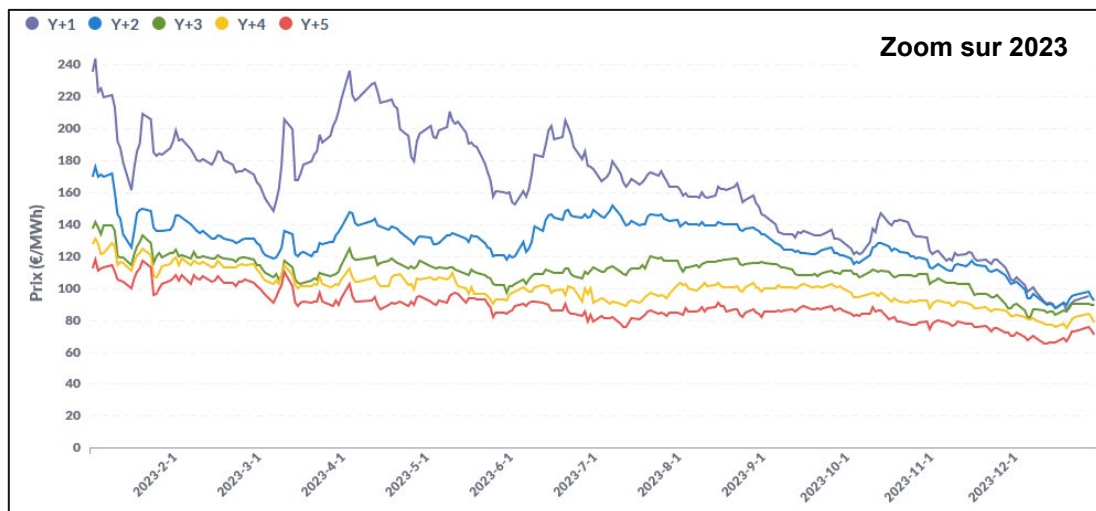
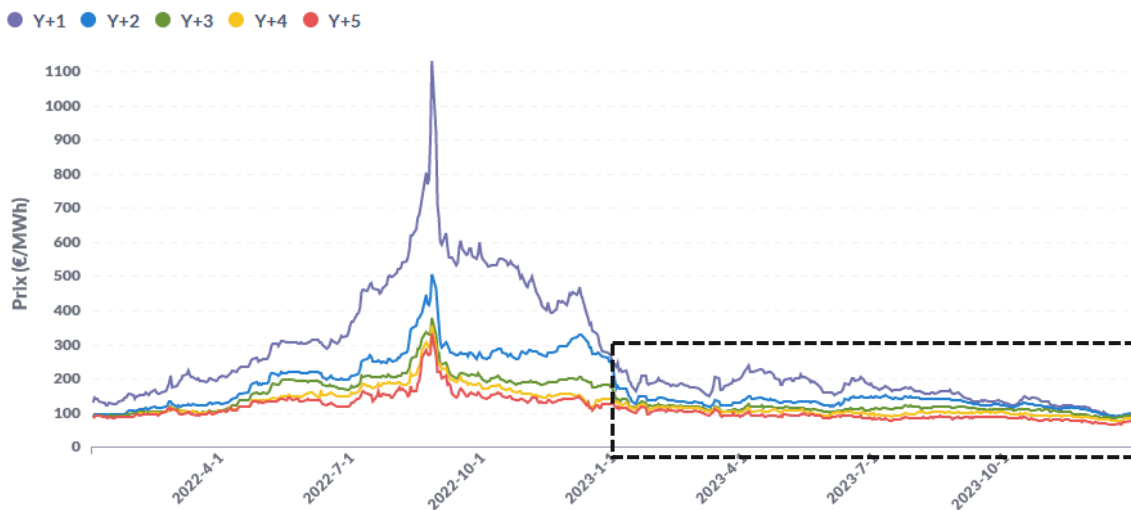
Source : Argus – Analyse : CRE

Figure 50 : Evolution des prix des produits base pour livraison au premier trimestre 2024 (T1 2024) français et allemand en 2023



Source : EEX, Argus – Analyse : CRE

Figure 51 : Evolution des prix des produits base Y+1 à Y+5 français depuis le 1^{er} janvier 2022



Source : EEX – Analyse : CRE

3. Les volumes échangés, mais surtout le nombre de transactions et d'ordres, s'accroissent avec l'arrivée de nouveaux acteurs

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 règlement physique ou 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 règlement physique sont essentiellement intermédiés par les courtiers, mais peuvent être aussi échangés en bilatéral.

Les enchères organisées par EDF 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) à une journée précédant la livraison. 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 (couplage intrajournalier ou *Single Intraday Coupling* – SIDC – et marché national).

Sur les marchés à terme, les volumes échangés sur le marché français de l'électricité sont en hausse de 23 % en 2023 (673 TWh) par rapport à l'année 2022 (548 TWh) mais en baisse de 10 % par rapport à l'année 2021 (746 TWh).

La tendance observée est celle d'une augmentation des volumes de produits à livraison financière face à une diminution des produits à livraison physique. Il y a eu une hausse

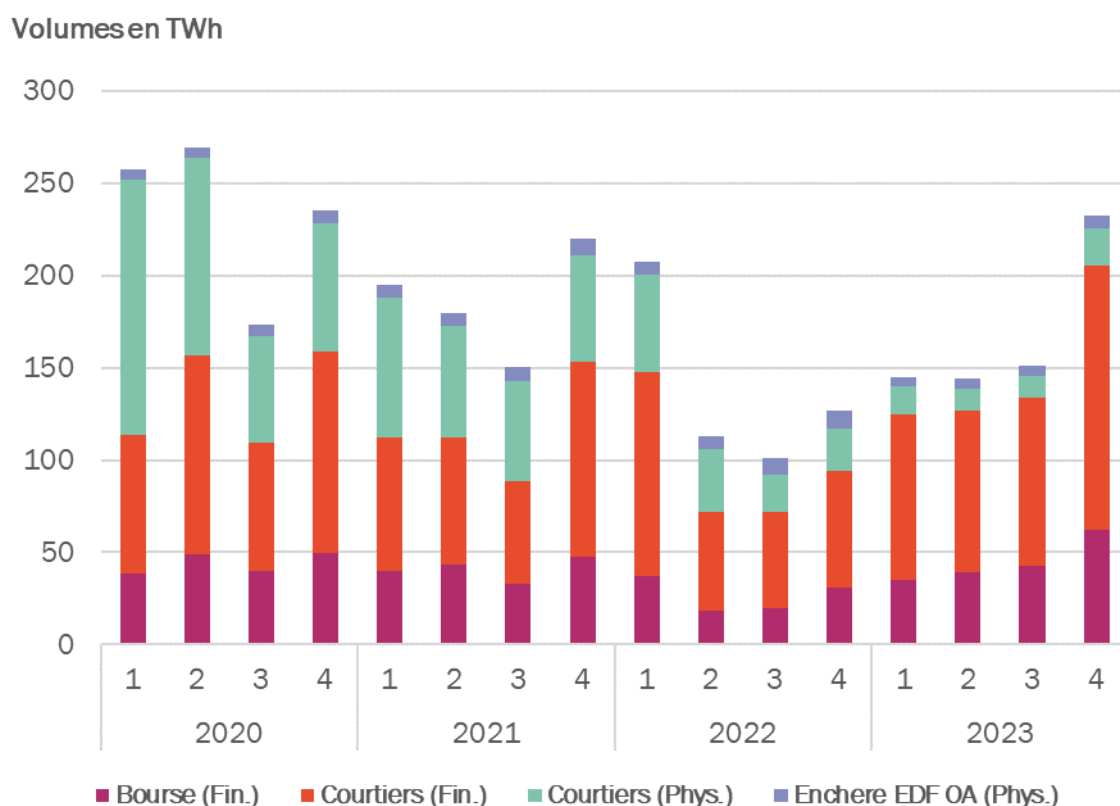
- de 70 % des volumes échangés sur la bourse EEX (178 TWh en 2023 contre 105 TWh en 2022),
- de 474 % en gré à gré pour les produits financiers (411 TWh en 2023 contre 280 TWh en 2022)

et une baisse de 54 % en gré à gré pour les produits physiques (60 TWh en 2022 contre 130 TWh en 2022).

Les marchés à terme continuent de se financiariser sur la période observée, renforçant la tendance déjà observée depuis le deuxième trimestre 2022. Cette croissance des produits à règlement financier peut refléter une préférence pour la réduction du risque de contrepartie dans les échanges sur les marchés à terme. En effet, alors que les modalités de garanties et d'appels de marges sont variables sur les produits à règlement physique, les produits à règlement financier éliminent le risque de contrepartie au travers de la chambre de compensation.

Il convient de noter que les volumes vendus sur les enchères organisées par EDF 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 uniquement à des ventes d'EDF.

Figure 52 : 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

La Figure 53 présente l'ensemble des volumes échangés sur les marchés de gros par maturité, sur les marchés à terme mais aussi les marchés journalier et intrajournalier. Entre 2022 et 2023, les volumes des produits mensuels, hebdomadaires et intrajournaliers ont connu une croissance significative, tandis que les volumes d'autres produits ont légèrement diminué :

- produits annuels : baisse de 15 %, de 194 TWh échangés en 2022 à 165 TWh en 2023,
- produits trimestriels : baisse de 6 %, de 233 TWh échangés en 2022 à 219 TWh en 2023,
- produits mensuels : hausse de 115 %, de 89 TWh en 2022 à 190 TWh en 2023,
- produits hebdomadaires : hausse de 58 %, de 31 TWh en 2022 à 50 TWh en 2023,
- produits à terme journaliers⁶⁶ : baisse 4 %, de 22 TWh en 2022 à 21 TWh en 2023.
- marché journalier couplé (*day-ahead*) : baisse de 3%, de 124 TWh en 2022 à 120 TWh en 2023
- marché intrajournalier : hausse de 51 %, de 14 TWh en 2022 à 21 TWh en 2023.

Les produits à terme représentent la part la plus importante des produits échangés sur les marchés de gros de l'électricité car les acteurs du marché couvrent majoritairement leur exposition à moyen ou long terme et sont amenés à ajuster cette couverture au cours du temps. Les marchés de plus court terme, les marchés couplés journalier et intrajournalier, sont indispensables notamment à l'optimisation du parc

