

**EXPLORONS
LES POSSIBLES**

Pour une **Transition Énergétique
Soutenable et Économique**

Bulletin trimestriel des prix

Actualité : Les prix de marché

3^{ème} trimestre 2023

Auteurs :

Bertrand Charmaison – bertrand.charmaison@cea.fr

David Prout - david.proult@cea.fr

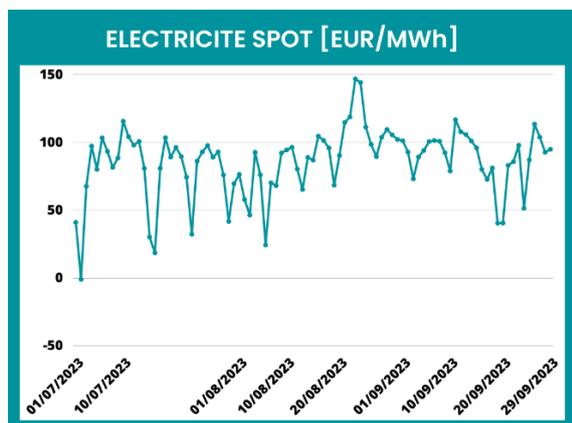
Sophie Gabriel – sophie.gabriel@cea.fr

DOCUMENT INTERNE

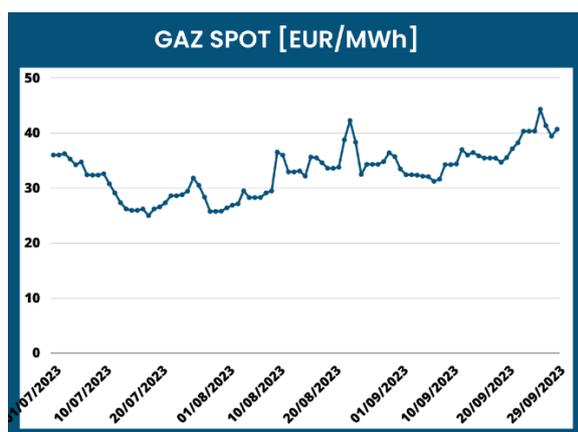
Ce troisième trimestre 2023 est dans le prolongement des mouvements observés au printemps. Après les sommets atteints l'hivers dernier les prix de l'électricité et du gaz sont en net reflux.

Toutefois si les tensions sur les marchés ont été apaisées par la diversification des importations européennes de gaz, cette nouvelle situation n'est pas sans risque. Dépendante de sa place dans le marché mondial du GNL l'Europe est maintenant en concurrence avec les pays asiatiques pour son approvisionnement en gaz.

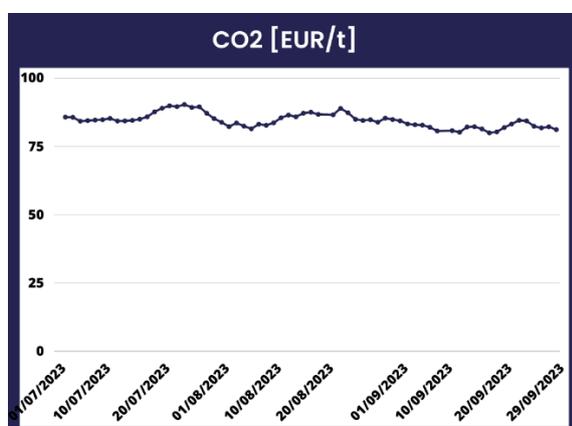
Prix spot



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft



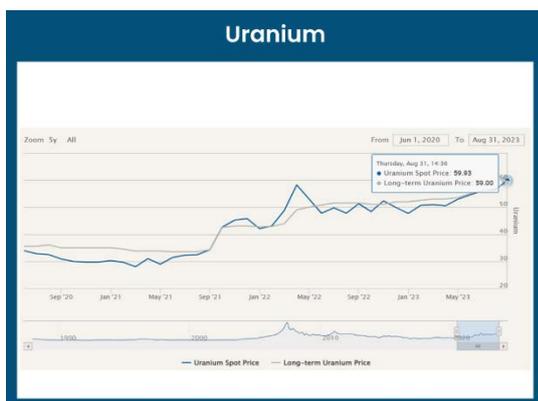
Source : données Aleasoft

Dans la suite du trimestre dernier les prix spot de l'électricité ont évolué lors de ce 3ème trimestre sous les 100 €/MWh jusqu'à début septembre et autour de ce seuil ensuite. Par rapport au début de l'année, ces prix reflètent un marché moins tendu avec une meilleure disponibilité du nucléaire, des coûts d'achat du gaz en baisse et une demande contenue.

