

**EXPLORONS
LES POSSIBLES**

Pour une **Transition Énergétique
Soutenable et Économique**

Bulletin trimestriel des prix

Actualité : Les prix de marché

2^{ème} trimestre 2023

Auteurs :

Bertrand Charmaison – bertrand.charmaison@cea.fr

David Prout - david.proult@cea.fr

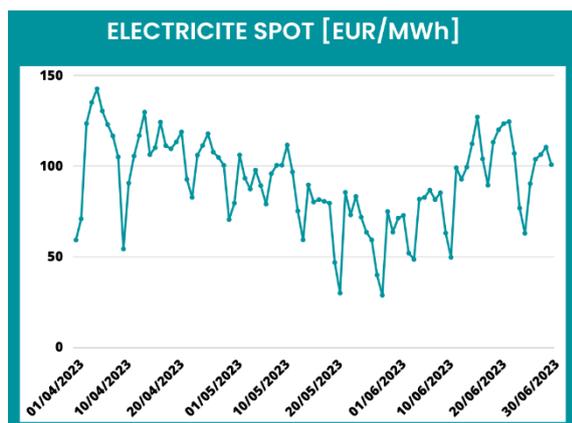
Sophie Gabriel – sophie.gabriel@cea.fr

DOCUMENT INTERNE

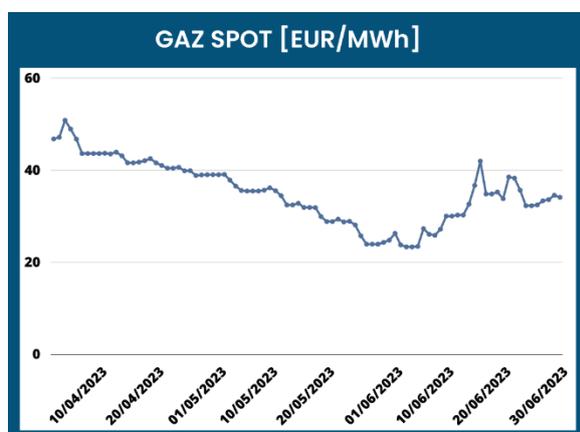
La tendance orientée à la baisse des prix de l'électricité et du gaz entamée à la fin 2022 s'est confirmée sur ce deuxième trimestre 2023. L'augmentation de la disponibilité des installations nucléaires, les importations massives de GNL, la baisse des consommations d'électricité et de gaz au printemps ont réduit les tensions sur les marchés spot.

Malgré cette détente sur les prix spot, les marchés à terme conservent des anticipations négatives sur les évolutions de prix de l'électricité en France que RTE ne considère pas justifiées. La persistance de cette prime de risque crée un désavantage compétitif pour les industriels français et ne favorise pas la mise en place de stratégie de décarbonation basée sur une plus grande électrification de l'industrie.

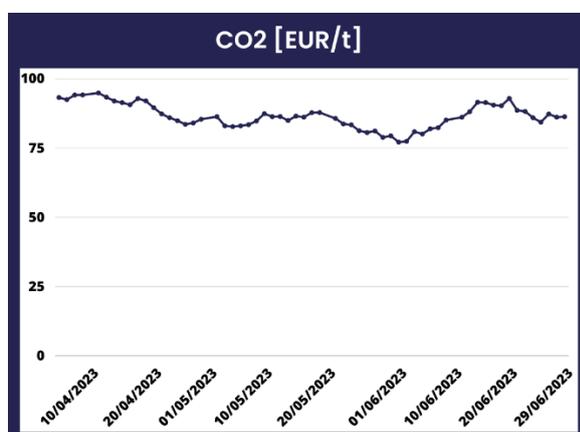
Prix spot



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft

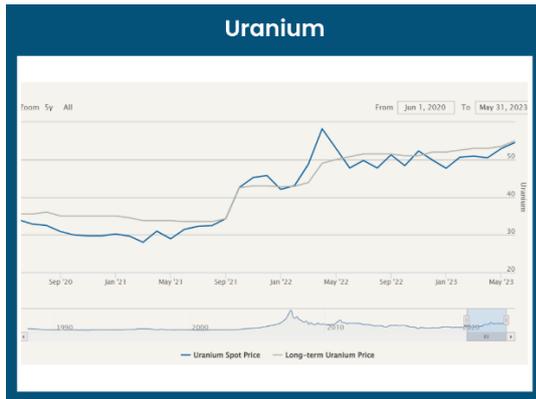
La baisse des prix spot de l'électricité amorcée lors du premier trimestre 2023 s'est prolongée jusqu'à fin mai. La baisse de la consommation électrique observée cet hiver qui s'est prolongée au printemps (-7 à -8 %), le rétablissement des capacités du parc nucléaire dans la fourchette haute des prévisions réalisées en février dernier (30-35 GW selon RTE), la production croissante de renouvelables ainsi que la baisse des prix du gaz expliquent ce mouvement.