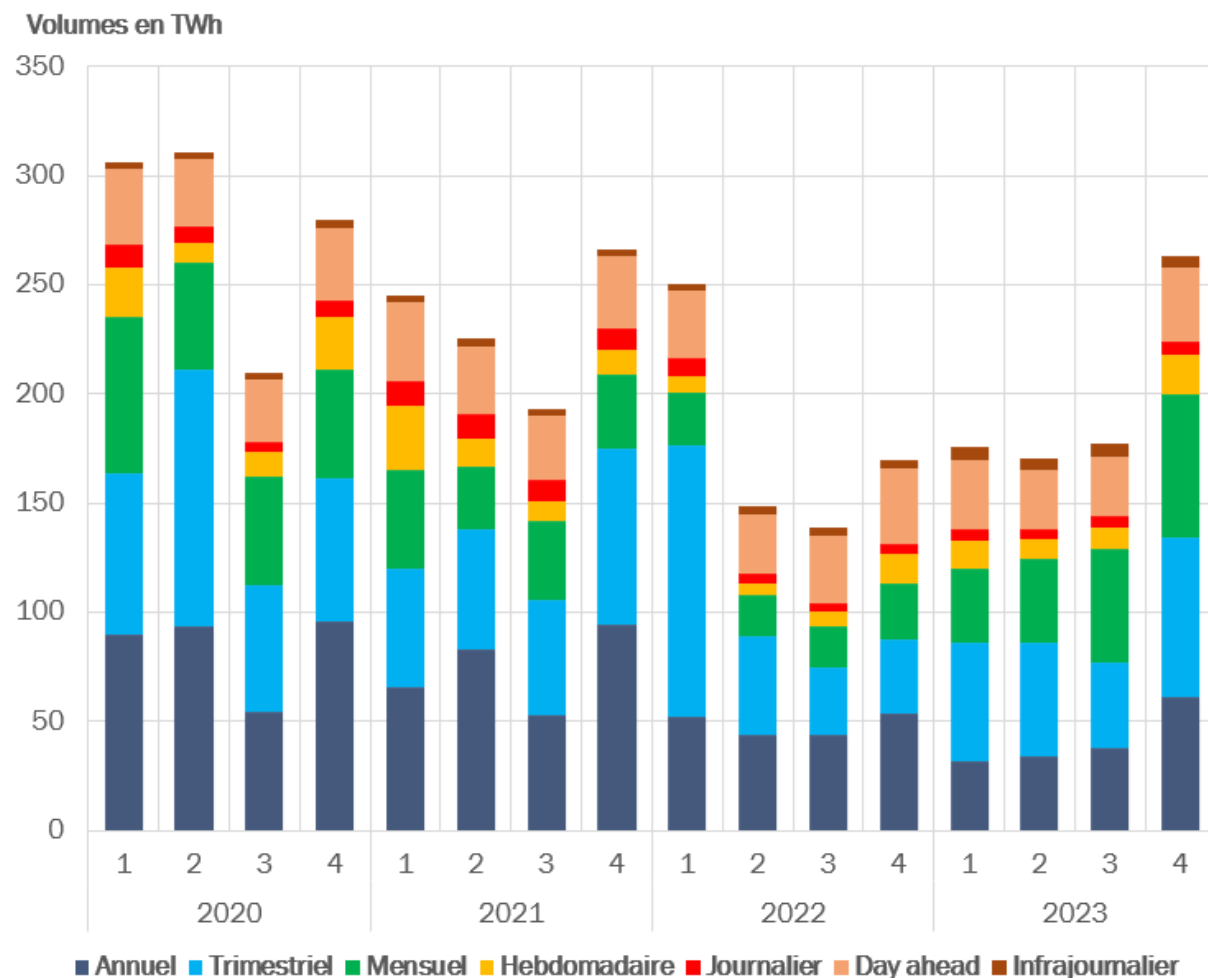
⁶⁶ Les produits à terme journaliers sont des produits à terme de la durée d'un jour qui peuvent être livrés même plusieurs mois après la transaction, tandis que les produits journaliers couplé (*day-ahead*) sont des produits *spot* des durées horaires qui sont négociés chaque jour pour le lendemain.

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

de production et de l'utilisation des interconnexions, même s'ils représentent des volumes échangés moindres. 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.

Figure 53: Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu)



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

Les Figure 54 et Figure 55 illustrent l'évolution des positions ouvertes des acteurs par catégorie, pour les produits annuels base pour livraison en France en 2024 et 2025 (produits physiques et financiers confondus). À noter qu'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 :

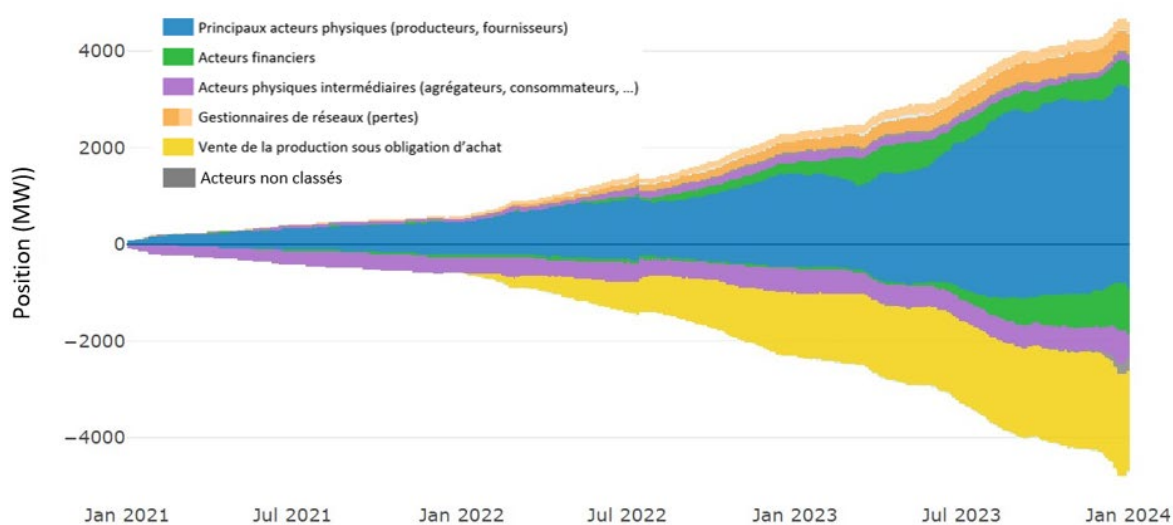
- les acteurs physiques principaux de l'énergie, composés des fournisseurs et producteurs d'énergie,
- les acteurs financiers, composés des fonds d'investissement, trading house, etc., actifs sur le marché de l'électricité français,
- les acteurs physiques intermédiaires, composés des consommateurs, agrégateurs, etc.,
- les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution qui s'approvisionnent sur les marchés pour l'achat des pertes électriques du réseau,
- EDF OA, qui vend les volumes issus des contrats d'obligation d'achat garantis par l'Etat, vendus à terme selon la procédure établie par la CRE⁶⁷.

Les acteurs physiques représentent une large majorité des positions ouvertes sur les produits annuels base 2024 et 2025. Il peut être noté qu'EDF OA reste le principal vendeur pour ces échéances.

Les acteurs financiers ont pris des positions plutôt vendeuses en 2024 et acheteuses en 2025. Cependant, les tailles des positions des acteurs financiers ont été significativement inférieures à ce qu'elles avaient pu être en 2022 pour 2023 (des positions qui avaient alors été fortement acheteuse dans un contexte d'inquiétudes pour la sécurité d'approvisionnement).

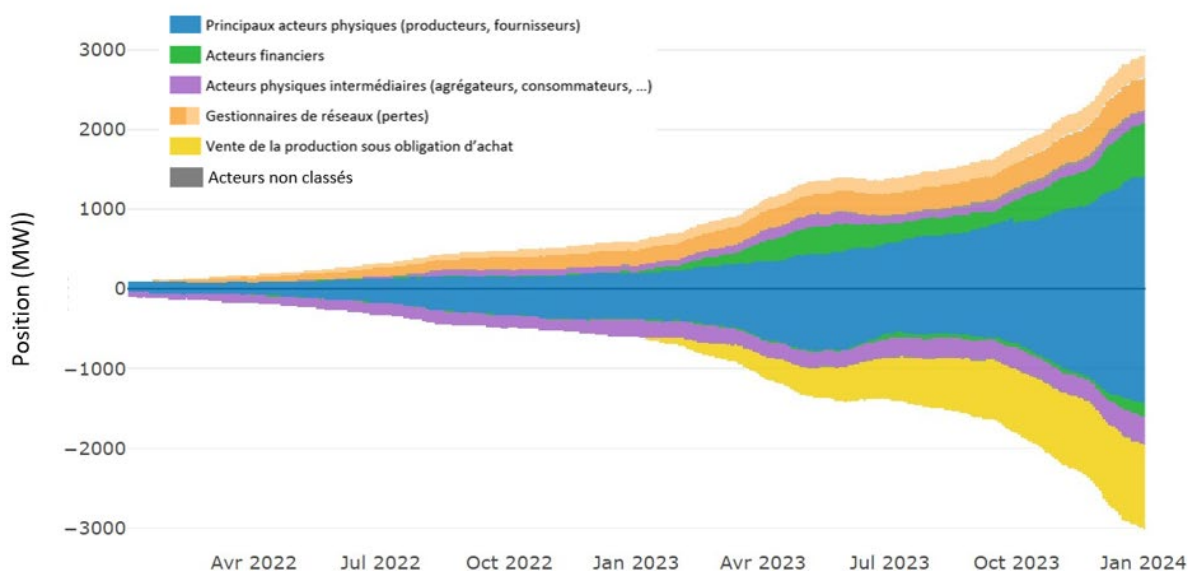
⁶⁷ Délibération N°2019-259 de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

Figure 54 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2024 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2021



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

Figure 55 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2025 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2022



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

Un niveau record de volumes échangés sur le marché intrajournalier français

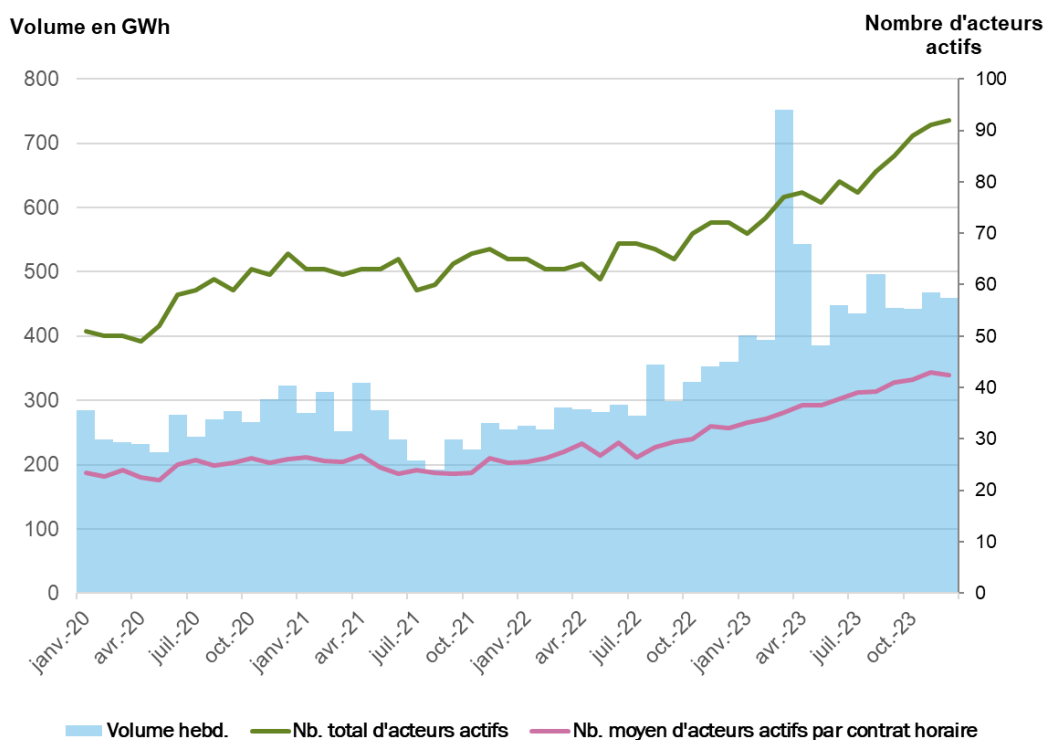
Les volumes échangés sur le marché intrajournalier français de l'électricité ont fortement augmenté en 2023, atteignant un niveau record de 21,4 TWh, soit une augmentation de 51 % par rapport au précédent record de 2022 (14,2 TWh).

Cette hausse s'explique par un développement significatif des échanges au niveau européen ainsi que par l'arrivée continue de nouveaux acteurs sur les marchés.

Ainsi, la Figure 56 montre qu'en décembre 2023, 92 acteurs de marchés différents étaient actifs, soit 22 de plus qu'en janvier 2023 (hausse de 31 %). De plus, en moyenne, 42 acteurs différents étaient actifs par contrat horaire en décembre 2023, ce qui représente une hausse de 27 % par rapport à janvier 2023 et confirme qu'un nombre significatif d'acteurs différents sont régulièrement actifs. L'arrivée de ces nouveaux acteurs sur le marché intrajournalier français entraîne une diminution de la concentration des échanges, comme le montre la baisse des indices de concentration HHI présentés dans la Figure 57.

Par ailleurs, un pic de volumes échangés à 752 GWh ainsi qu'une hausse de l'indice HHI à l'achat peuvent être constatés début mars 2023, ce qui s'explique par un contexte de mouvements de grèves significatifs ayant affecté la disponibilité du parc de production à cette période.

Figure 56 : Volumes échangés hebdomadairement sur le marché intrajournalier en France et évolution mensuelle du nombre d'acteurs actifs



Source : données REMIT – Analyse : CRE

Figure 57 : Indices de concentration HHI (Indice de Herfindahl-Hirschmann) sur les contrats horaires échangés sur le marché intrajournalier français (moyennes mensuelles et annuelles)



Source : données REMIT – Analyse : CRE

De plus en plus d'acteurs financiers utilisant des algorithmes de *trading*

Les nouveaux entrants sur les marchés français de l'électricité sont majoritairement des acteurs financiers, pratiquant une activité de négoce pour compte propre et utilisant de plus en plus d'algorithmes de *trading* pour améliorer l'efficacité et la réactivité des transactions et saisir les opportunités de marché.