Alors que les prix spot du gaz étaient de pratiquement 80€/MWh au début de l'année ils ont évolué cet été à moins de la moitié de ce niveau. Après avoir connu un point bas fin mai et une remonté en juin, ils sont revenus autour de 25 €/MWh au cours du mois de juillet pour remonter à partir de début août. Les perspectives de difficultés d'approvisionnements en GNL de l'Asie en provenance de l'Australie provoquent depuis début août une légère tension sur le marché gazier européen (voir Focus) qui explique la remontée des cours autour de 40 €/MWh. Les niveaux de stockage particulièrement hauts limitent la demande pour le moment.

Durant ce troisième trimestre 2023 les prix des droits d'émissions de CO2 sont sur une tendance baissière. Cela reflète les incertitudes sur l'activité économique de l'Europe et la baisse de la production d'électricité carbonée.

Uranium



Source CAMECO

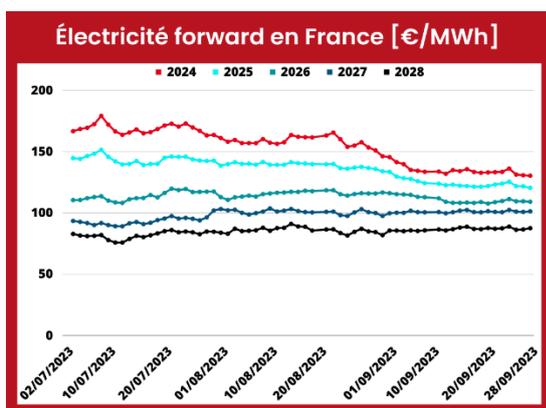
(<https://www.cameco.com/invest/markets/supply-demand>)

En raison de la guerre en Ukraine, certains pays ont cherché à s'affranchir d'un approvisionnement en provenance de Russie en passant rapidement de nouveaux contrats, notamment avec le Canada.

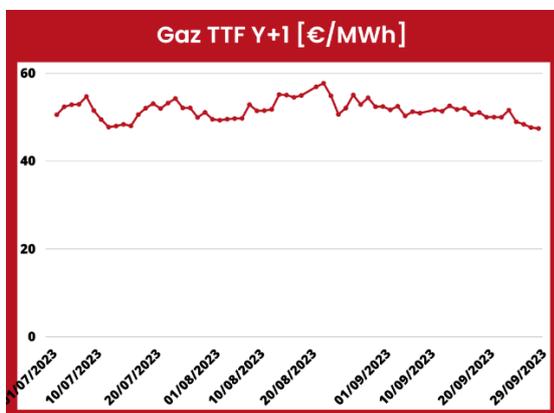
Par ailleurs, sur la base des objectifs des gouvernements et des compagnies d'électricité, les perspectives de développement de la filière nucléaire sont révisées à la hausse au niveau mondial (cf. par exemple le rapport Nuclear Fuel Report 2023 de la World Nuclear Association (WNA), publié le 7 septembre 2023).

Cette situation explique les tensions observées sur le marché de l'uranium, et la hausse des prix pour atteindre un prix au comptant de 65 \$/lbU3O8 la semaine du 18 septembre (niveau le plus élevé depuis 2011, selon UxC).

