

RAPPORT

DÉCEMBRE 2022

Les prix à terme de l'électricité pour
l'hiver 2022-2023 et l'année 2023.

SYNTHESE

L'évolution du contexte depuis juillet 2022

Les prix sur les marchés à terme de l'électricité et en particulier les prix pour livraison en France au premier trimestre 2023 ont reflété au cours de l'année 2022 l'anticipation d'une tension particulièrement importante pesant sur l'équilibre de l'offre et de la demande, telle que perçue par les acteurs de marché. Ces prix à terme incluent des primes de risques qui paraissent très élevées par rapport à une anticipation raisonnable des prix journaliers, que les acteurs souhaitant couvrir leur exposition aux prix de marché sont prêts à payer, comme la CRE l'avait indiqué dans sa communication du 26 juillet 2022¹. L'écart de prix France-Allemagne des contrats à terme livrés pendant l'hiver 2022-2023 révèle particulièrement ce phénomène et reflète un doute significatif des acteurs de marché vis-à-vis de la disponibilité annoncée du parc nucléaire.

Depuis le mois de juillet 2022, les prix de gros ont continué à augmenter jusqu'au pic atteint fin août, avant de se stabiliser à l'automne et de revenir plus récemment à des niveaux proches de ceux du début de l'été.

Le système électrique français s'annonce particulièrement tendu pour l'hiver 2022-2023. RTE indique dans sa dernière analyse sur le passage de l'hiver 2022-2023 du 18 novembre 2022², que l'équilibre offre demande fait l'objet d'une « vigilance renforcée ». RTE constate la dégradation des perspectives de disponibilité du parc nucléaire par rapport à la première version de son analyse publiée le 14 septembre 2022. Cela est en ligne avec certaines publications d'EDF révisant de façon importante à la baisse la disponibilité de son parc nucléaire, notamment le 24 août³ et le 3 novembre 2022⁴. Dans son analyse, RTE révisé également à la baisse ses prévisions de consommation, en particulier en ce qui concerne l'industrie, en expliquant cette baisse notamment du fait des prix élevés. D'une certaine façon, ces évolutions sont cohérentes avec les prix très élevés constatés en juillet 2022.

D'une part, le scénario bas de RTE en juillet (40 GW de nucléaire en janvier 2023) est désormais son scénario central. D'autre part, les prix de gros élevés, en pesant sur la demande, conduisent à conserver un niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement similaire par rapport à la première version de l'analyse de RTE, malgré la production nucléaire anticipée en baisse.

Les volumes échangés sur les marchés à terme français pour l'année 2023 et le 1^{er} trimestre 2023 ont significativement chuté en 2022 par rapport aux autres années sur des produits équivalents (env. 35 % en moyenne par rapport à 2021 en tenant compte de la vente de la production dite « quasi-certaine » issue des installations de production sous obligation d'achat⁵) et ont rendu la couverture des risques plus difficile, contribuant à une plus grande volatilité des prix de marché.

La demande d'information de la CRE

Dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés de gros, la CRE, comme elle l'avait annoncé dans sa communication du 26 juillet 2022, a interrogé les acteurs du marché français de gros de l'électricité sur leurs stratégies de négoce, dans le but de chercher à expliquer les niveaux des prix atteints.

Les réponses des acteurs montrent que, dans cette situation de très forte incertitude, la couverture individuelle des risques liés aux activités physiques (production, fourniture, consommation, échanges aux frontières) conduit d'un côté à des achats supérieurs à la moyenne des besoins anticipés et de l'autre côté à une réduction des ventes sur les marchés à terme. Cela contribue mécaniquement à une tension sur les marchés à terme encore plus forte que celle de l'équilibre physique global anticipé, de nature à expliquer, au moins en partie, le renchérissement des prix en France.

En outre, le marché français sera très vraisemblablement fortement importateur en moyenne pour le premier trimestre 2023, ce qui contraste avec les années précédentes. Toutefois, les capacités d'échange aux frontières pour 2023 ne sont pour la plupart pas commercialisées avant fin novembre 2022 (à l'exception des interconnexions avec le Royaume-Uni). Les importations correspondantes, nécessaires à l'équilibre offre-demande en France, ne peuvent donc pas être prises en compte sans risque dans les offres sur les marchés à terme. Certains acteurs ont fait part de leur réticence à prendre le risque d'une exposition à la vente sur le marché français qui ne serait pas couverte par la détention d'une capacité d'interconnexion, le risque financier associé à de telles positions non couvertes ayant augmenté fortement dans la conjoncture actuelle. Anticiper la commercialisation des capacités d'échange transfrontalières irait dans le sens de la réduction des primes de risque, et devrait

¹ Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023, Juillet 2022 (<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/les-prix-a-terme-de-l-electricite-pour-l-hiver-2022-2023-et-l-annee-2023>)

² <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-11/Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-novembre.pdf>

³ Prolongations d'arrêts publiées sur la plateforme de transparence de RTE sur les centrales de Cattenom et Penly

⁴ Communiqué de presse révisant l'objectif de production nucléaire 2022 : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/edf-ajuste-son-estimation-de-production-nucleaire-en-france-pour-2022-0>

⁵ Dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse...) à des conditions tarifaires et techniques imposées.

entrer dans le périmètre des évolutions de l'organisation de marché à considérer. De telles évolutions nécessitent une étroite collaboration avec les régulateurs et gestionnaires de réseaux des pays frontaliers.

Au regard de la faible liquidité et des prix très élevés et volatils, les acteurs interrogés indiquent une réduction générale de l'activité de négoce pour compte propre⁶ sur les marchés à terme. Par ailleurs, on observe une faible activité de vente à découvert pour les contrats pour livraison en France l'hiver prochain, du fait vraisemblablement des niveaux de risques élevés portés par ces positions.

Conclusion

Les primes de risque élevées constatées ces derniers mois en France résultent au premier ordre des effets précédemment décrits et pas de positions spéculatives fortes qui auraient été prises par un ou plusieurs acteurs.

Ainsi, un équilibre offre-demande à terme en déficit d'énergie en ce qui concerne les activités de couverture physique, associé à une appétence au risque très limitée en ce qui concerne la vente d'énergie à découvert, contribuent à la persistance de primes de risque et de prix très élevés.

Sur la base des informations disponibles et à ce stade de ses analyses, la CRE n'a pas connaissance de comportements susceptibles d'être qualifiés d'abus de marché au titre de REMIT⁷.

⁶ L'activité de négoce pour compte propre inclut notamment les stratégies dites « directionnelles » ou « spéculatives » dans lesquelles les acteurs « parient » sur des évolutions ultérieures des prix, participant ainsi à la découverte des prix et fournissant de la liquidité au marché (section 3.2).

⁷ 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)

SOMMAIRE

1. EVOLUTION DES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE DEPUIS JUILLET 2022	4
1.1 LES PRIX A TERME FRANÇAIS SE MAINTIENNENT A DES NIVEAUX TRES ELEVES NOTAMMENT EN COMPARAISON AVEC L'ALLEMAGNE	4
1.2 LA MARGE DE PRODUCTION DES MOYENS DE PRODUCTION THERMIQUE RESTE TRES ELEEVEE EN FRANCE .	5
1.3 LA LIQUIDITE SUR LES MARCHES A TERME FRANÇAIS RESTE BASSE	6
2. L'INTERROGATION DES ACTEURS	7
3. SYNTHESE DES REPONSES	7
3.1 COUVERTURE DES BESOINS PHYSIQUES	8
3.1.1 Couverture de la production.....	8
3.1.2 Couverture de la consommation et des besoins de la fourniture.....	9
3.1.3 Couverture de droits de transport de long terme	9
3.2 NEGOCE POUR COMPTE PROPRE	10
3.3 INTERMEDIATION ET ACCES AU MARCHÉ POUR DES TIERS	12
3.4 LA GESTION DES APPELS DE MARGE	12
4. ANNEXE	14
4.1 MARGE DE PRODUCTION DES MOYENS THERMIQUES EN ALLEMAGNE.....	14
4.2 LA LIQUIDITE SUR LES MARCHES A TERME FRANÇAIS RESTE BASSE	15

1. EVOLUTION DES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE DEPUIS JUILLET 2022

1.1 Les prix à terme français se maintiennent à des niveaux très élevés notamment en comparaison avec l'Allemagne

La forte hausse des prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023, qui s'était accélérée en juin 2022, s'est poursuivie au cours de l'été, pour culminer sur un pic exceptionnel le 26 août (Q1 2023 base à 1 840 €/MWh et Y 2023 base à 1 115 €/MWh). Depuis, les prix se sont relativement stabilisés sur un plateau pendant les mois de septembre et octobre 2022, avec un prix du Q1 2023 autour de 1 000 €/MWh et le Y 2023 autour des 550 €/MWh. Plus récemment, le prix du Q1 2023 a significativement baissé, passant de 1 028 €/MWh le 24 octobre 2022 à 624,5 €/MWh le 2 décembre 2022 (Figure 1).