L'utilisation de ces algorithmes a entraîné une hausse exceptionnelle du nombre d'événements d'ordres hebdomadaire (insertion, mise à jour, exécution, annulation) en 2023 par rapport aux années précédentes (cf. Figure 58). Cette augmentation est particulièrement visible depuis juillet 2022, période durant laquelle les prix et la volatilité ont atteint des niveaux records.

Bien que cette hausse affecte principalement le marché intrajournalier, les marchés à terme ont également suivi une tendance similaire, surtout à partir de juin 2023, avec une augmentation du nombre d'acteurs financiers entrants sur les marchés et concentrant une large majorité des événements d'ordres (notamment sur les contrats les plus liquides : M+1, Q+1, M+2 et Y+1).

Ainsi en décembre 2023, 25 millions d'événements d'ordres mensuels étaient comptabilisés sur le marché intrajournalier français, soit plus de 2 fois plus qu'en décembre 2022 et presque 8 fois plus qu'en décembre 2021. Sur les marchés à terme, un pic de 4 millions d'événements d'ordres est observé en octobre 2023, soit presque 35 fois plus qu'en octobre 2022.

Cette hausse d'événements d'ordres reflète une animation croissante des marchés mais soulève également un nouveau défi pour le régulateur qui doit faire face à une masse de données à traiter de plus en plus importante.

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

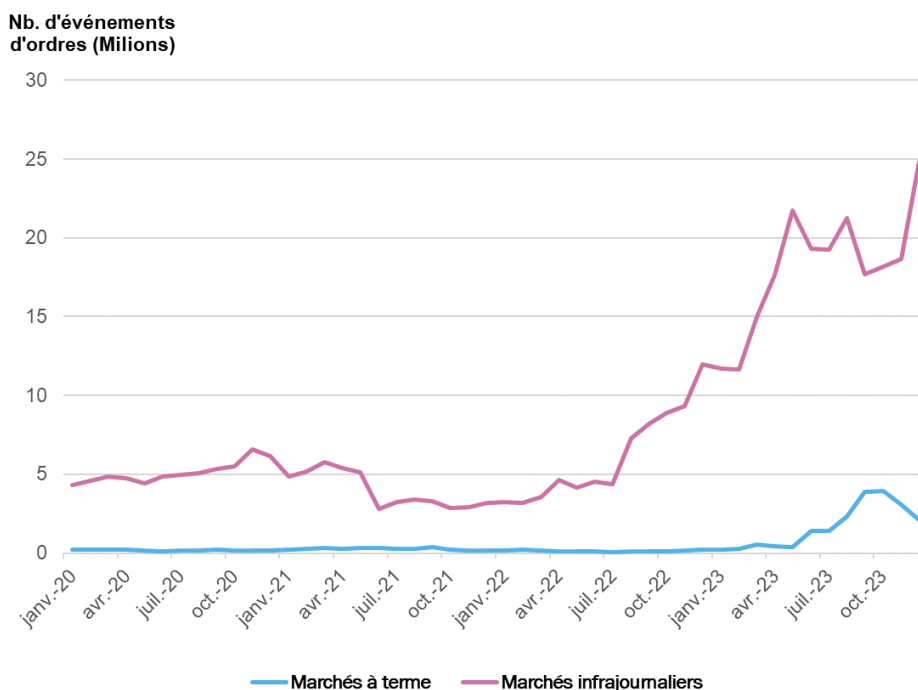
Septembre 2024

Le négoce pour compte propre consiste à négocier sur les marchés afin de réaliser des bénéfices, en profitant par exemple de variations favorables des prix. Différentes stratégies peuvent être suivies par les acteurs de marché :

- stratégies « directionnelles » (ou spéculatives) : stratégies consistant à « parier » sur des mouvements de prix ultérieurs, notamment sur la base de modèles de prévision, et générant un gain ou une perte en fonction de l'évolution effective des prix ;
- arbitrages entre des contrats similaires (ex. spreads de localisation entre deux pays, spreads entre commodités, spreads temporels, etc.) ;
- activité de tenue de marché (« market making ») : elle consiste à fournir de la liquidité et de la profondeur aux marchés. Pour cela, l'acteur propose en continu des offres des deux côtés du carnet d'ordre (offres de vente et d'achat), et se rémunère au travers de l'écart entre le prix d'achat et le prix de vente (spread bid-ask).

Le négoce pour compte propre joue un rôle essentiel pour le bon fonctionnement du marché. Il apporte trois éléments requis au bon fonctionnement des marchés : la liquidité, le partage des risques et la découverte des prix. En étant présents sur les marchés, les traders pour compte propre permettent aux acteurs physiques (producteurs et consommateurs) de réaliser des transactions rapidement et à moindre coût. En outre, ces mêmes acteurs physiques peuvent compter sur ces contreparties pour se couvrir, partageant ainsi les risques. Enfin, les ordres d'achat et de vente des traders pour compte propre contribuent au processus de découverte des prix. En interagissant avec les autres acteurs économiques, ils apportent de l'information et contribuent à ce que les fondamentaux pour l'échéance de livraison soient reflétés dans les prix.

Figure 58 : Nombre d'événements d'ordres (insertion, mise à jour, exécution, annulation) mensuels sur les marchés à terme et intrajournalier de l'électricité



Source : données REMIT – Analyse : CRE

Un développement limité des échanges aux échéances Y+4 et Y+5

La crise des prix de l'énergie en 2022 a mis en évidence le besoin pour les consommateurs d'électricité 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 (cf. Figure 51).

Cependant, la liquidité pour les échéances supérieures à deux ans était très faible, voire inexistante en France (cf. Figure 59).

Dans ce contexte, EDF a lancé depuis le 27 septembre 2023 des appels d'offres journaliers⁶⁸ 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.

Bien qu'une légère hausse des volumes échangés pour les échéances Y+3 et Y+4 ait pu être constatée au 4^{ème} trimestre 2023, les échanges restent encore très faibles, notamment par comparaison avec les volumes échangés sur Y+1 et Y+2.

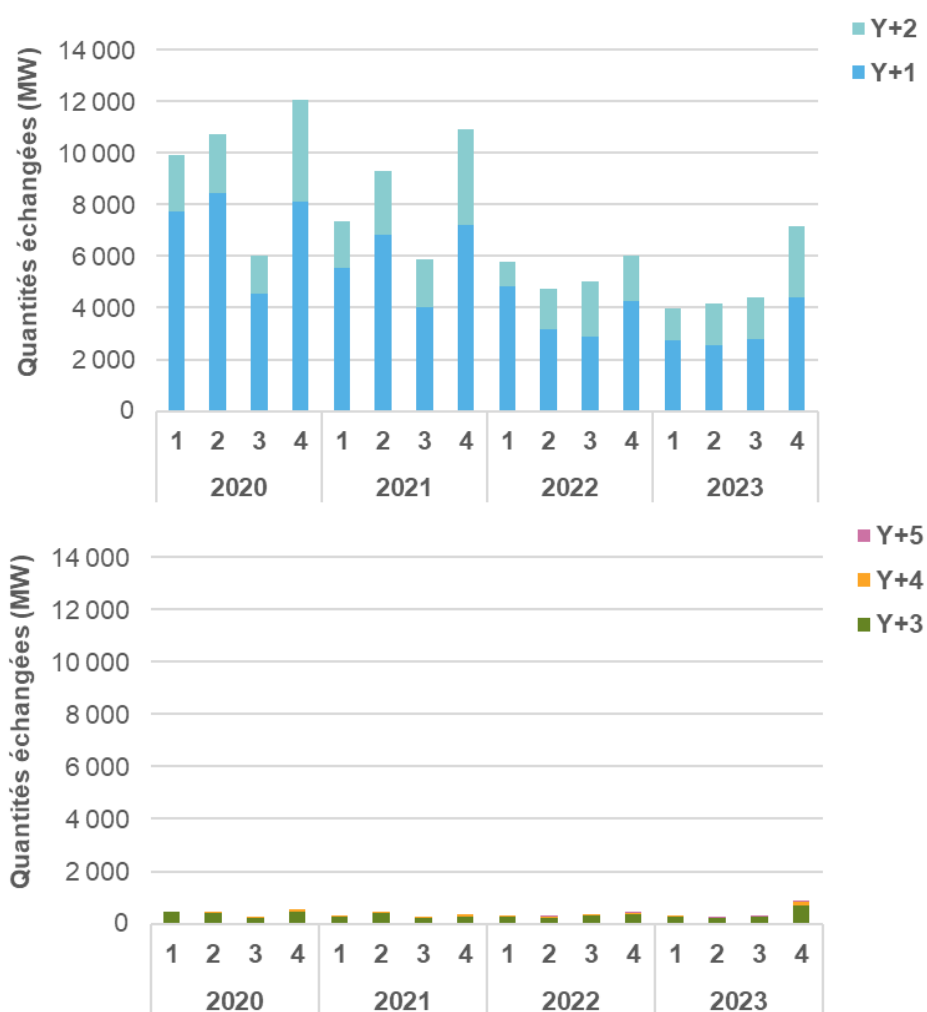
Finalement, le 29 mai 2024, EDF a annoncé prolonger ces appels d'offres jusqu'en décembre 2024 à minima. Au-delà de cette échéance, EDF continuera *a minima* jusqu'à fin 2026, de mettre à disposition via des appels d'offres ou tout autre mécanisme de marché, au moins 5 MW/j de chacun des produits Y+4 et Y+5.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE porte une attention particulière aux échanges qui sont réalisés sur ces échéances peu liquides et surveille étroitement le fonctionnement des enchères d'EDF. Par ailleurs, la CRE souligne dans sa délibération n°2024-10⁶⁹, l'importance d'améliorer la transparence et la liquidité sur les marchés de gros, notamment pour ces échéances de plus longs termes.

⁶⁸ <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>

⁶⁹ Délibération N°2024-10 du 18 janvier 2024 : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/240118_2024-10_Projet_Loi_Souverainete_energetique.pdf

Figure 59 : Somme trimestrielle des quantités échangées sur les contrats annuels Y+1 à Y+5 base français (en MW)



Source : données REMIT – Analyse : CRE

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 en ce qui concerne la surveillance de ces marchés. Par ailleurs, en application du règlement européen sur l'équilibrage⁷⁰, (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.

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 fournisseurs de services d'équilibrage 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 leurs injections et imports d'une part, et leurs soutirages et exports d'autre part en amont du temps réel afin de limiter les volumes de déséquilibres.

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 au bénéfice des consommateurs, et veille au bon fonctionnement de ces nouveaux 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 8 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. Par ailleurs, les échanges entre pays résultant de l'activation de la réserve primaire ne sont jamais contraints par les capacités d'échange aux frontières, ces échanges étant prévus dans les marges de sécurité sur les interconnexions.

4.1.2. La réserve secondaire

La réserve secondaire est activée automatiquement par RTE par le biais d'un signal envoyé à l'ensemble des 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.

Historiquement, l'activation de cette réserve consistait en l'envoi d'un signal unique à l'ensemble des participants, sans mise en concurrence des activations. Depuis novembre 2023, l'activation en énergie des capacités de réserve secondaire a évolué pour faire l'objet d'un mécanisme de marché selon un ordre de préséance économique. Les activations font désormais l'objet d'offres déposées par les acteurs à proximité du temps réel, dont la sélection est optimisée par RTE à l'échelle française. Les

⁷⁰ [Règlement \(UE\) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique](#)

modalités implémentées au niveau français ont par ailleurs été conçues comme une déclinaison des modalités prévues par la plateforme européenne pour les activations de réserve secondaire PICASSO (« *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* »). Celle-ci est entrée en service en juin 2022, et permet de prendre 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 date, les GRTs allemands, autrichien et tchèque sont connectés à la plateforme PICASSO. La connexion de RTE est prévue pour 2025.

L'activation de la réserve secondaire par RTE est par ailleurs 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 date, les GRT de 24 pays participent à la plateforme IGCC.