La baisse des prix s'est toutefois interrompue début juin alors qu'ils évoluaient autour de 60€/MWh pour augmenter sous l'effet de la croissance des prix du gaz et finir le trimestre vers les 100 €/MWh.

Le prix du gaz a poursuivi son déclin sous l'effet de la fin de la période de chauffe, des importations de GNL des Etats-Unis et de besoin de stockage réduit. Le mouvement de baisse a pris fin début juin où il a atteint le prix plancher de 24 €/MWh. Cette rupture de tendance, qui a fait monter le prix du gaz en un mois d'environ 10 €/MWh, n'est pas perçue comme une inversion des fondamentaux de marché mais liée à des difficultés techniques dans les champs gazier norvégiens qui ont réduit l'offre, renforcée par la perspective de fermeture du champ néerlandais de Groningue à l'autonome.

Durant ce deuxième trimestre 2023 les prix des droits d'émissions de CO2 sont restés stables et ont continué d'évoluer entre 80 et 90 € la tonne.

Uranium



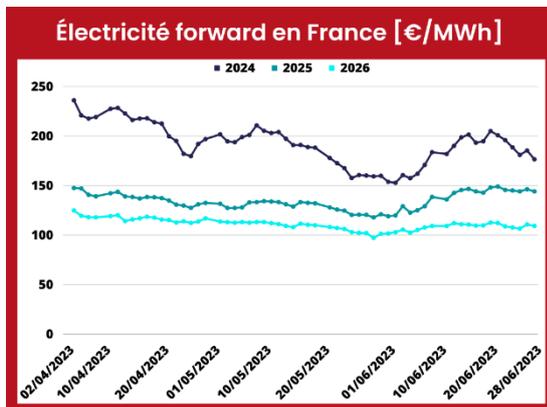
Source CAMECO

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

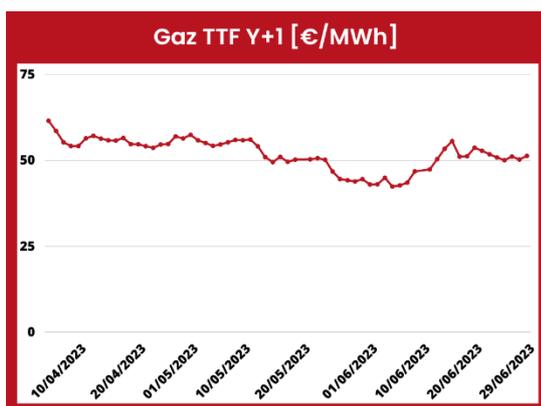
Dans la continuité des 10 derniers mois le prix de l'uranium n'a pas connu de fortes variations.

Le début de la guerre en Ukraine a fait monter la tension sur le marché de l'uranium mais depuis, bien qu'en très légère hausse à la fin de ce trimestre, les prix se sont stabilisés.

Prix à terme



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft

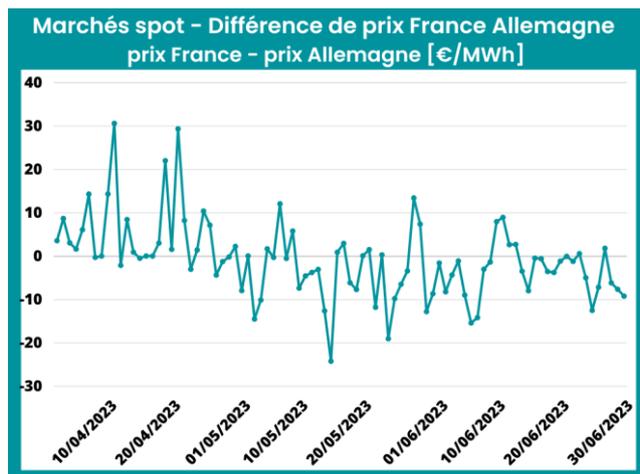
Après la hausse observée au mois de mars des prix de l'échéance 2024 à la suite d'annonces de découvertes de nouvelles fissures dans des centrales du parc nucléaire d'EDF, les prix de cette échéance ont baissé dès début avril pour atteindre début juin les 150 €/MWh. En 2 mois le prix du MWh a diminué de pratiquement 100 €.

Les mouvements sur les prix de court terme ont influencé les prix à terme à partir de début juin qui sont repartis à la hausse surtout pour les échéances 2024 et 2025.