La hausse inédite observée durant le mois d'août a été observée partout en Europe. Elle s'explique par la forte croissance des prix du gaz, alors que les inquiétudes pour la sécurité d'approvisionnement étaient au plus haut, en lien avec la réduction des livraisons de gaz transitant par Nord Stream 1⁸. Les prix se sont finalement rapidement détendus fin août pour revenir aux niveaux de juillet. Plus récemment, les prix du gaz ont baissé avec un automne chaud et de bons niveaux de remplissage des stockages de gaz. Cette évolution du prix du gaz contribue à diminuer les coûts variables de production d'électricité, tandis que les hypothèses extrêmes de manque du gaz pour l'hiver 2022-2023, apparaissent de plus en plus improbables et tendent à réduire l'anticipation d'une tension du système électrique européen.

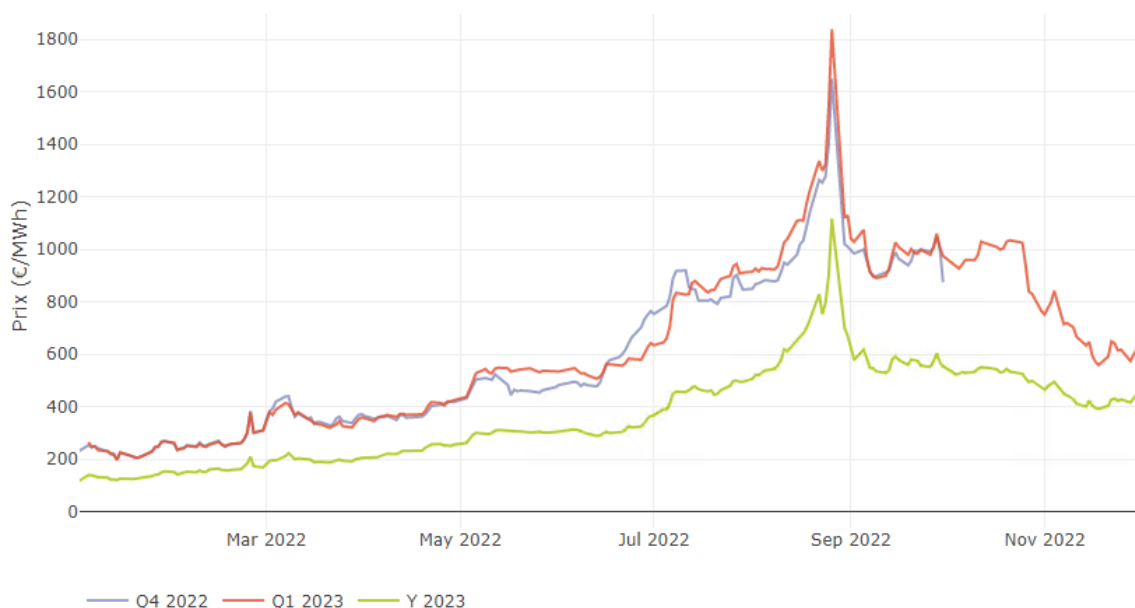


Figure 1 : Evolution des prix des produits Base trimestriels hivernaux et annuel 2023 français (source : Heren)

Bien que ces évolutions des prix de l'électricité concernent plus ou moins uniformément la plupart des pays européens, le prix français se distingue particulièrement et, en particulier, fait apparaître un écart considérable avec les prix allemands (Figure 2), qui reste à des niveaux très élevés depuis juillet. L'écart de prix entre la France et l'Allemagne a considérablement augmenté en 2022 pour les trimestres d'hiver (Q4 2022 et Q1 2023). En particulier, il a atteint pour le Y 2023 son niveau maximal le 19 août 2022, à 173,5 €/MWh, avant de subir une forte baisse après le pic de prix de fin août. Le 2 décembre 2022, il était redescendu à 86 €/MWh.

L'écart France-Allemagne sur le Y 2023 est porté essentiellement par l'écart de prix sur le Q1 2023, qui était de plus de 600 €/MWh le 25 octobre 2022, alors que les écarts de prix pour les Q2 2023 et Q3 2023 sont négatifs.

⁸ Le 19 août 2022, Gazprom annonce la mise à l'arrêt de Nord Stream 1 du 31 août au 2 septembre pour maintenance.

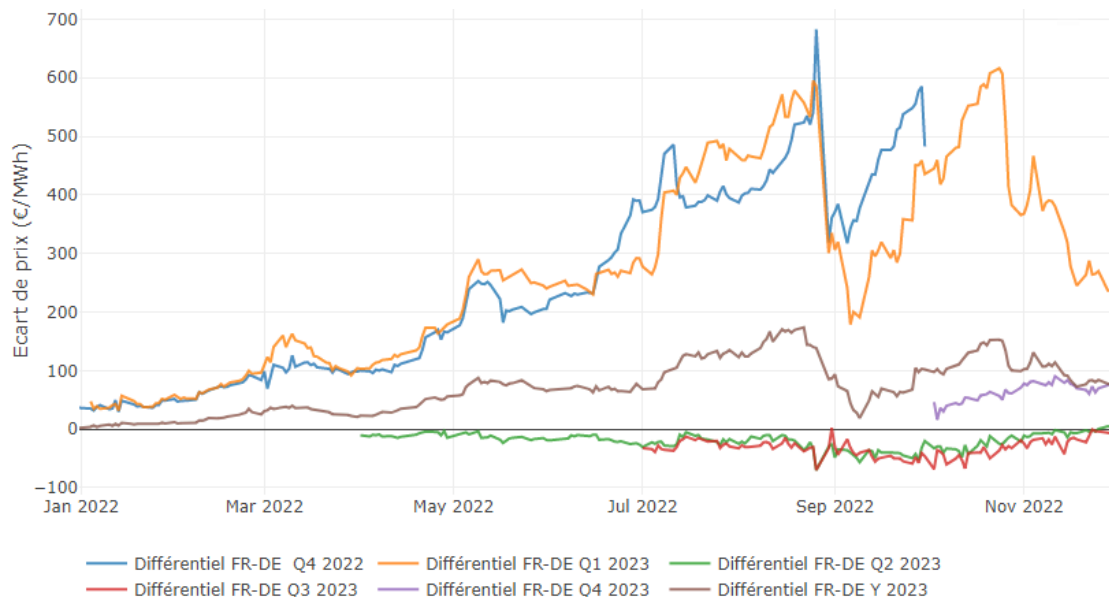


Figure 2 : Evolution des écarts de prix entre la France et l'Allemagne pour les produits Base trimestriels et annuel 2023 (source : Heren)

Des prix à terme plus élevés pour les trimestres d'hiver (Q4 et Q1) en France par rapport à l'Allemagne sont habituels, du fait du caractère plus fortement thermosensible⁹ de la consommation électrique française. Le prix français est sensible au prix des commodités (gaz, charbon, CO₂) mais aussi, dans une grande mesure, à la disponibilité prévisionnelle de son parc nucléaire pour l'année à venir et en particulier pour l'hiver, ce qui est particulièrement visible pour l'hiver 2022-2023.

Les écarts de prix entre la France et l'Allemagne pour l'hiver 2022-2023 reflètent les craintes du marché quant à la sécurité d'approvisionnement électrique française.

RTE estime dans sa dernière analyse sur le passage de l'hiver 2022-2023 du 18 novembre 2022¹⁰ que l'équilibre offre demande fait l'objet d'une « vigilance renforcée » et est impacté de nombreuses incertitudes portant sur les conditions météorologiques (vagues de froid, vent faible), le niveau des stocks hydrauliques, sur les dates de retour effectif des réacteurs nucléaires à l'arrêt ainsi que sur la disponibilité du gaz en Europe. De plus, RTE fait apparaître une révision à la baisse de la disponibilité nucléaire pour début 2023, notamment du fait des conséquences des mouvements sociaux sur le parc nucléaire à l'automne et de l'avancée effective des travaux de maintenance, ce qui contribue à expliquer la forte hausse de l'écart de prix France-Allemagne en septembre et en octobre. Cette révision de la disponibilité prévisionnelle, qui n'était pas anticipée à l'été, illustre également le fort risque qui pèse sur la disponibilité du parc nucléaire. Elle est contrebalancée, dans l'analyse de RTE, par une réduction de la consommation anticipée de l'ordre de 3 à 4 GW, en particulier en ce qui concerne l'industrie, du fait des prix élevés. Les deux effets se compensent d'après RTE, conduisant à un niveau de risque similaire à celui estimé début septembre. Les prix de gros élevés contribuent donc à la sécurité d'approvisionnement, alors même que le marché français présente la particularité d'une exposition plus faible de la consommation au prix de marché du fait de l'ARENH¹¹, qui tend à réduire la sensibilité de la consommation au prix.