S'agissant des modalités de contractualisation des capacités de réserve secondaire par RTE en amont du temps réel, aujourd'hui effectuée par le biais d'une prescription régulée, celles-ci vont évoluer vers un appel d'offres quotidien ouvert à l'ensemble des acteurs certifiés. En novembre 2021, cette évolution majeure avait été mise en œuvre une première fois puis suspendue après plusieurs semaines, la CRE constatant un dysfonctionnement structurel de ce marché naissant.

En 2022, la CRE avait octroyé à RTE une dérogation de trois années pour la contractualisation par appel d'offres des capacités de réserve secondaire, en conformité avec la réglementation nationale et européenne. La CRE avait précisé dans cette même délibération les conditions à réunir pour envisager une fin anticipée de cette dérogation.

En janvier 2024, constatant une nette amélioration de la situation concurrentielle du marché de la réserve secondaire, tant du point de vue des volumes certifiés que du nombre d'acteurs engagés et de la diversité des actifs pouvant participer à ce marché, la CRE a acté par délibération⁷¹ la réouverture en juin 2024 de la contractualisation par appel d'offres des capacités de réserve secondaire.

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.

La plateforme TERRE est issue d'une coopération lancée en 2014 par les GRT européens qui utilisent des produits de réserve complémentaire pour équilibrer leur zone, dont RTE. Tous les GRT utilisant des produits de réserve complémentaire doivent y participer, conformément à l'article 19 du règlement EB.

Tout acteur d'ajustement disposant de capacités d'équilibrage mobilisables en moins de 30 minutes peut y participer, dès 1 MW. La plateforme TERRE permet, dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles après la fermeture des échanges intrajournaliers, 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 réalise 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 sont rémunérées au prix marginal de la zone dans laquelle elles sont activées.

La plateforme a été officiellement lancée le 15 janvier 2020 et, fin 2022, 6 GRT y étaient connectés. RTE y est connecté depuis le 2 décembre 2020, et a accru sa participation à la plateforme tout au long de l'année 2021 et le début de l'année 2022. Depuis le 21 mars 2022, la période initiale d'exploitation sous contrôle est achevée et RTE participe à la plateforme TERRE en continu.

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

⁷¹ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 janvier 2024 portant décision mettant fin à la dérogation accordée à RTE au titre de l'article 6 du règlement \(UE\) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité](#)

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.

La plateforme européenne d'échange de produits standard de réserve rapide (ci-après « plateforme MARI ») a été mise en service en octobre 2022. La CRE a octroyé à RTE une dérogation portant jusqu'en juillet 2024 pour la connexion à la plateforme européenne MARI⁷².

Tous les moyens de production raccordés au réseau de transport sont règlementairement tenus de proposer leur flexibilité disponible à la hausse au travers d'offres déposées sur le mécanisme d'ajustement. Une partie de la réserve tertiaire fait par ailleurs l'objet d'une réservation de capacité par RTE. Pour 2023, RTE a contractualisé la moitié des réserves rapides et complémentaires (ci-après, « RR-RC ») par le biais d'un appel d'offres annuel lancé le 28 juillet 2022, avec soumission des offres le 16 septembre 2022. Le tiers restant a été contractualisé par le biais d'un appel d'offres journalier. Les 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).

La délibération du 26 mai 2023 a validé, pour l'année 2024, le maintien de la part des capacités de RR-RC contractualisées à l'appel d'offres journalier à 50% des capacités contractualisées⁷³.

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 la consommation et la production 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 30 minutes donnée) font ainsi 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. La période de règlement des écarts va évoluer, et passera de 30 minutes à 15 minutes le 1^{er} janvier 2025, en application des dispositions de l'article 53(1) du règlement EB.

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'à cinq minutes avant le temps réel, les acteurs français peuvent continuer à échanger de l'énergie entre eux sur le marché intrajournalier 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, RTE est donc le seul acteur à prendre des actions d'équilibrage « physiques ».

⁷² [Délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant décision d'octroi de dérogations pour la connexion de RTE aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve secondaire et tertiaire rapide](#)

⁷³ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2023 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2024 de réserves rapide et complémentaire](#)

4.2. Bilan des marchés de l'équilibrage en 2023

4.2.1. Vue d'ensemble

Le Tableau 12 ci-après présente le bilan physique et financier des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE ainsi que des énergies d'équilibrage activées.

Tableau 12 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés en 2023

| 2023 | Contractualisation (payées par le TURPE) | | | Activations (payées par les RE) | | | |
|--------------------------------|---|--------------|-------------|------------------------------------|--------------|--------------|----------------|
| | Réserve | Sens | MW (moy) | M€ | A la hausse | | A la baisse |
| | | | | GWh | M€ | GWh | M€ |
| Primaire (FCR) | Hausse et baisse | 514 | 33,7 | 544 | 51,4 | 539 | -49,9 |
| Secondaire (aFRR) | Hausse et baisse | 699 | 133,2 | 1 155 | 131,4 | 1 251 | -113,1 |
| Rapide (mFRR) | | | | 1 731 | | 1 338 | |
| Complémentaire (RR) | Hausse | 1 500 | 242,4 | 983 | 765,7 | 2 600 | -210,5 |
| Total | | 2 713 | 409 | 4 414 | 948,5 | 5 728 | - 373,4 |

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 a diminué de 67 M€ en 2023, en lien d'une part avec la diminution générale des prix de gros en 2023, et d'autre part avec la poursuite du déploiement par les acteurs d'un parc de stockage par batteries certifiées pour fournir cette réserve à moindre coût, comme présenté ci-après.

La réserve secondaire a été contractualisée en 2023 sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé de 22,1 €/MWh, et a été plus chère que la réserve primaire (133 M€). Ce fonctionnement va évoluer vers un appel d'offres journalier réglé à prix marginal à compter du mois de juin 2024 (cf. §4.1.2).

Le coût de contractualisation des réserves rapides et complémentaires a fortement augmenté de 218,5 M€ en 2023. Cette hausse est portée par l'appel d'offres annuel qui a été mené par RTE au pire moment de la crise des prix de gros début septembre 2022, et dont le prix a été multiplié par 30 par rapport à 2022.

Les coûts d'activation sont portés par les responsables d'équilibre et sont payés au travers du règlement des écarts, sauf les surcoûts concernant les activations pour des motifs hors équilibre 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 2023 un coût net de 555 M€, en baisse par rapport à 2022 (671 M€). L'écart par rapport à 2022 s'explique 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*. C'était également le cas pour l'énergie de réserve secondaire jusqu'au mois de novembre 2023, date de bascule au niveau français vers un fonctionnement de marché pour l'activation de cette réserve. Les activations de ces deux réserves étant en moyenne centrées sur zéro, la valorisation nette des énergies activées de réserve primaire et secondaire est donc faible en 2023. A compter de 2024, première année de fonctionnement complet du marché en énergie de la réserve secondaire, une hausse du coût net des activations de

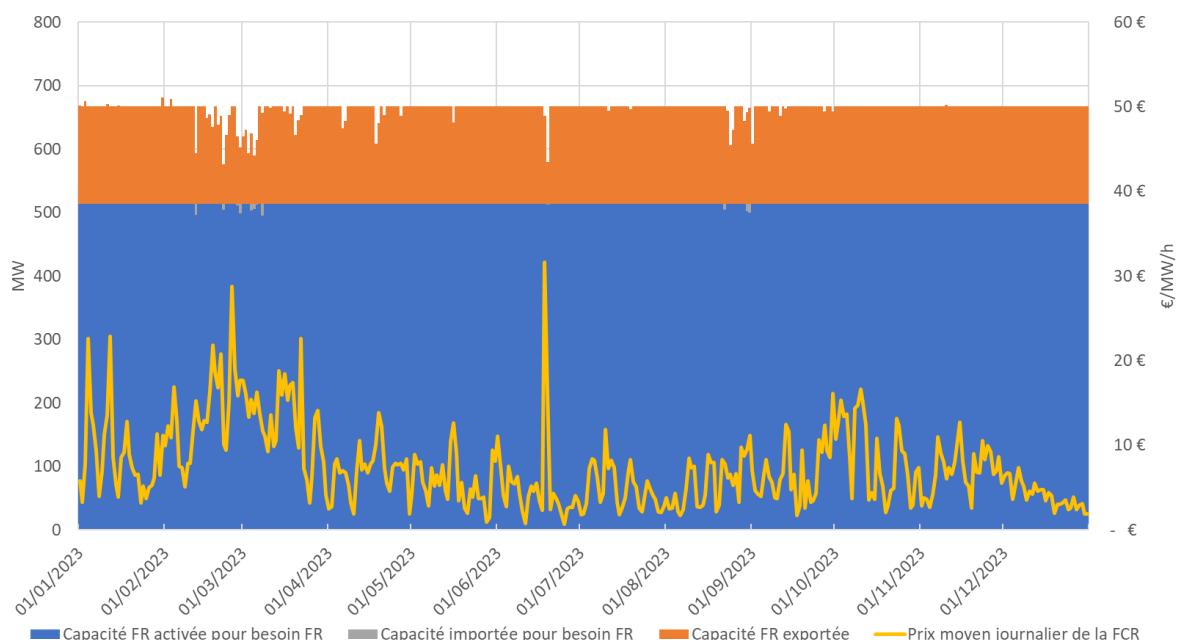
cette réserve pourrait être observée, les acteurs pouvant désormais librement refléter leurs contraintes et donc leurs coûts dans chaque sens d'activation, indépendamment du prix *spot*.

4.2.2. La coopération « FCR » pour la réserve primaire

Depuis le 1^{er} juillet 2020, la réserve primaire est contractualisée au travers d'un appel d'offres quotidien mené à 8h chaque jour pour la journée du lendemain, découpée en six plages de quatre heures constituant six produits différents.

La Figure 60 présente les moyennes hebdomadaires des prix et les volumes de la réserve primaire constituée, importée et exportée en France. Le niveau de la demande de RTE est constant sur un an. Le volume effectivement constitué en France correspond à la somme de la demande de RTE et du solde exportation – importation par rapport aux autres pays de la coopération. On constate que sur l'année 2023, la FCR contractualisée en France a été massivement exportée vers les autres pays de la coopération, atteignant la plupart du temps le maximum d'exports.

Figure 60 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne journalière)

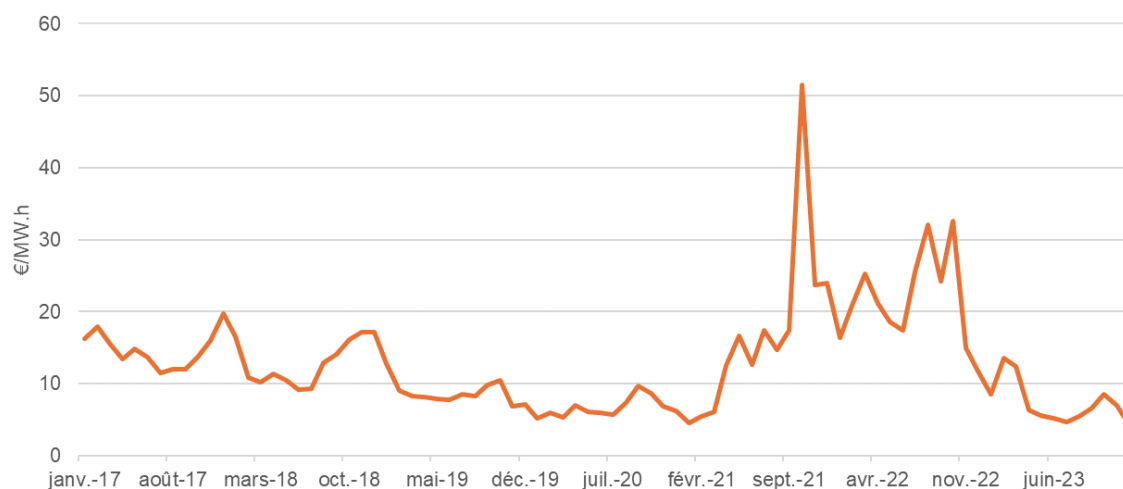


Source : Coopération FCR (www.regelleistung.net) – Analyse : CRE

Le prix moyen journalier de la FCR a connu de fortes variations en 2023, mais est majoritairement inférieur à 10 €/MWh (76% des heures en 2023). En 2023, le prix moyen de la FCR était de 7 €/MWh, ce qui représente une forte baisse par rapport aux prix moyens observés en 2022 (22 €/MWh). Le coût total de contractualisation de la FCR en 2023 est ainsi plus faible qu'en 2022. Sur plus long terme, le prix de la FCR suit une tendance à la baisse depuis le début de la coopération, comme le montre la Figure 61, excepté la période de crise entre fin 2021 et fin 2022. Cette tendance s'explique notamment par l'abondance de l'offre, en particulier sur le segment batteries : à la fin 2023, le volume de batteries certifiées pour la réserve primaire atteint environ 500 MW (contre environ 100 MW début 2021) et continue de progresser, témoignant du succès de l'ouverture du marché pour attirer des investissements dans ce type d'actif.