Prix à terme



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft

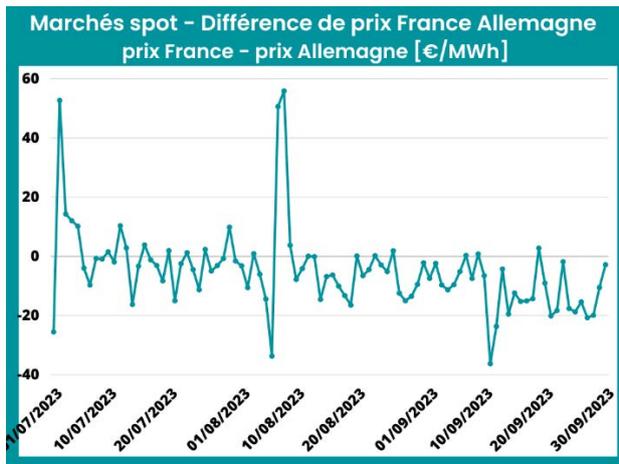
Ce troisième trimestre de l'année marque une plus forte convergence des prix de l'électricité pour livraison sur les échéances de 2024 à 2028.

Alors qu'au début juillet le prix de l'échéance 2028 (80 €/MWh) était de la moitié du prix pour une livraison l'an prochain, cet écart n'est plus, fin septembre, que d'un peu plus de 30 €/MWh. Ce mouvement marque une amélioration des anticipations d'offre des acteurs de marché pour les échéances les plus proches. Le décalage perçu par RTE en juin dernier entre son analyse des perspectives d'équilibre offre demande qui s'améliorent et les prix à terme pour 2024 qui restaient élevés se réduit donc.

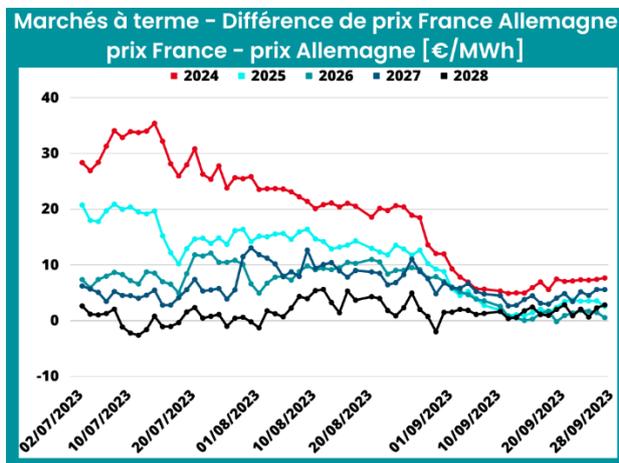
On peut noter, par ailleurs, que les marchés anticipent une baisse des prix de l'électricité dans les prochaines années.

Pour le gaz, le prix à terme a évolué ce trimestre autour de 50€/MWh sans grandes évolutions.

Différentiel des prix de l'électricité entre la France et l'Allemagne



Source : données Aleasoft



Comme le trimestre dernier les prix spot observés en France ont été la plupart du temps inférieur à ceux sur les marchés allemands. La tendance a même été cet été à l'approfondissement de l'avantage de la France sur l'Allemagne.

Mais, comme le trimestre dernier, sur les marchés à terme les différentiels France Allemagne pour les échéances de 2024 à 2028 restent au détriment de la France, même si l'écart s'est réduit cet été. Les marchés continuent à anticiper des prix plus élevés en France qu'en Allemagne.

Cela montre la persistance d'une « prime de risque » spécifique à la France que RTE juge en décalage avec leur analyse et qui « traduit des anticipations de déséquilibres très élevées, et probablement une compréhension incomplète, de la part de certains acteurs de marché, de la réalité du fonctionnement du système électrique, notamment en situation de stress. »

Focus : Pour passer l'hiver 2022/2023 l'Europe s'est créée de nouvelles vulnérabilités

Le retour cet été à des prix de gaz proches de ceux de l'été 2021, la forte baisse de ceux de l'électricité pourraient faire croire que la crise énergétique est derrière nous et que les choses vont bientôt « rentrer dans l'ordre ».

Cette vision optimiste mérite d'être fortement nuancée.

Tout d'abord, les prix n'ont pas retrouvé leur niveau de début 2021. Celui du gaz pour le contrat à terme TTF à un an a ainsi doublé. Concernant l'électricité, même si les prix sont revenus autour de 100€/MWh (contre des anticipations pour l'année 2023 au-dessus de 500 €/MWh), ces niveaux restent très supérieurs à ceux qui étaient observés les années précédentes. Ainsi, pour les contrats à terme proposant une livraison en 2024, les prix ont triplé.