1.2 La marge de production des moyens de production thermique reste très élevée en France

La marge de production des centrales thermiques charbon et gaz est modélisée 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*. Pour les centrales CCG gaz, il s'agit du *Clean Spark Spread*. Enfin, la marge de production d'une turbine à combustion (TAC) fonctionnant au gaz est également présentée ci-après (*Clean Spark Spread TAC*).

⁹ En effet, en France, la consommation d'électricité est fortement dépendante des températures, du fait du déploiement relativement plus important du chauffage électrique. Cette sensibilité est estimée à 2,4 GW de consommation supplémentaire par degré de moins en hiver pour des températures froides.

¹⁰ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-11/Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-novembre.pdf>

¹¹ L'Accès Régulé à l'Électricité 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 2020.

Les moyens de production les plus chers et les moins utilisés, les TAC gaz, sont en temps normal rentables que sur un nombre réduit d'heures de l'année. Cependant, pour le Q1 2023 base en France, la marge de production théorique des TAC gaz est positive en moyenne sur l'intégralité du trimestre depuis avril 2022.

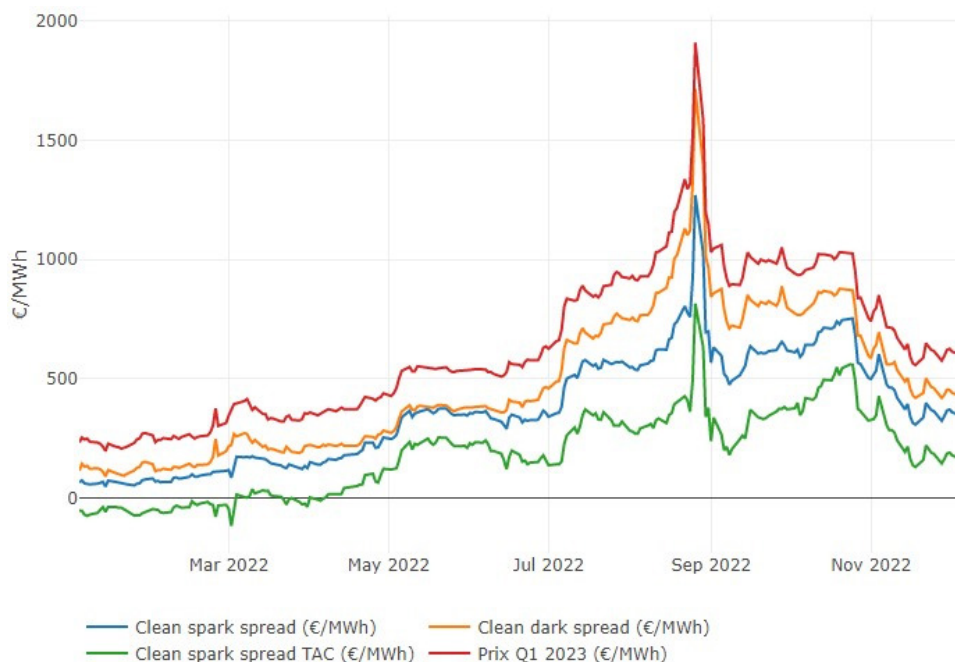


Figure 3 : Marges de production des moyens thermiques pour le contrat Q1 2023 Base français (sources : Refinitiv, Heren, analyse : CRE)

Les valeurs élevées du *Clean Spark Spread* des TAC en France montrent que les prix à terme sont plus élevés que les coûts du moyen de production le plus cher. Dès lors, ces prix peuvent se justifier par l'anticipation de prix extrêmement élevés (fixés par l'effacement de la demande voire par l'atteinte du plafond de prix sur le marché journalier sur un grand nombre d'heures). Les prix peuvent également refléter l'existence de « primes de risque » très importantes, le prix dépassant l'anticipation moyenne des prix de court terme. La CRE avait déjà fait ce constat en juillet ; depuis, le *Clean Spark Spread* des TAC a continué d'augmenter (culminant avec le pic des prix du gaz fin août), avant de revenir très récemment à des niveaux proches de ceux de juillet, dans un contexte de relative détente du marché.

En Allemagne, le *Clean Spark Spread* d'une CCGT est resté assez stable (Figure 6 en ANNEXE) pendant toute la période de hausse des prix, pour connaître un pic fin août, avant de diminuer au cours des mois de septembre et octobre. Cette observation suggère, que hormis lors du pic d'août, les prix à terme en Allemagne reflètent plutôt bien une marginalité gaz.

Les prix français reflètent donc bien une tension particulière sur le marché français, qui n'a pas diminué depuis juillet, ce qui se justifie notamment par une dégradation à l'automne 2022 des perspectives de disponibilité du parc nucléaire début 2023. Les craintes sur des ruptures d'approvisionnement en gaz de l'Europe, communes à tous les marchés, ne semblent plus peser de manière significative.

Les récents prix français reflètent comme en juillet des anticipations de prix *spot* très élevés et des primes de risque significatives, qui peuvent être justifiées par les fortes incertitudes sur la disponibilité nucléaire. La nouvelle dégradation à l'automne de la disponibilité du parc prévisionnelle pour l'hiver illustre l'incertitude perçue par le marché.

1.3 La liquidité sur les marchés à terme français reste basse

La baisse significative des volumes échangés (incluant la vente de la production dite « quasi-certaine » issue des installations de production sous obligation d'achat¹²) sur le produit annuel et du 1^{er} trimestre 2023 (cf. Figure 5 en ANNEXE) constatée en juillet s'est poursuivie. Les volumes échangés en 2022 restent beaucoup plus faibles que les années précédentes. Au moment du pic de prix d'août, les volumes échangés étaient très bas suggérant la très

¹² Dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse...) à des conditions tarifaires et techniques imposées.



faible liquidité du marché. Cela s'est nettement amélioré début septembre dans un contexte de détente du marché mais reste bas comparé aux volumes habituellement échangés à cette période sur ce type de contrat.

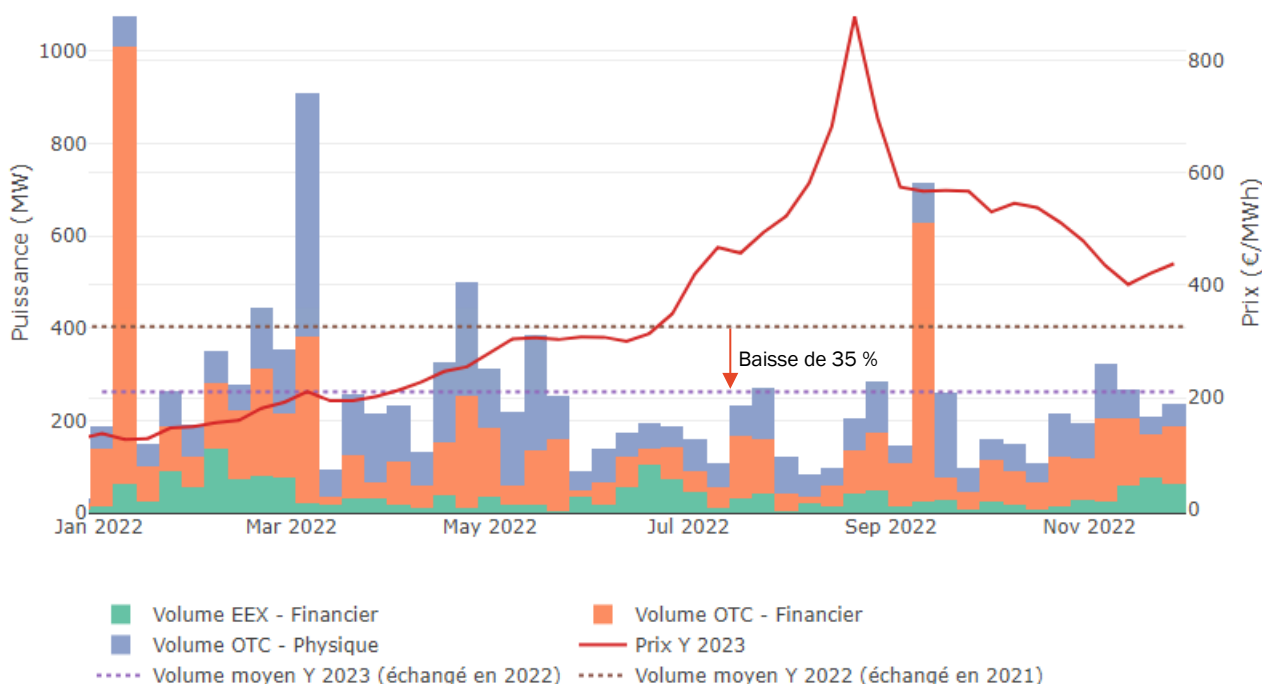


Figure 4 : Volumens hebdomadaires échangés sur le contrat à terme Y 2023 Base selon le type de règlement (sources : EEX, courtiers - analyse : CRE)

On observe une baisse d'environ 35 % du volume moyen échangé en 2022 sur le produit annuel 2023 par rapport au volume moyen échangé en 2021 sur le contrat annuel 2022. De même, pour le contrat du 1^{er} trimestre 2023, une baisse de 34 % du volume échangé en 2022 est mesurée par rapport au volume moyen échangé en 2021 sur le contrat du 1^{er} trimestre 2022 (cf. Figure 5 en ANNEXE).