Du fait de ces faibles coûts de contractualisation, la France est par ailleurs le principal exportateur de capacités de réserve primaire de la coopération FCR en 2023, avec un solde moyen d'environ 134 MW vers l'export (contre 45 MW en 2022).

Figure 61 : Prix mensuels moyens de la FCR contractualisée en France depuis le début de la participation de RTE à la coopération FCR



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, sont engagées dans un processus de transformations structurelles afin d'évoluer vers des mécanismes de marché ouverts à l'ensemble des actifs certifiés pour cette réserve (cf. §4.1.2).

Depuis la fin novembre 2023, les activations de réserve secondaire sont optimisées en temps réel par RTE par le biais d'un mécanisme de marché interclassant les offres des acteurs français selon un ordre de préséance économique à l'échelle nationale. Le passage d'un marché national des activations de réserve secondaire à un marché européen intégré est prévu pour 2025, avec la connexion de RTE à la plateforme européenne PICASSO. Les modalités de contractualisation des capacités de réserve secondaire par RTE en amont du temps réel vont quant à elle évoluer vers un mécanisme de marché à compter du mois de juin 2024.

Ces évolutions structurelles des modalités de contractualisation et d'activation de la réserve secondaire seront étudiées avec attention par la CRE au cours de l'année 2024, et feront partie intégrante de l'analyse des marchés de l'équilibrage pour l'année 2024.

4.2.4. Le mécanisme d'ajustement

La Figure 62 présente les volumes d'énergie activée à la hausse et à la baisse par RTE depuis 2020 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 (16% des volumes activés à la baisse en 2022 et 2023). Les activations pour causes congestions (« Réseau ») et marges (« Marge ») représentent de faibles volumes. Les volumes nets activés sont en moyenne négatifs, ce qui indique une tendance des responsables d'équilibre à se surcouvrir par crainte de devoir payer un prix de règlement des écarts négatifs important.

La Figure 63 présente les volumes moyens des ajustements par type d'entité et par sens d'activation.

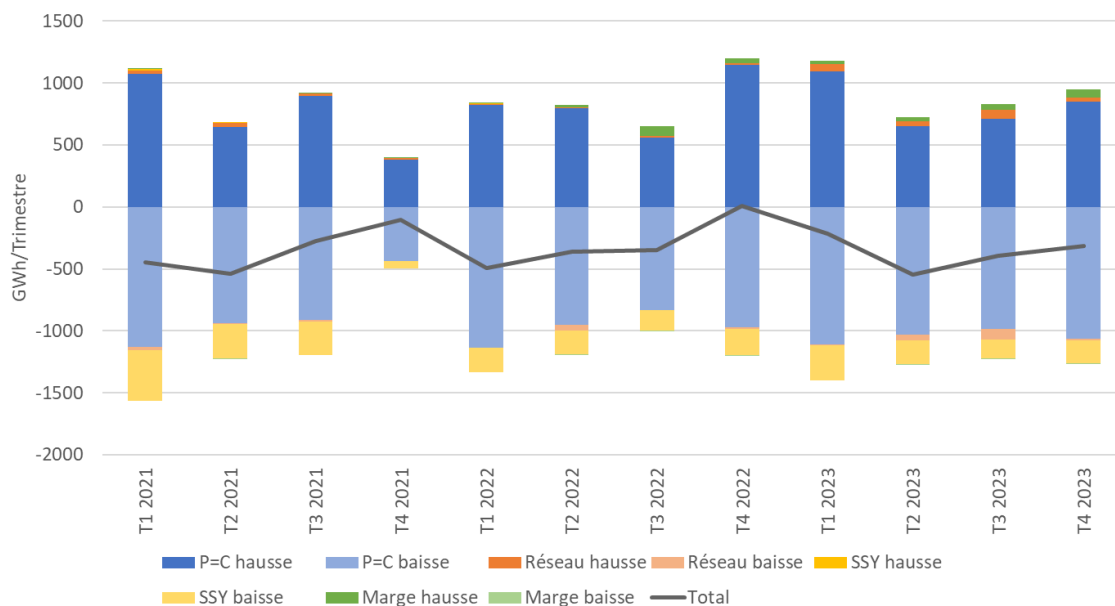
On constate une large prépondérance des entités d'ajustement de type injection (groupes de production), qui représente 72 % des activations à la hausse, et 85 % des activations à la baisse en 2023. Les activations d'effacements par RTE sont limitées, et représentent 0,3 % des volumes activés par RTE en 2023. Les entités d'ajustement situées à l'étranger (« points d'échange ») constituent une part significative des activations sur le mécanisme d'ajustement, en hausse par rapport à 2022 (28 %

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

des activations à la hausse en 2023, contre environ 12 % en 2022). Cette hausse de la participation des échangeurs s'explique par la baisse des besoins d'ajustements couverts par la plateforme TERRE, ainsi que par une baisse du volume d'offres déposées sur le mécanisme d'ajustement du fait de l'augmentation de la part de production localisée sur le réseau public de distribution, pour lesquels la participation au mécanisme d'ajustement n'est pas obligatoire.

Figure 62 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 63 : Volumes d'ajustements par type d'entité



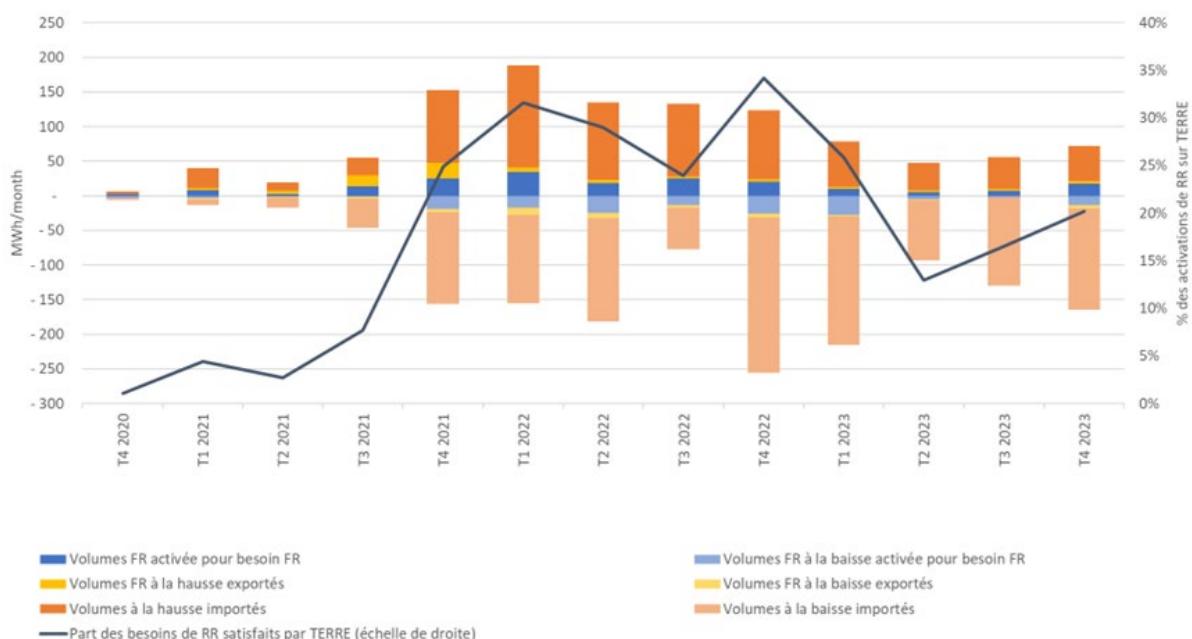
Source : RTE – Analyse : CRE

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 présente les volumes mensuels activés par RTE sur la plateforme TERRE.

RTE a nettement augmenté sa participation à la plateforme à partir d'août 2021, cette augmentation est particulièrement visible sur les volumes activés pour les besoins de RTE. En 2023, RTE a activé en moyenne 20 % de ses besoins de réserves complémentaires sur la plateforme TERRE. Malgré l'augmentation de la participation de RTE, la liquidité des offres françaises sur la plateforme reste faible et la majorité de la demande française est satisfaite par des offres étrangères, dont les prix sont à ce stade plus faibles en moyenne que ceux des offres des acteurs français.

Figure 64 : 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 représentent des enjeux financiers moins importants que les marchés de l'énergie spot et à terme. Toutefois, ils jouent un rôle très important dans le bon fonctionnement du système électrique et sont en évolution rapide.

La CRE analyse donc régulièrement le fonctionnement du mécanisme d'ajustement (MA) de RTE. A ce titre, la CRE rappelle une nouvelle fois aux acteurs du marché qui opèrent des entités d'ajustement de type point d'échange à la frontière franco-suisse ou franco-allemande qu'il est interdit de s'approvisionner sur le marché intrajournalier 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 intrajournalier français, que ce soit au travers d'un flux explicite ou d'une nomination implicite.* »

Enfin, la CRE rappelle aux acteurs du marché que les marchés d'équilibrage sont considérés comme des marchés d'échange de produits énergétiques de gros. Les actions des acteurs sur ces marchés sont donc soumises à des obligations et interdictions définies dans le règlement REMIT. Notamment, l'ACER a communiqué⁷⁴ sur les exemples des pratiques qui peuvent, dans certaines circonstances, être considérées comme abusives au sens du règlement REMIT.

⁷⁴ 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

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. La mise en œuvre pratique du mécanisme a démarré en décembre 2016 pour une première année de livraison (AL) en 2017.

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 de nouveaux 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 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. Ces enchères organisées sont, en régime de fonctionnement continu, au nombre de 15, en amont d'une année de livraison donnée.

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 plafond du mécanisme sont en ligne avec la tension qui devrait apparaître en cas de sous-dimensionnement du parc : « *[le prix plafond] 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* ».

L'arrêté du 5 octobre 2023 modifie les règles du mécanisme de capacité. En particulier, la durée de la dernière année de livraison du mécanisme est raccourcie de janvier à mars 2026 pour permettre la mise en place d'un futur mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. En conséquence, la CRE a fixé le prix administré à 44 000 €/MW pour l'AL 2026 dite « raccourcie »⁷⁵, pour tenir compte de la rémunération capacitaire potentielle sur la fin de l'année 2026 via le nouveau mécanisme de capacité. Le prix administré est en revanche maintenu à 60 000 €/MW pour l'AL 2025.

De plus, l'arrêté encadre désormais les résiliations anticipées de contrats d'obligation d'achat afin d'en limiter l'impact financier et d'accélérer le processus de certification. La participation au mécanisme des installations concernées par les seuils d'émissions CO₂ prévus par le Règlement (UE) 2019/943 du parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 est également précisée dans l'arrêté, qui permet aux exploitants de soumettre un plan de conformité décrivant les mesures prises pour que l'installation respecte les seuils d'émissions en l'absence d'historique de production nécessaire à la certification pour les AL 2025 et 2026.

L'ensemble des modifications des règles et paramètres du mécanisme de capacité est mentionné dans la délibération dédiée de la CRE⁷⁶.

⁷⁵ Délibération n° 2023-308 du 28 septembre 2023 portant approbation du plafond utilisé dans le cadre du règlement financier des écarts du mécanisme de capacité pour les années 2025 et 2026.

⁷⁶ Délibération n° 2023-309 du 28 septembre 2023 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité.

5.2. Le prix de la capacité pour l'année de livraison 2024 a reflété une amélioration significative des marges pour le système électrique

L'année 2023 est essentiellement marquée par les enchères portant sur les années de livraison 2024 et 2025.