Ensuite, la situation actuelle de l'Europe reste précaire en terme de sécurité d'approvisionnement. Certes, le plan européen visant « à réduire la dépendance de l'UE au gaz russe de deux tiers avant la fin de l'année [2022] » par la diversification des sources d'importation de gaz, l'incitation aux économies d'énergie et le renforcement des objectifs de production d'énergies décarbonnées a porté ses fruits. La demande de gaz en Europe a baissé et la réduction drastique de l'approvisionnement en gaz russe a été en grande partie compensée par une hausse des importations européennes de gaz naturel liquéfié. Les conditions météorologiques particulièrement clémentes ont également permis de passer l'hiver 2022/2023 sans rupture d'approvisionnement. Toutefois, il n'est pas certain que cette baisse de la demande se prolonge dans le temps.

Par ailleurs, cette diversification des approvisionnements a créé de nouvelles vulnérabilités.

En augmentant son approvisionnement en GNL, qui a atteint en 2022, 40 % des importations européennes, l'UE est rentrée dans une nouvelle configuration où elle est dépendante du marché international du GNL. Elle est passée d'une dépendance au gaz importé par gazoduc de Russie à une dépendance aux exportateurs de GNL (USA, Qatar...). L'hiver dernier, les Etats-Unis ont alimenté massivement l'Europe et particulièrement la France. Leurs exportations vers l'Europe ont augmenté de 150 % en un an.



Dans cette reconfiguration des flux gaziers, l'Europe va être confrontée à une concurrence mondiale entre consommateurs, en particulier avec les pays asiatiques et à un risque de volatilité des prix.

La brusque augmentation des prix spots du gaz début août est une illustration de cette nouvelle situation. Le passage sur le marché de Rotterdam de 29,5 € le MWh de gaz le 9 août à 42 € le 23 août s'explique, en effet, par l'achat par des importateurs asiatiques (japonais et coréens) de cargaisons de GNL pour faire face au risque de diminution de leur approvisionnement, suite à l'annonce de possibles grèves dans 3 usines de liquéfaction de gaz naturel en l'Australie.

L'Europe et l'Asie sont aujourd'hui les plus gros importateurs de gaz naturel. En 2022, l'Europe a bénéficié dans cette concurrence, du repli de 20 % des importations de GNL de la Chine encore en situation de confinement. Mais, le possible retour à une croissance des besoins chinois en gaz¹ ainsi que l'essor plausible de nouveaux besoins massifs dans cette région du monde (Inde, Pakistan, Thaïlande, Bangladesh ou Indonésie) accroîtront fortement la demande mondiale de GNL et en particulier celle de l'Asie.

Aussi le « shift project » estime, dans une étude récente, que le risque d'un déficit structurel sur le marché mondial du GNL dès 2025 est possible. La Chine, bénéficiant d'un meilleur taux de couverture de ses importations par des contrats long terme que l'Europe, est en position privilégiée pour affronter cette compétition pour le gaz. S'alimentant aujourd'hui à hauteur de 40 à 50 % sur le marché spot, l'Europe pourrait se retrouver, dans un marché en tension, en situation défavorable vis-à-vis de la Chine et fortement exposée à des prix élevés et volatils.

Ainsi, si l'Europe a su trouver une alternative à la fourniture du gaz russe en urgence, elle est maintenant confrontée à des risques inhérents à son insertion récente dans le marché mondial du GNL. Cela pourrait remettre en cause son approvisionnement gazier en volume et en prix. Pour réduire ce risque, l'Europe doit diminuer sa dépendance au gaz par des efforts structurels d'efficacité énergétique et de sobriété et par la mise en œuvre de solutions alternatives à son usage dans les différents secteurs économiques. Elle pourrait également renégocier la structure d'achat dans ses contrats de long terme, comme la commission l'avait suggéré au plus fort de la crise, afin d'être moins dépendante des variations de court terme des prix du gaz.

¹ avant 2022 les importations augmentaient de 26% par an