2. L'INTERROGATION DES ACTEURS

Comme annoncé par la CRE en juillet, la CRE a adressé le 2 août 2022 une demande d'information aux principaux acteurs de marché ayant une activité ou des positions significatives sur les produits à terme, à règlement physique ou financier, portant sur la livraison d'électricité en France au 4^{ème} trimestre 2022 (Q4 2022), au 1^{er} trimestre 2023 (Q1 2023) et sur l'ensemble de l'année 2023 (Y 2023).

Au total, 44 acteurs de marché, de nationalités et de secteurs d'activité différents, ont été interrogés. Cette sélection d'acteurs permet d'avoir une représentativité quasi exhaustive de l'activité sur le marché à terme de l'électricité français. La répartition des acteurs interrogés selon leur type d'activité est la suivante :

- **Acteurs centraux de l'énergie** (producteur, fournisseur) : 52 % des acteurs interrogés (23) ;
- **Acteurs financiers** (banque, *trading house*, *fonds*) : 32 % des acteurs interrogés (14) ;
- **Acteurs intermédiaires de l'énergie** (acteur *Oil & Gas*¹³, agrégateur/*Trader*, consommateur) : 16 % des acteurs interrogés (7).

Sur la base des informations actuellement disponibles et des analyses conduites, la CRE n'a pas à ce stade connaissance de comportements susceptibles d'être qualifiés d'abus de marché au titre de REMIT.

3. SYNTHÈSE DES REPONSES

L'analyse des réponses des acteurs interrogés fait ressortir des axes de réponse communs. Ces axes correspondent en général à la nature de l'activité de l'acteur sur les marchés de l'électricité en France. Ressortent trois grands types d'activité sur les marchés, qui se complètent chez certains acteurs :

- la couverture de besoins physiques (mentionnée par 28 acteurs),
- le négoce pour compte propre (mentionnée par 21 acteurs),

¹³ Industries de l'énergie pétrolière et gazière.

- l'intermédiation pour le compte de tiers (mentionnée par 15 acteurs).

Par ailleurs, le sujet de la gestion des contraintes de liquidité du fait de la forte hausse des appels de marge, et des solutions ou changements de comportement associés, ressort chez une grande partie des acteurs, et fait l'objet d'une section dédiée (section 3.4).

3.1 Couverture des besoins physiques

Les acteurs gérant une activité de production, de consommation, de fourniture, ou encore de gestion de capacités d'échange transfrontalières, interviennent sur les marchés à terme principalement pour couvrir les risques liés à leurs besoins physiques sous-jacents.

La plupart des acteurs interrogés ayant une activité physique établissent une séparation comptable entre leurs entités en charge du négoce et celles en charge de la gestion des activités de commercialisation et/ou de la gestion des actifs de production. Le transfert des besoins de couvertures physiques¹⁴ aux entités en charge du négoce est réalisé au moyen de transactions internes (vente à l'activité de commercialisation et/ou achats à l'activité de production). Ainsi, les entités en charge du négoce de ces entreprises ont une « position résiduelle » comptabilisée comme la résultante de l'ensemble des transactions internes et des transactions « marché ». Un acteur qui cherche uniquement à réduire son exposition au risque prix va essayer de fermer totalement cette position résiduelle.

3.1.1 Couverture de la production

Les acteurs qui disposent d'actifs de production d'électricité ont mentionné des stratégies plus ou moins complexes de couverture du risque marché. Lorsque les actifs ont des coûts variables a priori inférieurs au prix de marché, la production anticipée génère simplement une position longue que l'acteur va en général vendre à terme de façon lissée pour limiter son exposition au risque prix.

Pour des actifs dont la marge de production anticipée est variable en fonction des prix des commodités, les acteurs prennent en compte la « valeur d'option » de la centrale (« *delta hedging* »). Dans ce cadre, le producteur valorise l'optionnalité de faire fonctionner ou non sa centrale. Il va vendre à terme la production d'électricité et acheter à terme ses combustibles (le cas échéant) lorsque cette opération est rentable (*i.e.* il prévoit de produire) à un instant donné, et racheter la production et revendre les combustibles lorsque la production n'est plus rentable (*i.e.* il prévoit de ne plus produire).

Les acteurs ont également fait part d'autres types de besoins de couverture. Par exemple, les contrats à long terme (par exemple droit de soutirage de la production de certaines centrales nucléaires d'EDF, dont disposent des acteurs suisses notamment), les contrats de rachat de la production d'origine renouvelables (*Power Purchase Agreement* – PPA), ou encore la participation aux enchères organisées par EDF Obligation d'Achat pour la vente de la production dite « quasi-certaine » issue des installations de production sous obligation d'achat, génèrent également une position longue en énergie qui peut être couverte par des ventes sur les marchés à terme. Cette couverture poursuit des objectifs similaires et comporte des risques comparables à la couverture d'actifs de production détenus en propre.

Cependant, l'emploi de ces stratégies de couverture à terme suppose qu'en cas d'indisponibilité du moyen de production, le vendeur, en l'absence d'autres leviers d'actions possibles pour la compenser, serait amené à racheter l'énergie manquante au marché court terme. En cas de forte hausse des prix, le vendeur pourrait être forcé de racheter l'énergie qu'il ne peut plus produire au prix fort. A ce titre, plusieurs acteurs ont indiqué avoir réduit la couverture de leur production, préférant être plus exposés au risque prix mais moins au risque volume (risque d'indisponibilité des moyens de production), en vendant leur production à plus court terme.

Enfin, les acteurs ont mentionné les fortes contraintes de trésorerie engendrées par la vente d'énergie à terme. En effet, les appels de marge des chambres de compensation sont particulièrement élevés pour les vendeurs en situation de hausse des prix (voir après section 3.4). Ce besoin de trésorerie correspond à la sécurisation pour les contreparties du producteur du risque d'indisponibilité du moyen de production. A cet égard, certains acteurs ont indiqué avoir décidé de réduire la vente d'énergie à terme pour réduire leurs contraintes de trésorerie.

Le risque volume associé à une éventuelle indisponibilité des moyens de production dans un contexte de forte hausse des prix, associé aux contraintes de trésorerie liée aux appels de marges, a pu avoir pour effet de réduire les volumes de production physique vendus à terme.

¹⁴ La détention d'actifs de production (resp. de sites de consommation ou de contrats de fourniture) génère une position longue (resp. courte), c'est-à-dire une exposition financière proportionnelle (resp. inversement proportionnelle) à l'évolution des prix de l'électricité. Dans ce cadre, les acteurs vont chercher à « couvrir » cette position pour limiter leurs risques financiers, par des achats ou des ventes sur les marchés à terme : une position initialement longue va être « fermée » en vendant de l'énergie sur les marchés à terme, alors qu'une position initialement courte va être fermée en achetant de l'énergie sur les marchés à terme.

3.1.2 Couverture de la consommation et des besoins de la fourniture

Les acteurs qui disposent de sites de consommation s'approvisionnent en général en avance sur les marchés à terme afin de limiter leur exposition au risque prix et lisser leur coût d'approvisionnement, pour la part qui n'est pas couverte par d'autres sources d'approvisionnement, et notamment par l'ARENH¹⁵.

La couverture au plus juste des besoins d'un consommateur est un enjeu majeur pour ce dernier. En effet, si le consommateur sous-estime sa consommation, il s'expose au risque de devoir racheter à prix fort sur le marché court terme le volume qui lui manque. À l'inverse, si le consommateur est sur-couvert par rapport à son besoin, il s'expose au risque de devoir vendre l'excédent sur le marché au comptant ou de le régler financièrement à un prix inférieur à celui de son contrat à long terme. Selon les acteurs différentes stratégies de couverture sont évoquées.

Par exemple, pour couvrir au plus juste les volumes, certains acteurs ont indiqué avoir préféré les produits de plus court terme (exemple échéances mensuelles ou trimestrielles plutôt qu'annuelle).