Tableau 13 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2024

| AL 2024 | 02/03/2023 | 27/04/2023 | 22/06/2023 | 21/09/2023 | 16/11/2023 | 07/12/2023 |
|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Prix (€/MW) | 29 899,1 | 34 499,8 | 35 000,0 | 32 799,1 | 35 379,5 | 6 200,2 |
| Volume (MW) | 4 288,0 | 4 486,4 | 4 357,9 | 4 591,1 | 4 771,4 | 7 923,2 |

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Tableau 14 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2025

| AL 2025 | 26/10/2023 | 16/11/2023 | 07/12/2023 |
|-------------|------------|------------|------------|
| Prix (€/MW) | 25 500,3 | 25 000,3 | 9 368,3 |
| Volume (MW) | 4 187,8 | 4 982,5 | 6 572,4 |

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

La moyenne du prix de la capacité pour AL 2024, utilisée comme prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité, est de 27 094 €/MW, contre 45 622 €/MW pour l'AL 2023. Le prix de la capacité revient donc au niveau de l'AL 2022 (26 250 €/MW).

Le prix fixé par la dernière enchère avant l'année de livraison, 6 200 €/MW, 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 TRVE⁷⁷ ;
- les appels d'offres de long terme et d'effacement (AOLT et AOE), dans le calcul du complément de rémunération.

Ce prix est particulièrement faible au regard du prix des autres enchères pour l'AL 2024 ou des PREC précédents (60 000 €/MW pour l'AL 2023 et 23 900 €/MW pour AL 2022). Lors de cette dernière enchère, l'offre a largement excédé la demande (13,8 GW contre 9,2 GW), ce qui s'explique côté demande par des effets de sobriété des consommateurs qui perdurent et côté offre, par davantage d'exploitants ayant proposé des garanties de capacité à bas prix.

Après une AL 2023 particulièrement affectée par une faible disponibilité du parc nucléaire, l'équilibre du marché de capacité pour l'AL 2024 revient à des niveaux observés par le passé. Le retour à la normale

⁷⁷ Avant l'AL 2024, seule la dernière enchère avant l'AL entrait en compte pour la part capacité. Pour l'AL 2024, pour tenir compte de l'anticipation des acteurs, la moyenne des deux dernières enchères a été retenue.

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

progressif de la disponibilité du nucléaire et les effets de sobriété en termes de consommation qui perdurent améliorent les marges du système électrique pour l'AL 2024 par rapport à l'AL 2023.

Malgré la baisse des prix de l'électricité depuis le printemps 2023 qui a réduit la rentabilité des moyens thermiques à flamme, la CRE observe que le *missing money*⁷⁸ de toutes les technologies thermiques est nul pour 2024, en particulier le charbon et les turbines à combustion fioul, car elles ont bénéficié des prix très élevés observés courant 2022.

Le niveau de certification des capacités (Tableau 15) comparé à l'estimation de l'obligation en capacité (Tableau 16) montre comment le déséquilibre offre-demande apparu sur le marché de capacité pour AL 2023 se résorbe pour AL 2024, principalement grâce au nucléaire (hors EPR Flamanville 3) et aux nouvelles capacités décarbonées (ENR, batteries et effacements). Si les règles du mécanisme de capacité prévoient une contribution des interconnexions stable entre l'AL 2023 et l'AL 2024 (-0,1 GW de 2023 à 2024), des indisponibilités ont conduit à un niveau de certification plus faible pour ces AL. Un rééquilibrage a en effet eu lieu en cours d'AL 2023, prenant en compte une disponibilité plus faible qu'anticipée aux frontières espagnoles et anglaise, cette dernière affectant également l'AL 2024. Ainsi, les niveaux de certification des interconnexions sont comparables entre les deux AL.

Tableau 15 : Niveau de certification des capacités pour AL 2023 et AL 2024

| Filière | Décembre 2022 (AL 2023) (GW) | Mars 2024 ⁷⁹ (AL 2024) (GW) | Evolution (GW) |
|---------------------------------------|------------------------------|--|----------------|
| Nucléaire | 39,9 | 43,9 | +4,0 |
| Lac/STEP | 10,4 | 10,2 | -0,2 |
| ENR + autres <i>dont batteries</i> | 15,8 0,4 | 16,6 0,7 | +0,8 +0,3 |
| Effacement | 3,1 | 3,5 | +0,4 |
| Gaz | 7,2 | 7,1 | -0,1 |
| Charbon | 1,6 | 1,4 | -0,2 |
| Pétrole/fioul | 1,9 | 1,8 | -0,1 |
| Total – hors interconnexions | 80,3 | 84,6 | +4,3 |
| Interconnexions | 8,4 | 7,7 | -0,7 |
| Total – avec interconnexions | 88,7 | 92,3 | +3,6 |

Source : Registre RTE – Analyse : CRE

⁷⁸ Pour une capacité donnée, le revenu nécessaire à son maintien en activité (si elle est existante) ou à sa construction (pour une nouvelle capacité) 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.

⁷⁹ L'état du registre des garanties de capacité n'a pas permis à la CRE d'établir une vision de décembre 2023. La CRE publie une vision de mars 2024, après correction des incohérences détectées par ses services, sur la base des données produites par RTE.

Tableau 16 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE en décembre 2022 pour AL 2023 et décembre 2023 pour AL 2024

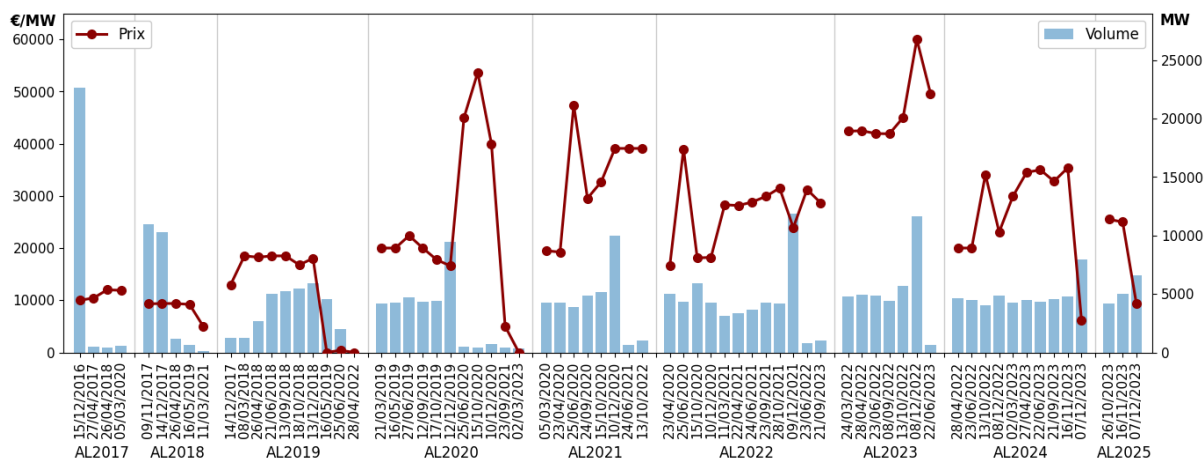
| | Estimation de l'obligation pour l'AL 2023 (GW) | Estimation de l'obligation pour l'AL 2024 (GW) | Evolution (GW) |
|----------------------|--|--|----------------|
| Trajectoire basse | 90,4 | 90,0 | -0,4 |
| Trajectoire centrale | 91,8 | 91,0 | -0,8 |
| Trajectoire haute | 93,4 | 93,8 | +0,4 |

Source : RTE – Analyse : CRE

Au regard de la baisse de la consommation qui ne semble pas retrouver ses niveaux d'avant crise, le marché de capacité sera vraisemblablement *a posteriori* légèrement « long ». Le prix de la capacité pour AL 2024 devrait donc se maintenir à un niveau bas lors des enchères de rééquilibrage.

S'agissant de l'AL 2025, le système semble afficher des marges confortables grâce à une certification du nucléaire toujours en progression, notamment avec le raccordement et la montée en puissance de l'EPR Flamanville 3 (46,6 GW vue de décembre 2023 pour l'AL 2025 contre 43,9 GW pour l'AL 2024 à la même date), la poursuite du développement des filières renouvelables et une contribution des interconnexions en hausse⁸⁰. Toutefois, la rentabilité anticipée des moyens thermiques fossiles pourrait se dégrader avec la baisse des prix de gros. A date, les prix des garanties de capacité observés lors des premières enchères pour AL 2025 se sont situés sur des niveaux intermédiaires à bas, entre 9 000 €/MW et 25 000 €/MW.

Figure 65 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

⁸⁰ La délibération n° 2023-309 du 28 septembre 2023 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité prévoit une contribution des interconnexions de 11,1 GW pour l'AL 2025.

6. Bilan du fonctionnement des marchés de gros de l'électricité en France en 2023

Les marchés de l'électricité ont été marqués en 2023 par la résolution progressive des deux crises qui les avaient affectés en 2022, liées d'une part à l'approvisionnement en gaz de l'Europe et les prix du gaz extrêmement élevés en résultant, et d'autre part à la détection du phénomène de corrosion sous contraintes sur le parc nucléaire français, avec des conséquences graves sur sa disponibilité.

Les prix observés en 2023, bien qu'en baisse, sont cependant restés bien supérieurs et plus volatils qu'avant la crise, notamment du fait de prix du gaz toujours élevés au regard de l'historique. La consommation d'électricité baisse encore en 2023 par rapport à 2022, pouvant montrer un changement durable des habitudes de consommation, résultant des efforts de sobriété énergétique et des prix élevés.

La production a augmenté de manière significative entre 2022 et 2023, grâce à la reprise de la production nucléaire, qui passe de 279 TWh en 2022 à 320 TWh en 2023. La production totale en France, à 495 TWh en 2023, reste significativement plus faible que la moyenne des années 2016-2019, qui était de 536 TWh. La production d'électricité d'origine renouvelable croît de 21 % entre 2022 et 2023, notamment du fait d'une augmentation importante de la production éolienne par rapport à sa capacité installée. Les capacités installées d'éolien et de photovoltaïque croissent à un rythme compatible avec l'atteinte des objectifs de la PPE pour 2028. La production thermique fossile est en baisse en 2023, car elle avait pallié en 2022 la faiblesse de la production nucléaire. La marginalité des différentes filières de production revient en 2023 à une répartition plus conforme à l'historique, après l'exceptionnelle année 2022, qui avait vu notamment les importations influencer davantage sur les prix journaliers en France, les interconnexions ayant été indispensables pour répondre à la consommation française.

En 2023, les prix journaliers de l'électricité en France ont fortement diminué, atteignant 96,9 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 65 % par rapport à 2022 (275,8 €/MWh), et de 11 % par rapport à 2021 (109,2 €/MWh). Les niveaux de ces prix restent cependant bien supérieurs aux niveaux d'avant la crise (par exemple, 39,4 €/MWh en 2019). Les prix journaliers sont également plus volatils qu'avant la crise, et l'année 2023 marque un record pour le nombre d'heures à prix négatifs. Cependant, pour 61 % de ces heures à prix négatifs, les prix ne descendent pas en dessous de -0,01 €/MWh, ce qui indique qu'il existe une flexibilité de la production à la baisse, qui diminue pour limiter les prix réellement négatifs.

Sur les marchés à terme, les prix sont restés élevés et volatils au premier semestre, le prix pour livraison en base en 2024 oscillant entre 150 et 240 €/MWh environ, avant de baisser fortement tout le long du deuxième semestre, atteignant un minimum à 86 €/MWh le 19 décembre 2023. L'écart avec les prix allemands a suivi la même tendance, passant de 30 €/MWh fin juin à moins de 5 €/MWh début septembre. À partir du 11 décembre, le prix français est même devenu inférieur au prix allemand jusqu'à la fin de l'année. Cette forte baisse des prix français, dans l'absolu et par rapport aux prix allemands, est le reflet de l'amélioration des fondamentaux, surtout des perspectives pour la production nucléaire, ainsi que de la réduction du risque perçu par le marché.

Les volumes échangés sur les marchés en 2023 sont en hausse par rapport à 2022, mais ne retrouvent pas les niveaux atteints avant la crise. Cela est dû à une certaine amélioration des conditions de marché par rapport à 2022, mais aussi à l'arrivée de nouveaux acteurs, notamment sur les marchés de court terme. Sur le marché intrajournalier, on constate ainsi une très forte hausse des ordres transmis, et dans une moindre mesure des volumes échangés, du fait notamment de nouvelles pratiques de trading algorithmique. Ce développement est positif et favorable au développement de la liquidité sur ces marchés.

Sur les marchés à terme, l'utilisation des contrats à livraison physique est en forte baisse (-54 % entre 2022 et 2023), au profit des instruments à livraison financière. Cette évolution poursuit et renforce la tendance des dernières années, et peut refléter une prise en compte plus importante du risque de contrepartie depuis l'expérience de la crise de 2022. Concernant les positions ouvertes sur les marchés à terme, les ventes de gré à gré réalisées par EDF au titre de la production sous obligation d'achat représentent toujours une part importante des positions vendeuses (près de 50 % fin 2023 pour le produit annuel 2024). Sur les échéances plus lointaines, l'activité reste limitée. EDF a lancé, en septembre 2023, des appels d'offres journaliers 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.

Les mécanismes d'équilibrage ont poursuivi en 2023 leur évolution vers des mécanismes de marché, avec le démarrage en novembre 2023 de l'activation en énergie de la réserve secondaire selon un ordre de préséance économique. Les marchés de l'équilibrage poursuivent également leur intégration au niveau européen, avec la connexion de RTE à la plateforme européenne d'activation de réserve secondaire prévue pour l'automne 2024, et la dérogation de la CRE concernant la connexion de RTE à la plateforme européenne d'activation de réserve tertiaire courant jusqu'en juillet 2024. Les marchés de l'équilibrage sont des produits énergétiques de gros au titre du règlement REMIT et entrent donc dans le périmètre de la mission de surveillance de la CRE.

Les prix résultant des enchères du mécanisme de capacité menées en 2023 pour l'année de livraison 2024 ont reflété une nette amélioration des marges sur le système électrique, atteignant en moyenne 27,1 k€/MW sur l'année 2023, contre 45,6 k€/MW pour l'année de livraison 2023 en 2022. Le prix de la dernière enchère pour l'année de livraison 2024, à 6,2 k€/MW, est particulièrement faible, ce qui s'explique côté demande par les efforts de sobriété des consommateurs qui perdurent et, côté offre, par davantage d'exploitants ayant proposé des garanties de capacité à bas prix.

CHIFFRES CLES

1. Marchés du gaz

Tableau 17 : Fondamentaux du marché du gaz en France

| Fondamentaux | Variation annuelle 2023/2022 | | | | |
|--|------------------------------|------|------|----------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En Valeur |
| Approvisionnements et débouchés | | | | | |
| Approvisionnement (TWh) | 685 | 731 | 625 | -14% | -106 |
| Déstockage | 155 | 107 | 138 | 29% | 31 |
| Importations | 526 | 617 | 487 | -21% | -130 |
| <i>Importations terrestres</i> | 361 | 320 | 234 | -27% | -86 |
| <i>Importations GNL</i> | 164 | 297 | 253 | -15% | -44 |
| Production | 4 | 7 | | -100% | -7 |
| Débouchés (TWh) | 685 | 731 | | -100% | -731 |
| Stockage | 137 | 145 | 137 | -6% | -8 |
| Consommation clients finals | 474 | 431 | 382 | -11% | -49 |
| <i>Clients distribution</i> | 303 | 253 | 237 | -6% | -16 |
| <i>Clients directement reliés au réseau de transport</i> | 171 | 178 | 145 | -18% | -33 |
| Exportations | 72 | 154 | 137 | -11% | -17 |
| Autres | 2 | 2 | 2 | 12% | 0 |
| Livraisons au PEG (TWh) | 854 | 931 | 949 | 2% | 18 |

Sources : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 18 : Prix du gaz en France

| Prix | Variation annuelle 2023/2022 | | | | |
|--|------------------------------|-------|------|----------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En Valeur |
| Prix spot (€/MWh) | | | | | |
| PEG day-ahead (moyenne) | 46,5 | 98,1 | 38,8 | -60% | -59,3 |
| Spread PEG/TTF | -0,16 | 22,30 | 1,77 | -92% | -20,5 |
| Prix à terme (€/MWh) | | | | | |
| PEG M+1 (moyenne) | 47,4 | 112,8 | 39,9 | -65% | -72,9 |
| PEG Y+1 (moyenne) | 33,7 | 107,3 | 50,5 | -53% | -56,8 |
| Spread PEG/TTF (Y+1) | 0,18 | 6,86 | 1,68 | -76% | -5,2 |
| Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead | 0,9 | 6,9 | 8,1 | 17% | 1,2 |

Sources : EEX, ICIS – Analyse : CRE

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Tableau 19 : Négoce du gaz en France

| Négoce | Variation annuelle 2023/2022 | | | | |
|---|------------------------------|---------|---------|----------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En Valeur |
| Echanges au PEG* (TWh) | 674 | 1302 | 1674 | 29% | 372 |
| En % de la consommation nationale | 156% | 302% | 438% | | 136% |
| Volumes échangés sur le marché intermédié français | | | | | |
| Marché spot (TWh) | 206 | 328 | 407 | 24% | 80 |
| Within-day | 40 | 52 | 59 | 13% | 7 |
| Day Ahead | 111 | 163 | 197 | 21% | 34 |
| Bourse (DA, WD, WE, autres spot) | 199 | 287 | 322 | 12% | 34 |
| Brokers (DA, WD, WE, autres spot) | 7 | 31 | 39 | 28% | 9 |
| Marché à terme (TWh) | 468 | 975 | 1199 | 23% | 224 |
| M+1 | 103 | 206 | 225 | 9% | 19 |
| Q+1 | 46 | 107 | 130 | 22% | 23 |
| S+1 | 72 | 149 | 175 | 18% | 26 |
| Y+1 | 6 | 6 | 16 | 156% | 10 |
| Bourse (toutes échéances) | 35 | 63 | 100 | 59% | 37 |
| Brokers (toutes échéances) | 432 | 912 | 1074 | 18% | 162 |
| Nombre de transactions sur le marché intermédié français | | | | | |
| Marché spot | 157 874 | 244 163 | | -100% | -244 163 |
| Intraday | 38901 | 47584 | 50779 | 7% | 3 195 |
| Day Ahead | 98887 | 133495 | 143121 | 7% | 9 626 |
| Bourse (DA, WD, WE, autres spot) | 154981 | 234352 | 249637 | 7% | 15 285 |
| Brokers (DA, WD, WE, autres spot) | 2893 | 9811 | 12435 | 27% | 2 624 |
| Marché à terme | 5663 | 15354 | 17372,5 | 13% | 2019 |
| M+1 | 2396 | 6279 | 6328 | 1% | 49 |
| Q+1 | 377 | 1110 | 1339 | 21% | 229 |
| S+1 | 288 | 819 | 1266 | 55% | 447 |
| Y+1 | 55 | 69 | 163 | 136% | 94 |
| Bourse (toutes échéances) | 1586 | 5635 | 5825 | 3% | 191 |
| Brokers (toutes échéances) | 4077 | 9720 | 10960 | 13% | 1240 |

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiés en France

Sources : EEX, courtiers – Analyse : CRE

2. Marchés de l'électricité

Tableau 20: Capacités de production installées en France

| | Valeurs annuelles | | | Variation annuelle 2022 / 2021 | |
|---|-------------------|--------------|--------------|-----------------------------------|------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En valeur |
| Parc installé (GW) | 139.2 | 143.8 | 149.1 | 3.7% | 5.3 |
| Nucléaire | 61.4 | 61.4 | 61.4 | 0% | 0 |
| Hydraulique | 25.7 | 25.7 | 25.7 | 0% | 0 |
| Thermique à combustible fossile | 18.0 | 17.5 | 17.5 | 0% | 0 |
| Charbon | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 0% | 0.0 |
| Fioul | 3.4 | 3.1 | 3.1 | 0% | 0 |
| Gaz | 12.8 | 12.6 | 12.6 | 0% | 0.0 |
| Renouvelables (hors hydraulique) | 34.1 | 39.2 | 44.5 | 14% | 5.3 |
| Eolien | 18.8 | 21.2 | 23.3 | 10% | 2.1 |
| Photovoltaïque | 13.1 | 15.8 | 19.0 | 20% | 3.2 |
| Bioénergie | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 0% | 0.0 |

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 21 : Production des différentes filières technologiques en France

| | Valeurs annuelles | | | Variation annuelle 2023 / 2022 | |
|--|-------------------|--------------|--------------|-----------------------------------|--------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En valeur |
| Production (TWh) | 522.4 | 445.8 | 494.7 | 11.0% | 48.9 |
| Nucléaire | 360.7 | 279.0 | 320.4 | 15% | 41.4 |
| Hydraulique | 62.0 | 49.6 | 58.8 | 19% | 9.2 |
| Thermique à combustible fossile | 38.6 | 49.2 | 32.6 | -34% | -16.6 |
| Renouvelables (hors hydraulique) | 61.1 | 67.9 | 82.8 | 22% | 14.9 |
| Eolien | 36.9 | 38.9 | 50.8 | 31% | 11.9 |
| Solaire | 14.2 | 18.5 | 21.6 | 17% | 3.1 |
| Thermique renouvelable | 10.0 | 10.5 | 10.4 | -1% | -0.1 |
| Consommation Brutes dont Pertes (TWh) | 472 | 453 | 439 | -3% | -14.0 |

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 22 : Importations et exportations en France

| | Valeurs annuelles | | | Variation annuelle 2023 / 2022 | |
|-----------------------------------|-------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|--|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En valeur | |
| Solde aux frontières (TWh) | | | | | |
| CWE | -10.1 | -27.4 | 2.5 | 29.9 | |
| Italie | 17.6 | 17.9 | 20.0 | 2.1 | |
| Espagne | 6.1 | -9.1 | -1.9 | 7.2 | |
| Suisse | 15.6 | 12.1 | 16.4 | 4.3 | |
| Grande-Bretagne | 13.9 | -9.9 | 13.3 | 23.2 | |
| Total (TWh) | 43.1 | -16.5 | 50.3 | 66.8 | |

Source : RTE – Analyse : CRE

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Tableau 23 : Solde aux frontières

| | Valeurs annuelles | | | Variation annuelle 2023 / 2022 | |
|--------------------------------|-------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|--------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En valeur |
| Importations (TWh) | 43.8 | 72.9 | 43.3 | -40.6% | -29.6 |
| Importations pointe (TWh) | 16.3 | 26.2 | 15.9 | -39.3% | -10.3 |
| Importations hors-pointe (TWh) | 27.5 | 46.7 | 27.4 | -41.3% | -19.3 |
| Exportations (TWh) | 87.0 | 56.4 | 93.6 | 66.0% | 37.2 |
| Exportations pointe (TWh) | 30.3 | 18.4 | 32.1 | 74.2% | 13.7 |
| Exportations hors-pointe (TWh) | 56.6 | 37.9 | 61.5 | 62.1% | 23.6 |
| Solde exportateur (TWh) | 43.1 | -16.5 | 50.3 | - | 66.8 |

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 24 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

| | Valeurs annuelles | | | Variation annuelle 2023 / 2022 | |
|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-----------------------------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En valeur |
| Injections, en TWh | 481 | 510 | 516 | 1.1% | 6 |
| Production Hors ARENH, en TWh | 309 | 309 | 345 | 12% | -36 |
| ARENH, en TWh | 128 | 128 | 129 | 1% | 1 |
| Imports, en TWh | 44 | 73 | 42 | -42% | -31 |
| Soutirages, en TWh | 560 | 510 | 516 | 1.1% | 6 |
| Consommation clients finals, en TWh | 430 | 411 | 383 | -7% | -28 |
| Pompage, en TWh | 6 | 7 | 6 | -19% | -1 |
| Exports, en TWh | 87 | 56 | 93 | 65% | 37 |
| Pertes, en TWh | 37 | 36 | 34 | -4% | -2 |