En revanche, d'autres acteurs ont mentionné avoir réalisé une activité de négoce plus en amont de la période de livraison, traduisant davantage d'anticipation de leurs besoins de couverture compte tenu du contexte de forte hausse des prix. Par exemple, à ce titre, un gros consommateur interrogé a répondu avoir décidé de changer sa stratégie de couverture habituelle. Cet acteur a procédé à l'achat quasi intégral en janvier 2022 de ses besoins d'électricité pour l'année 2023 sur les marchés à terme dans les limites de liquidité du marché, plutôt que de procéder à des achats progressifs tout au long de la période de cotation comme il le faisait habituellement.

Enfin, certains consommateurs finaux ont réduit leur couverture à terme avec la hausse des prix actuelle et sont donc plus exposés qu'avant au marché *day-ahead* (jugant peut-être dans ce cas le coût de la couverture prohibitif).

De la même manière, un acteur qui participe à l'achat des pertes de réseaux (RTE et ENEDIS) ou qui dispose d'un portefeuille de clients (un fournisseur) s'approvisionne en avance sur les marchés à terme afin de couvrir ses besoins d'achats.

Pour un fournisseur, la gestion de risque d'un portefeuille de vente dépend de la nature des contrats de fourniture (ex. : contrats à prix fixe, prix indexé sur des prix à terme, prix indexé sur le prix *spot*, etc.). Ainsi, le fournisseur adapte sa stratégie de couverture sur le marché pour neutraliser le risque prix en fonction des modalités d'indexation ou non de ses contrats de fourniture. Le fournisseur conserve également une exposition importante au risque volume du fait de la variabilité du volume de soutirage pouvant être variable. Le fournisseur devra alors gérer ce risque volume au fil du temps, au fur et à mesure que l'échéance du contrat se rapproche et que les informations fondamentales permettant d'estimer le volume de soutirage de son périmètre d'équilibre se précisent.

À l'instar des consommateurs, les fournisseurs sont fortement incités à réduire au plus vite leur exposition et à ajuster leur couverture en volume au plus juste (bien que le volume ne soit pas nécessairement connu à l'avance et doit bien souvent être estimé). Toutefois, les volumes consommés et prix sont positivement corrélés. Ainsi, un fournisseur préférera être légèrement long (c'est-à-dire avoir « trop » acheté) plutôt que court afin d'éviter de devoir racheter à prix fort l'énergie qui lui manquerait, à un prix élevé, en cas de vague de froid par exemple. Cela est renforcé par l'existence de pics de prix très importants (asymétrie du risque entre les prix élevés et les prix bas). L'aversion pour les prix très élevés et la préférence pour une position légèrement longue plutôt que courte a été remontée par plusieurs acteurs interrogés¹⁶.

En conséquence, pour l'année 2023 davantage de fournisseurs ont choisi de couvrir leur portefeuille « en valeur », plutôt qu'« en volume ». En effet, pour couvrir finement le profil de sa position en volume, le fournisseur peut avoir besoin de recourir à des produits de granulométrie plus fine (produits mensuels, semaine, jour, etc.) et notamment à des produits pointe. Cependant, la liquidité de ces derniers produits étant limitée sur les marchés à terme, le fournisseur va privilégier l'achat de produits base plus liquides pour couvrir son exposition au risque prix. Cette méthode tend structurellement à surcouvrir les besoins en base, car les produits de pointe sont plus chers et il faut donc comparativement plus de volume en base pour couvrir une valeur équivalente en euros.

La tendance naturelle observée, dans le cadre d'une activité normale de couverture de besoins liés à la consommation, à acheter plus d'énergie sur les marchés à terme que la moyenne de la consommation de leur portefeuille s'est amplifiée avec la hausse des prix pour 2023, ce qui contribue mécaniquement au renchérissement du prix.

3.1.3 Couverture de droits de transport de long terme

Les droits de transports long terme permettent aux acteurs de marché d'acheter le droit d'effectuer des échanges transfrontaliers d'électricité jusqu'à un an à l'avance, frontière par frontière. Ces droits sont vendus aux enchères par les gestionnaires des réseaux du transport (GRT) et offrent, selon les cas, une couverture physique (possibilité

¹⁵ L'Accès Régulé à l'Électricité 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 2020.

¹⁶ L'économiste Craig Pirrong parle de « picophobie » (en anglais « *spikeophobia* ») pour désigner le fait que les fournisseurs préfèrent avoir un déséquilibre long plutôt qu'un déséquilibre court.

de nommer effectivement des échanges transfrontaliers à l'échéance, via des PTR – *Physical Transmission Rights*, ou une couverture financière (FTR – *Financial Transmission Rights* - versement au détenteur des droits d'une rémunération égale au différentiel de prix d'électricité journalier entre la France et le pays frontalier, lorsqu'il est positif dans le sens du droit (sinon l'option n'est pas exercée et aucune rémunération n'est versée), multiplié par le volume de capacité acheté. Ces deux types de droits de long terme sont économiquement équivalents.

Frontière	Type de produits	Forme des produits	Produits	Echéance de commercialisation pour 2023
FR-BE	FTR	Base	Annuelle/Mensuelle	16/11/2022 / entre le 13 et le 21 du mois précédent
FR-DE	FTR	Base	Annuelle/Mensuelle	16/11/2022 / entre le 13 et le 21 du mois précédent
FR-GB	PTR	Base	Annuelle/Semestrielle/Tri-mestrielle/Mensuelle/Week-end	Enchères lissées le long de la période précédente (3 à 6 enchères dans l'année N-1 pour le calendrier)
FR->CH (sens unique)	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle	16/11/2022 / entre le mercredi et le vendredi de la 3 ^e semaine du mois précédent
FR-ES	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle	22/11/2022 / entre le 13 et le 21 du mois précédent
FR-IT	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle	16/11/2022 / mercredi de la 2 ^e semaine du mois précédent

Dans les réponses, un nombre significatif d'acteurs (16) explique intervenir sur les marchés à terme dans le cadre d'arbitrages transfrontaliers et en particulier à la suite de leur participation aux enchères sur les capacités transfrontalières. En effet, un acteur qui dispose de droits de transport d'électricité sur une frontière peut valoriser l'optionalité de sa capacité de transport sur les marchés à terme (raisonnement similaire à la couverture d'une centrale de production d'électricité, ou plus généralement à la couverture en delta d'options financières) en prenant des positions opposées dans les deux pays correspondants, qui varient en fonction des écarts de prix.

En principe cette stratégie est valable dès lors que la capacité a effectivement été contractualisée par l'acteur. Ainsi, cette activité de couverture peut s'effectuer sur les marchés à terme pour les frontières sur lesquelles la capacité a effectivement été commercialisée en avance. Dans le cas français, c'est à la frontière britannique que les capacités pour le produit calendaire sont mises à disposition du marché dès janvier de l'année N-1 lors de plusieurs enchères (entre trois et six en fonction des interconnexions). En revanche, pour les autres frontières, les capacités d'échange pour le produit calendaire ne sont pas commercialisées avant fin novembre de l'année précédente. Ainsi, un acteur qui ne dispose pas encore de la capacité d'échange entre deux pays, et qui prend des positions de part et d'autre de cette frontière pour livraison en 2023 exerce une activité qui s'apparente à de la spéculation plutôt qu'à de la couverture. En effet, l'acteur parie sur une évolution favorable de l'écart de prix entre ces deux pays.

Il est attendu que la France serait vraisemblablement importatrice sur l'année 2023, et fortement au 1^{er} trimestre. Or, la plupart des capacités d'échange n'ont pas été vendues avant fin novembre 2022. Plusieurs acteurs ont mentionné qu'une commercialisation aussi tardive des capacités d'interconnexion a pour effet de limiter l'apport de liquidité sur le marché français et peut amplifier les primes de risques observées en France. Ainsi, un calendrier d'enchère pour les autres frontières avec la France (Allemagne, Belgique, etc.) similaire à celui applicable à la frontière avec le Royaume-Uni avec plus d'enchères réparties significativement en avance de la livraison pourrait être bénéfique en termes d'apport de la liquidité au marché.

Par ailleurs, certains acteurs ont indiqué avoir décidé de réduire la couverture à terme de leurs capacités transfrontalières car ils anticipaient un risque que certains pays voisins puissent décider de réduire leur capacité d'export.

Les ventes sur les marchés à terme de l'énergie associées à des capacités d'interconnexion sont de nature à contribuer à détendre les prix à terme, mais cet effet est limité par le fait que seules les capacités d'import en base annuelle depuis le Royaume-Uni sont déjà commercialisées, alors que le marché français sera vraisemblablement importateur sur l'année 2023, en particulier au premier trimestre 2023.

3.2 Négocier pour compte propre

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 activités sont mentionnées par les acteurs :



- stratégies « directionnelles » (ou spéculatives) : stratégies consistant à « parier » sur des mouvements de prix ultérieurs, 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 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*).