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 25 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

| | Valeurs annuelles | | | Variation annuelle 2023/2022 | |
|--|-------------------|-------|-------|---------------------------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En valeur |
| Prix de marché court-terme | | | | | |
| Prix Intraday France €/MWh | 109,7 | 276,3 | 98,4 | -64% | -177,9 |
| Prix Day-Ahead France €/MWh | 109,2 | 275,8 | 96,9 | -65% | -178,9 |
| Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh | 127,4 | 317,1 | 109,6 | -65% | -207,5 |
| Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh | 12,4 | 40,4 | 1,7 | -96% | -38,7 |
| Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh | 11,9 | 49,7 | 3,4 | -93% | -46,3 |
| Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne % | 49% | 34% | 29% | -16% | -0,1 |
| Prix des marchés à terme | | | | | |
| Prix M+1 France €/MWh | 133,9 | 394,4 | 108,9 | -72% | -285,5 |
| Spread M+1 France-Allemagne €/MWh | 25,2 | 108,4 | 0,2 | -100% | -108,2 |
| Prix Q+1 France €/MWh | 136,2 | 539,6 | 128,2 | -76% | -411,4 |
| Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh | 25,3 | 202,9 | 8,2 | -96% | -194,7 |
| Prix Y+1 France €/MWh | 96,4 | 367,7 | 162,7 | -56% | -205,0 |
| Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh | 7,4 | 69,5 | 20,8 | -70% | -48,7 |

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

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024

Tableau 26 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

| | Valeurs annuelles | | | Variation annuelle 2023/2022 | |
|--------------------------------------|-------------------|--------------|--------------|------------------------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | En pourcentage | En valeur |
| Marché Intra-journalier - TWh | | | | | |
| Achat | 10,5 | 12,9 | 20,4 | 58% | 7,5 |
| Vente | 10,6 | 13,2 | 19,0 | 44% | 5,8 |
| Marché Spot - TWh | | | | | |
| Achat | 128,5 | 122,4 | 117,6 | -4% | -4,9 |
| Vente | 127,5 | 119,6 | 117,8 | -2% | -1,8 |
| Marchés à terme | | | | | |
| Volumes TWh | 797,6 | 568,8 | 672,6 | 18% | 104 |
| Bourse (financier) | 166,8 | 108,6 | 178,7 | 65% | 7007% |
| Courtiers (financier) | 319,0 | 294,5 | 411,9 | 40% | 11733% |
| Courtiers (physique) | 280,0 | 133,0 | 58,9 | -56% | -7406% |
| Enchère EDF OA (physique) | 31,7 | 32,7 | 23,1 | -29% | -10 |
| Produit Y+1 | | | | | |
| Volumes TWh | 100,0 | 60,1 | 123,2 | 105% | 63,1 |
| Produit Q+1 | | | | | |
| Volumes TWh | 98,1 | 72,2 | 82,1 | 14% | 9,9 |
| Produit M+1 | | | | | |
| Volumes TWh | 197,6 | 127,3 | 106,0 | -17% | -21,3 |

Sources : données REMIT – Analyse : CRE

Tableau 27 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France

| | HHI - Concentration de marché | |
|--------------------------------------|-------------------------------|------|
| | 2022 | 2023 |
| Livraison | | |
| Marchés à terme (Physique) - achats | 1117 | 785 |
| Marchés à terme (Physique) - ventes | 639 | 656 |
| Marchés à terme (Financier) - achats | 954 | 886 |
| Marchés à terme (Financier) - ventes | 895 | 891 |
| EPEX day-ahead - achats | 2015 | 850 |
| EPEX day-ahead - ventes | 1737 | 2645 |
| Injections | | |
| Production | 5874 | 6252 |

Sources : données REMIT, RTE – Analyse : CRE

Index des illustrations

| | |
|---|----|
| <i>Figure 1 : Signalements externes par source de la détection</i> | 17 |
| <i>Figure 2 : Cas d'analyse ouverts par type de manquement et source de détection</i> | 18 |
| <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> | 27 |
| <i>Figure 4 : Evolution des prix des commodités sur le contrat Y+1 (en base 100 au 1^{er} janvier 2019)</i> | 31 |
| <i>Figure 5 : Clean Dark Spread et Clean Spark Spread du contrat Y+1 en France</i> | 33 |
| <i>Figure 6 : Evolution du prix du quota de CO₂</i> | 35 |
| <i>Figure 7 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français 2023 [2022] (flux commerciaux)</i> | 38 |
| <i>Figure 8 : Equilibre mensuel du système français 2022 (flux commerciaux)</i> | 39 |
| <i>Figure 9 : Consommation des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), clients réseau hors CCG et ensemble des secteurs</i> | 41 |
| <i>Figure 10 : Utilisation des interconnexions et terminaux méthaniers français (flux commerciaux) [TWh]</i> | 42 |
| <i>Figure 11 : Nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2023 par pays d'origine</i> | 44 |
| <i>Figure 12 : Importations de GNL par pays (Union européenne et Royaume-Uni)</i> | 44 |
| <i>Figure 13 : Part des exportations mensuelles de GNL américain vers l'Europe et l'Asie</i> | 45 |
| <i>Figure 14 : Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)</i> | 45 |
| <i>Figure 15 : Niveau des stockages en France</i> | 47 |
| <i>Figure 16 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)</i> | 51 |
| <i>Figure 17 : Prix day-ahead du gaz en Europe</i> | 52 |
| <i>Figure 18 : Prix à terme au PEG</i> | 53 |
| <i>Figure 19 : Prix month-ahead mondiaux du gaz</i> | 54 |
| <i>Figure 20 : Volatilité du produit calendaire Y+1 sur le PEG (%)</i> | 55 |
| <i>Figure 21 : Différentiel de prix hiver/été France</i> | 56 |
| <i>Figure 22 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français</i> | 57 |
| <i>Figure 23 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédié</i> | 58 |
| <i>Figure 24: Bilan des injections et soutirages en 2023 [2022] (TWh)</i> | 61 |
| <i>Figure 25 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières</i> | 62 |
| <i>Figure 26 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire)</i> | 63 |
| <i>Figure 27: Production annuelle d'électricité par source d'énergie</i> | 64 |
| <i>Figure 28 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français</i> | 65 |
| <i>Figure 29 : Disponibilité journalière moyenne lissée du parc nucléaire français</i> | 66 |
| <i>Figure 30 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français</i> | 67 |
| <i>Figure 31 : Taux d'utilisation (axe à gauche) et puissance (axe à droite) énergie hydraulique, moyenne glissante sur 15 jours</i> | 68 |

| | |
|--|----|
| <i>Figure 32 : Evolution hebdomadaire du stock hydraulique</i> | 68 |
| <i>Figure 33 : Comparaison du développement des parcs solaire et éolien terrestre au regard des objectifs de la PPE</i> | 70 |
| <i>Figure 34 : Evolution des capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique)</i> | 71 |
| <i>Figure 35 : Production annuelle des filières renouvelables (hors hydraulique)</i> | 71 |
| <i>Figure 36 : Marginalité des différentes filières de production en 2022 et 2023</i> | 74 |
| <i>Figure 37 : Marginalité des différentes filières de production en 2022 et 2023 par mois</i> | 75 |
| <i>Figure 38 : Marginalité des différentes frontières en 2022 et 2023 par mois</i> | 75 |
| <i>Figure 39 : Evolution des prix journaliers en France mis en perspective avec les prix des années précédentes (moyenne hebdomadaire)</i> | 76 |
| <i>Figure 40 : Evolution des prix journaliers en France en 2023 (moyenne et extrema hebdomadaire)</i> | 77 |
| <i>Figure 41 : Nombre d'heures à prix journalier négatif en France en 2022 et 2023</i> | 78 |
| <i>Figure 42 : Prix journaliers en France pour toutes les heures de l'année 2023 (heures en ordonnées et jours en abscisse)</i> | 78 |
| <i>Figure 43 : Moyennes mensuelles et annuelles des écarts constatés entre les extrema des prix day-ahead et les extrema des prix infrajournaliers</i> | 82 |
| <i>Figure 44 : Ecarts des prix spot européens avec le prix spot français en 2023 (prix pays – prix français)</i> | 86 |
| <i>Figure 45 : Taux de convergence trimestriel des prix spot français avec ses voisins européens</i> | 86 |
| <i>Figure 46 : Matrices des taux de couplage en hiver et en été 2023 des pays les uns par rapport aux autres sur le marché spot ; le prix moyen par saison et par pays est donné pour information</i> | 87 |
| <i>Figure 47 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe</i> | 89 |
| <i>Figure 48 Volatilité du produit calendaire Y+1 base en France</i> | 89 |
| <i>Figure 49 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1 (moyenne mensuelle)</i> | 90 |
| <i>Figure 50 : Evolution des prix des produits base pour livraison au premier trimestre 2024 (T1 2024) français et allemand en 2023</i> | 91 |
| <i>Figure 51 : Evolution des prix des produits base Y+1 à Y+5 français depuis le 1^{er} janvier 2022</i> | 91 |
| <i>Figure 52 : 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> | 93 |
| <i>Figure 53: Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu)</i> | 94 |
| <i>Figure 54 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2024 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2021</i> | 96 |
| <i>Figure 55 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2025 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2022</i> | 96 |
| <i>Figure 56 : Volumes échangés hebdomadairement sur le marché infrajournalier en France et évolution mensuelle du nombre d'acteurs actifs</i> | 97 |

| | |
|--|-----|
| <i>Figure 57 : Indices de concentration HHI (Indice de Herfindahl-Hirschmann) sur les contrats horaires échangés sur le marché intrajournalier français (moyennes mensuelles et annuelles)</i> | 98 |
| <i>Figure 58 : Nombre d'événements d'ordres (insertion, mise à jour, exécution, annulation) mensuels sur les marchés à terme et intrajournalier de l'électricité</i> | 99 |
| <i>Figure 59 : Somme trimestrielle des quantités échangés sur les contrats annuels Y+1 à Y+5 base français (en MW)</i> | 101 |
| <i>Figure 60 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne journalière)</i> | 106 |
| <i>Figure 61 : Prix mensuels moyens de la FCR contractualisée en France depuis le début de la participation de RTE à la coopération FCR</i> | 107 |
| <i>Figure 62 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net</i> | 108 |
| <i>Figure 63 : Volumes d'ajustements par type d'entité</i> | 108 |
| <i>Figure 64 : Volumes activés sur la plateforme TERRE</i> | 109 |
| <i>Figure 65 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT</i> | 114 |

Index des tableaux

| | |
|---|-----|
| <i>Tableau 1 : Décisions de sanction en 2023 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT</i> | 22 |
| <i>Tableau 2 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2022 et 2023 [TWh]</i> | 40 |
| <i>Tableau 3 : Bilan de l'activation du spread localisé en limite Sud/Nord durant l'hiver gazier :</i> | 48 |
| <i>Tableau 4 : Evolution du solde commercial exportateur de la France</i> | 62 |
| <i>Tableau 5 : Production totale annuelle d'électricité</i> | 64 |
| <i>Tableau 6 : Evolution de la capacité installée éolienne et solaire</i> | 69 |
| <i>Tableau 7 : Evolution de la production éolienne et solaire</i> | 69 |
| <i>Tableau 8 : Prix moyen day-ahead et intrajournalier en France</i> | 81 |
| <i>Tableau 9 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF</i> | 83 |
| <i>Tableau 10 : Ecart des prix mensuels spot européens avec le prix spot français entre 2019 et 2023 (prix pays – prix français)</i> | 85 |
| <i>Tableau 11 : Evolution du prix moyen annuel du contrat calendaire Y+1 base français et allemand depuis 2013</i> | 90 |
| <i>Tableau 12 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés en 2023</i> | 105 |
| <i>Tableau 13 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2024</i> | 112 |
| <i>Tableau 14 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2025</i> | 112 |
| <i>Tableau 15 : Niveau de certification des capacités pour AL 2023 et AL 2024</i> | 113 |
| <i>Tableau 16 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE en décembre 2022 pour AL 2023 et décembre 2023 pour AL 2024</i> | 114 |
| <i>Tableau 17 : Fondamentaux du marché du gaz en France</i> | 117 |
| <i>Tableau 18 : Prix du gaz en France</i> | 117 |
| <i>Tableau 19 : Négoce du gaz en France</i> | 118 |
| <i>Tableau 20: Capacités de production installées en France</i> | 119 |
| <i>Tableau 21 : Production des différentes filières technologiques en France</i> | 119 |
| <i>Tableau 22 : Importations et exportations en France</i> | 119 |
| <i>Tableau 23 : Solde aux frontières</i> | 120 |
| <i>Tableau 24 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français</i> | 120 |
| <i>Tableau 25 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité</i> | 120 |
| <i>Tableau 26 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité</i> | 121 |
| <i>Tableau 27 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France</i> | 121 |

LA SURVEILLANCE ET LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Septembre 2024