Alors que pour certains acteurs l'activité de négoce pour compte propre est leur activité principale (négociants purs) et correspond donc directement aux transactions que l'on peut observer sur les marchés, pour d'autres, le négoce pour compte propre peut également exister en parallèle d'autres activités (couverture, intermédiation, service de liquidité, etc.)¹⁷.

Le négoce pour compte propre (comprenant les stratégies « directionnelles » *i.e.* spéculatives), malgré la connotation négative qui lui est souvent attribuée, 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, ces acteurs 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 les acteurs financiers comme contreparties pour se couvrir, partageant ainsi les risques. Enfin, les ordres d'achat et de vente des acteurs financiers 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.

Les acteurs interrogés indiquent une réduction générale du négoce directionnel sur les marchés à terme. Les marchés sont jugés trop volatiles avec des prix très élevés ce qui implique une gestion dynamique et prudente du portefeuille compte tenu des risques très importants qui peuvent être portés par un investisseur. En effet, une position ouverte significative peut rapidement engendrer des pertes, dès lors que le prix évolue dans une direction défavorable. De plus, les acteurs évoquent également les appels de marges très élevés, qui limitent la capacité d'intervention sur les marchés et exacerbent le risque de liquidité (voir plus de détails en section 3.4). Dans ce contexte général, un grand nombre d'acteurs déclarent avoir diminué, voire arrêté leur activité de *trading* directionnel en raison de l'augmentation considérable des risques engendrés par cette activité.

Parmi les stratégies directionnelles employées se distinguent les deux stratégies suivantes :

- spéculation à la hausse sur les *spreads* frontaliers (notamment *spread* France-Allemagne, achat en France, vente en Allemagne) ;
- positions spéculatives à l'achat (longues) sur le contrat annuel Y 2023 et contrats trimestriels 2023.

Ces deux stratégies se sont avérées gagnantes jusqu'au mois d'août 2022 avec la hausse des prix en France et par rapport à l'Allemagne. Certains acteurs, négociant pour compte propre, ont anticipé une production nucléaire plus basse que les estimations d'EDF entre décembre 2021 et janvier 2022. Ils ont alors pris une position à l'achat (longue) sur le *spread* France-Allemagne ou sur un contrat à terme français (Q4 2022, Q1 ou 2023) qu'ils ont revendue plus tard dans l'année.

Aucun acteur interrogé ne déclare avoir des positions spéculatives ouvertes à la vente pour 2023. En effet, même si un nombre significatif d'acteurs estime que les primes de risque par rapport à une anticipation raisonnable des prix journaliers sont vraisemblablement très élevées, les niveaux de risque et contraintes de trésorerie, liées aux appels de marges, sont considérables pour ces positions. L'interrogation des acteurs ne portait cependant que sur la période jusqu'à juillet 2022, période de hausse continue des prix, avant la période globalement baissière observée depuis fin août.

Les acteurs interrogés ont indiqué avoir significativement réduit leur activité de négoce pour compte propre sur les produits à terme pour l'année 2023 en raison des niveaux de risques élevés portés par ces positions. En particulier, les acteurs sont réticents pour vendre à découvert, ce qui ne contribue vraisemblablement pas à détendre le marché dans un contexte de déficit d'énergie. En tout état de cause, les primes de risque élevées constatées ces derniers mois en France ne résultent pas de positions directionnelles qui auraient été prises par un ou plusieurs acteurs.

¹⁷ Pour le régulateur, cela complexifie l'identification des positions qui relèvent de la couverture physique par rapport à celles qui relèvent du négoce pour compte propre. Les positions des acteurs individuels sont en cours d'analyse plus approfondie et une interrogation supplémentaire est en cours afin de déterminer précisément leurs besoins de couverture (relatifs à la consommation, la détention d'actifs physiques ou de contrats de fourniture) ainsi que les stratégies de couverture associées. Il est ensuite possible de déterminer quelle est la position « ouverte » de l'acteur (c'est-à-dire la différence entre les positions prises sur les marchés et la position résultant des stricts besoins de couverture). Cette dernière mesure l'exposition réelle de l'acteur aux risques de prix et peut correspondre à la position spéculative de l'acteur.

3.3 Intermédiation et accès au marché pour des tiers

Une partie des acteurs interrogés expliquent fournir un « service d'accès au marché » pour le compte de leurs clients (ces derniers peuvent être de typologies très diverses : fournisseurs alternatifs, grands industriels, réseaux, producteurs d'énergies renouvelables, négociants purement financiers, etc.) (mentionné par 16 acteurs). Ainsi, un acteur peut décider d'intervenir sur le marché soit directement soit à travers un service d'accès au marché.

Plusieurs types de services d'accès au marché existent :

- Accès direct au marché (DMA – *Direct Market Access*) : les clients peuvent exécuter leurs ordres automatiquement à travers une plateforme fournie par le DMA *provider* ; une transaction miroir est ensuite exécutée automatiquement en bilatéral entre le DMA *provider* et le client afin de neutraliser l'exposition du DMA *provider* ;
- Accès indirect au marché (ex. agrégation) : les besoins d'énergie de l'ensemble des clients sont agrégés au sein de l'agrégateur qui s'approvisionne ou valorise l'énergie ;
- Certains acteurs fournissent des services de gestion des risques marché pour leurs clients tels que (voir plus de détails en section 3.4) :
 - Service de liquidité ou financements ;
 - Activité d'exécution et de compensation ;
- D'autres services peuvent être évoqués comme la réalisation des transactions de *sleeving*¹⁸.

L'activité d'intermédiation et d'accès direct au marché favorise la liquidité car elle facilite l'accès au marché à plusieurs catégories d'acteurs, notamment pour de petits acteurs avec des capacités limitées d'apport des garanties financières, etc.).

La majorité des acteurs interrogés n'a pas fourni d'information précise sur l'identité de leurs clients, *i.e.* des acteurs tiers pour lesquels ils fournissent les services précités. La CRE souligne à cette occasion que l'information relative à l'identité des bénéficiaires de la transaction est fréquemment mal renseignée dans le cadre du relevé des transactions du marché de gros de l'énergie que les acteurs sont tenus de communiquer au titre de l'article 8(1) du REMIT, et ce malgré les orientations et spécifications techniques données par l'ACER¹⁹. La CRE rappelle à cet égard que le fait de ne pas transmettre les données de ses activités sur les marchés de gros ou la transmission de données erronées ou incomplètes peut constituer, selon les circonstances de l'espèce, un manquement aux obligations de *reporting* en vertu de l'article 8(1) du REMIT.

L'activité d'intermédiation et d'accès au marché est très répandue et favorise la liquidité du marché en permettant à un certain nombre d'acteurs d'intervenir sur les marchés. La CRE rappelle que les acteurs fournissant ce type de service doivent veiller à la bonne déclaration des données relatives à leur activité sur les marchés de gros, notamment sur l'identité des bénéficiaires des transactions.

3.4 La gestion des appels de marge

Les appels de marge visent à sécuriser financièrement les transactions sur les marchés à terme (en particulier sur les bourses), en éliminant le risque de contrepartie, c'est-à-dire le risque que l'un des deux contractants ne livre pas le produit attendu au prix convenu. La hausse extrême des prix de marchés de gros et de la volatilité engendrent depuis 2021 une hausse exceptionnelle des marges demandées par les chambres de compensation pour prendre ou maintenir des positions sur les marchés à terme de l'électricité et du gaz, impactant fortement les besoins de trésorerie des acteurs de marchés.

Il existe deux types principaux de marges :

- **Les marges initiales** correspondent à un dépôt de garantie auprès de la chambre de compensation, dont le montant est calculé comme une fraction de la valeur nominale du contrat au moment de la transaction ;
- **les marges de variations** correspondent à des flux financiers régulièrement versés (dans le cas où les prix de marché évoluent dans un sens défavorable à l'acteur) ou reçus (dans le cas contraire) par l'acteur de marché.

Quasiment tous les acteurs interrogés ont évoqué la volonté de réduire les risques liés à la trésorerie : moins de positions sur les marchés à terme pour éviter les appels de marges significatifs

¹⁸ Selon le *Trade Reporting User Manual (TRUM) de l'ACER* : un acteur du marché (A) souhaite conclure une transaction avec un autre acteur du marché (B) qui a annoncé un prix et une quantité sur l'écran du courtier. Cependant, étant donné que les participants au marché A et B n'ont pas d'accord pour négocier (ou un statut de crédit limité), le courtier peut trouver un troisième participant au marché (C) qui a un accord pour négocier à la fois avec A et B et est prêt à assumer l'échange (acheter et vendre le même contrat simultanément) pour eux

¹⁹ L'ACER apporte des précisions sur la manière dont cette information doit être présentée dans le cadre du relevé de transactions dans le TRUM, page 46.

Les acteurs ont par conséquent adapté leurs apports de garanties ou modifié les stratégies de négoce. Les évolutions communiquées incluent :

- **Utilisation de solutions de liquidité financière.** Certains acteurs ont décidé de limiter leur exposition aux appels de marge en changeant la nature de leur couverture sans changer leur position en volume en recourant notamment à des *swaps* physique/financier ;
- **Réduction des activités à règlement financier** pour éviter le risque de défaut de livraison physique et pour limiter les appels de marge. Certains acteurs évitent de faire de nouvelles transactions avec des contreparties nécessitant des appels de marge, et évitent les bourses. Cependant, contrastant avec les déclarations des acteurs, une diminution des activités à règlement financier n'est pas constatée (cf. Figure 7 et Figure 8). Ces informations sont en cours d'analyse plus approfondie ;
- **Augmentation temporaire des limites de risques internes.**

Au regard de la contrainte de la trésorerie rencontrée par les acteurs de marchés de gros, plusieurs acteurs financiers proposent des solutions de financement adaptées :

- « *Exchange For Relation Position* » (EFRP) : un acteur financier prend une position sur le marché à terme à la place de l'acteur qui souhaite se couvrir, et conclut avec lui un *swap* de gré à gré sans appel de marge ;
- « *Margin call fixing* » : solution pour un acteur ayant des positions faisant l'objet d'appels de marge sur une bourse, qui consiste à entrer simultanément dans deux transactions similaires de gré à gré avec un acteur financier, mais en sens opposé, l'une faisant l'objet d'appels de marge et l'autre non. Ainsi, les appels de marge versés par l'acteur financier vont compenser exactement les appels de marge de variation appelés par la bourse.

Certains acteurs en Europe ont reçu des soutiens financiers de gouvernements pour financer les marges requises afin d'échanger sur des places de marchés organisées. D'autres acteurs se reposent sur le soutien de leur maison mère quand ils sont intégrés dans des groupes. Enfin, certains acteurs indiquent avoir réduit les volumes de production physique vendus à terme en raison des appels de marges trop importantes.

L'envolée des prix à terme génère depuis fin 2021 des contraintes de trésorerie très importantes pour les acteurs de marché du fait des mécanismes d'appels de marge visant à se prémunir du risque de contrepartie. Ces contraintes nouvelles ont conduit à des changements de comportements et de stratégies significatifs de la part de certains acteurs et ont pu contribuer à réduire l'activité sur les marchés.

4. ANNEXE

4.1 Marge de production des moyens thermiques en Allemagne

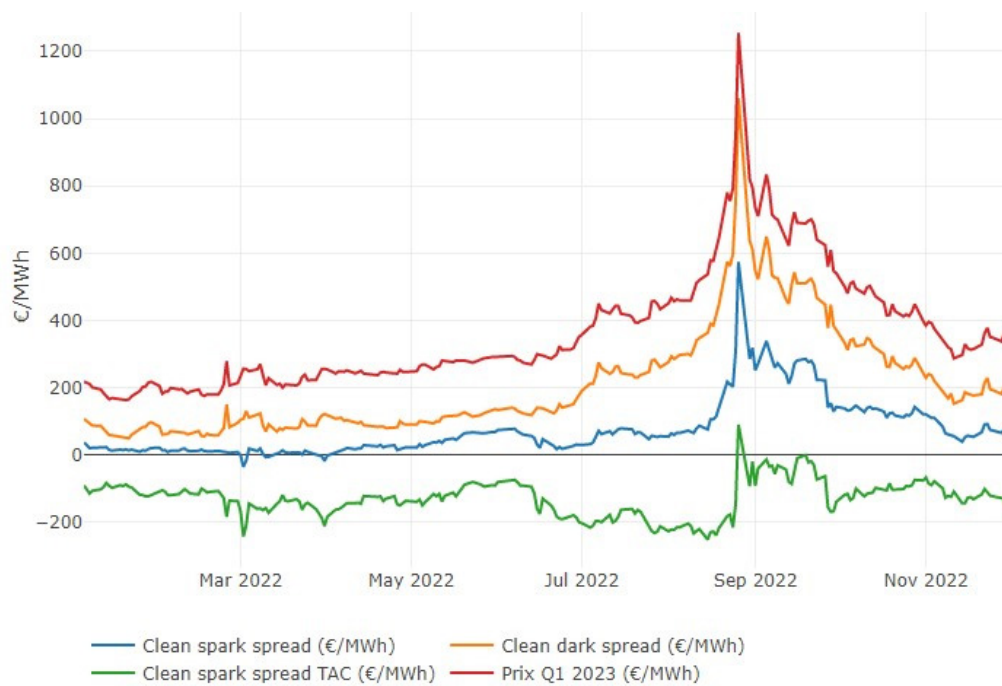


Figure 5 : Marges de production des moyens thermiques pour le contrat Q1 2023 Base allemand (sources : Refinitiv, Heren, analyse : CRE)

En Allemagne, le *Clean Spark Spread* d'une CCGT est resté assez stable pendant toute la période de hausse des prix, pour connaître un pic fin août, avant de diminuer au cours des mois de septembre et octobre. Cette observation suggère, que hormis lors du pic d'août, les prix à terme en Allemagne reflètent plutôt bien une marginalité gaz.

4.2 La liquidité sur les marchés à terme français reste basse

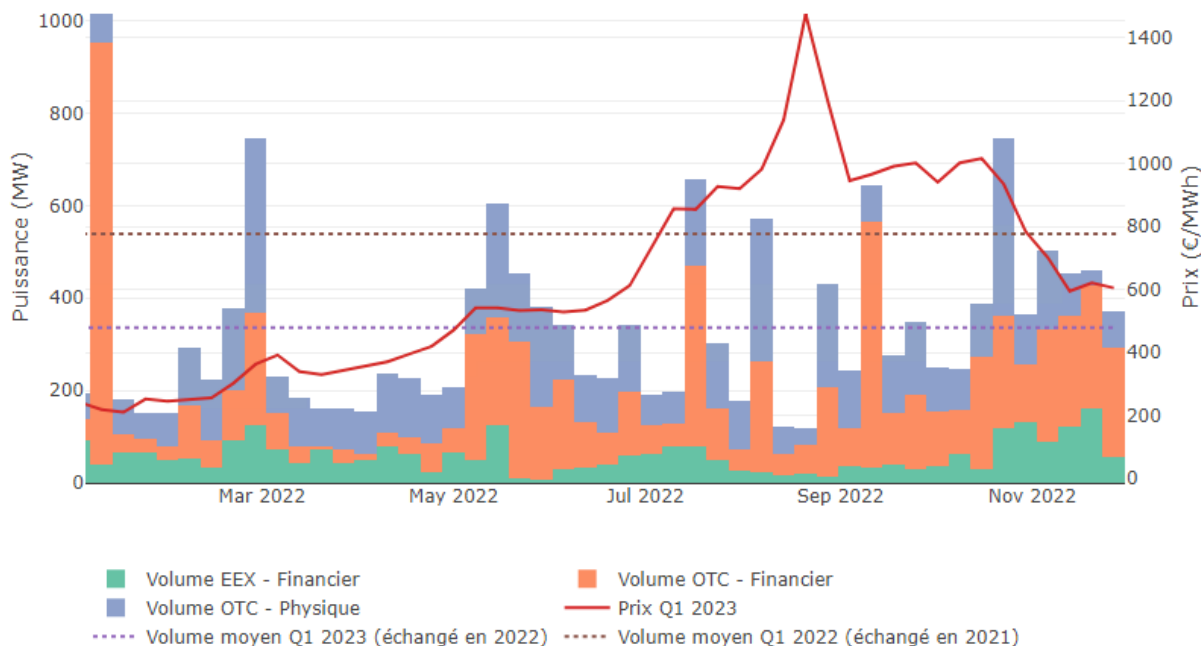


Figure 6 : Volumaires hebdomadaires échangés sur le contrat à terme Q1 2023 Base selon le type de règlement (sources : EEX, courtiers - analyse : CRE)

Pour le contrat du 1^{er} trimestre 2023, une baisse de 34 % du volume échangé en 2022 est mesurée par rapport au volume moyen échangé²⁰ en 2021 sur le contrat du 1^{er} trimestre 2022. On observe une hausse des échanges au cours de l'année 2022, liée à l'approche de la période de livraison. Comme pour le produit annuel, les volumes échangés ont été faibles au moment du pic de prix d'août.

²⁰ Le graphique montre l'évolution des volumes échangés à règlement physique et financier confondu. En effet, il existe deux types de règlements des contrats de livraison à terme :

- **Règlement physique** : le contrat prévoit une livraison d'électricité qui sera « débitée » du périmètre d'équilibre d'un responsable d'équilibre du vendeur et « créditée » dans celui de l'acheteur.
- **Règlement financier** : les parties s'entendent sur un prix et une référence de prix (le marché spot J-1 généralement). Les parties réalisent des transferts financiers entre elles correspondant à la différence entre le prix convenu et le prix de référence multipliée par le volume convenu.

D'un point de vue économique, ces deux types de règlements sont équivalents.

Les graphiques suivants montrent l'évolution à plus long terme des volumes totaux mensuels échangés sur les contrats Q1+1 et Y+1, c'est-à-dire respectivement le prochain contrat pour livraison au 1^{er} trimestre et le prochain contrat pour livraison annuelle.

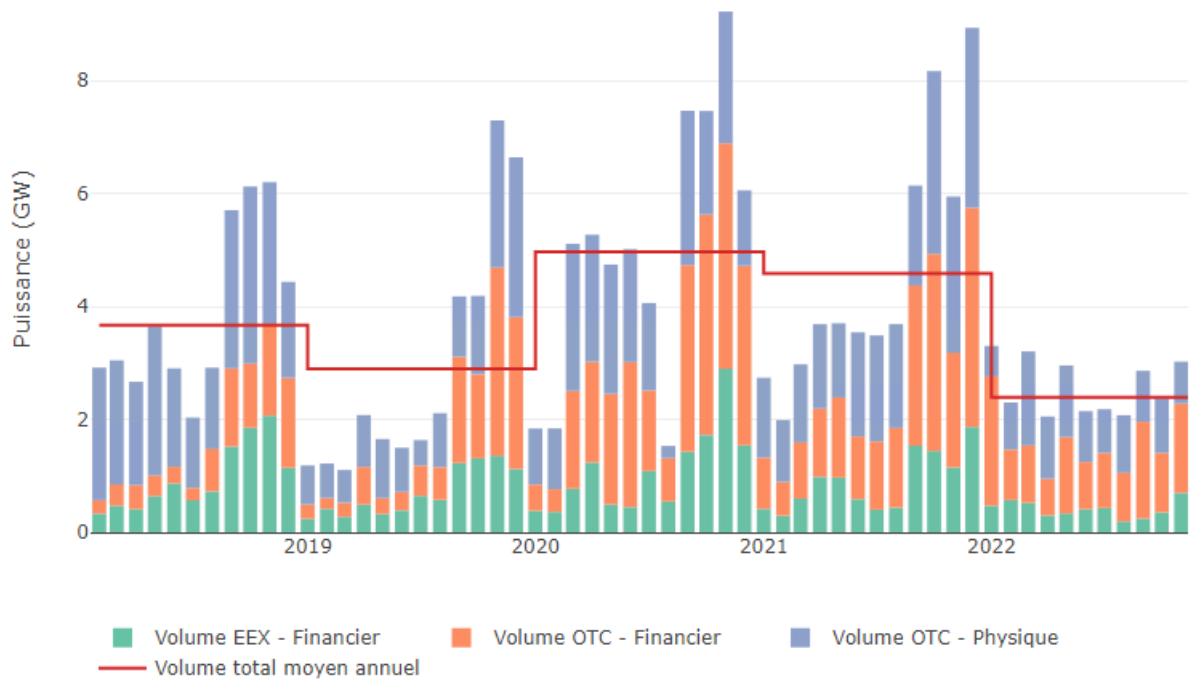


Figure 7 : Volumes mensuels échangés sur les contrats à maturité Q1+1 et Y+1 selon le type de règlement depuis le 1^{er} janvier 2018 (sources : EEX, courtiers - analyse : CRE)

On peut constater que pour les produits Q1 2023 et Y 2023 échangés en 2022, les volumes mensuels sont significativement inférieurs aux années précédentes, surtout pour ce qui concerne les échanges physiques.

Le graphique suivant montre l'évolution de la part des types de règlements dans le total des échanges.

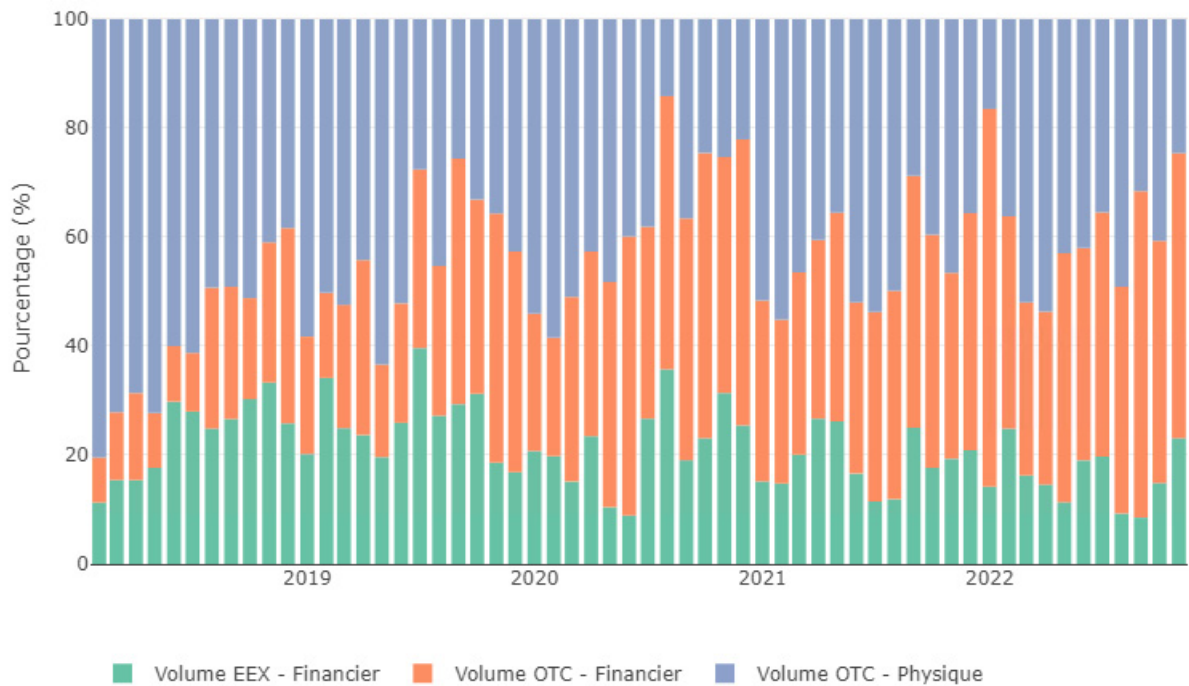


Figure 8 : Evolution mensuelle du type de règlement des contrats échangés à maturité Q1+1 et Y+1 (sources : EEX, courtiers - analyse : CRE)

De manière générale, les acteurs qui se couvrent avec des produits à règlement financier se retrouvent exposés, pour les volumes qui leur manquent, au prix *spot* et ne sont donc couverts sur ces volumes qu'à hauteur du plafond du marché *spot* de 3 000 €/MWh, au niveau de référence. Toutefois, en cas de tension extrême, tous les acheteurs

risquent ne pas être servis sur le marché *spot* en se retrouvant exposés au prix du marché intrajournalier puis au prix de règlement des écarts, qui peuvent atteindre 10 000 €/MWh. Ainsi, lorsqu'une tension extrême est anticipée, les acteurs de marché peuvent avoir une préférence pour les produits à terme à livraison physique, du fait de la différence de plafond entre le marché journalier d'une part et le marché intrajournalier et le prix de règlement des écarts d'autre part. La tension anticipée sur le marché français aurait dû donc théoriquement conduire à une préférence pour les échanges physiques.

Cependant, dans la tendance générale de la baisse des volumes échangés il peut être constaté une hausse progressive des contrats à règlement financier échangés en bourse ou intermédiés par des courtiers ou bilatéraux (OTC²¹ - financier) au détriment des contrats à règlement physique. Ce phénomène s'est particulièrement accentué depuis mi 2020. Ainsi, durant le mois d'octobre 2022, 17 % des transactions sur le Y 2023 (Y+1) et le Q1 2023 (Q1+1) ont été exécutées directement sur la bourse EEX, 51 % des transactions sont des transactions OTC financières (généralement compensée sur EEX) et seulement 32 % des transactions sont des transactions OTC à règlement physique.

Ce changement de type de règlement des contrats au profit des règlements financiers peut s'expliquer par les facteurs suivants :

- certains acteurs de marché négocient sur la bourse pour éviter le risque de contrepartie (surtout dans un contexte de forte volatilité), néanmoins, dans la limite de leurs capacités de supporter les appels de marge ;
- dans le cadre de leur gestion du risque, les acteurs ont généralement des limites d'échange OTC par contrepartie, afin de réduire le risque lié au défaut d'une contrepartie. Dans un contexte de prix élevés, ces limites entre les participants sont plus facilement atteintes et obligent à recourir aux instruments financiers compensés.

²¹ Des échanges OTC (*Other The Counter*) correspondent à des échanges qui ne se font pas sur une bourse régulée, mais sont les échanges bilatéraux ou intermédiés par des courtiers.