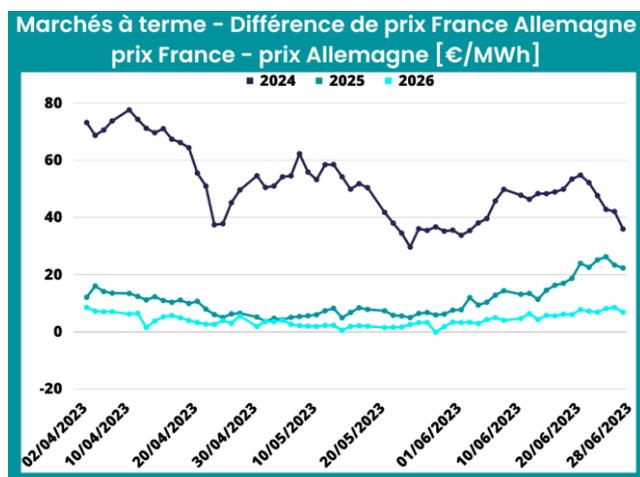
RTE a mis en avant dans son rapport « *Perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'été, l'automne et l'hiver 2023* » publié le 28 juin dernier le décalage qu'il perçoit entre les perspectives d'équilibre offre demande et les prix à terme pour 2024, tout particulièrement ceux pour l'hiver prochain (les prix pour une fourniture au premier trimestre 2024 sont à plus de 250€/MWh). Ce décalage spécifique à la France, comme nous le verrons dans la rubrique suivante, « *constitue aujourd'hui un problème majeur, de nature à diminuer la confiance des acteurs économiques et perturber la stratégie de décarbonation* » selon RTE.

Pour le gaz, la baisse des prix à terme initiée en début d'année s'est prolongée jusqu'au début juin. Entre début mars et début juin le MWh de gaz a ainsi perdu pratiquement 20 € pour atteindre 40 €/MWh pour une livraison sur un an. Les difficultés sur les champs gaziers norvégiens ont provoqué une remontée des cours à terme autour de 50€/MWh.

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



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft

L'amélioration des conditions d'équilibre offre demande sur le marché électrique en France ont permis de retrouver ce trimestre une situation traditionnelle où les prix français sont inférieurs aux prix allemands. Ce « retour à la normale » a permis à la France d'avoir à nouveau un solde exportateur d'électricité ce qu'elle avait perdu au printemps 2022.

Mais sur les marchés à terme le différentiel entre les prix français et les prix allemands pour les échéances 2024, 2025 et 2026 reste au détriment des prix en France.

L'écart de prix sur les échéances 2025 et 2026 a même augmenté en fin de période alors qu'il était plutôt sur une pente descendante depuis début Avril.

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. »

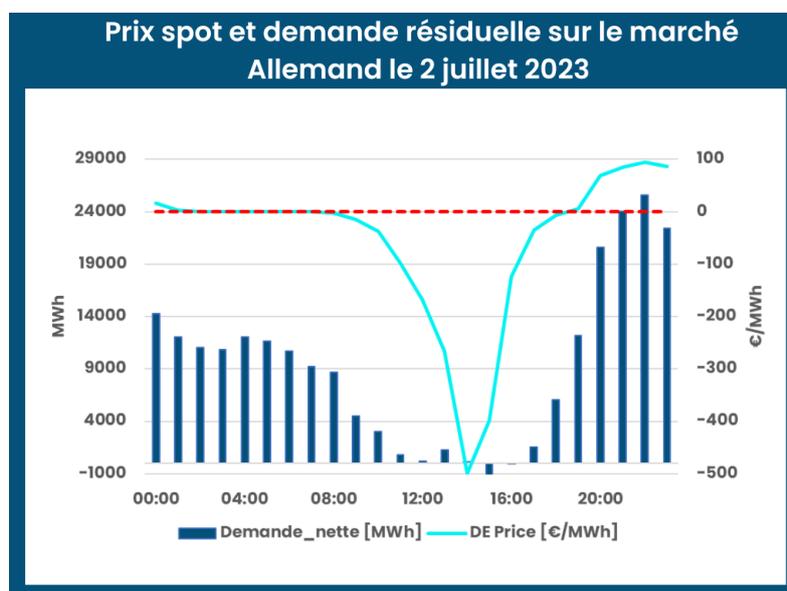
Focus : le retour des prix négatifs

Depuis le début avril sont réapparus des phénomènes de prix négatifs sur les marchés spots européens. On compte 58 heures en France et 81 en Allemagne pendant lesquels les producteurs paient les consommateurs pour soutirer de l'électricité sur le réseau.

Si le plus souvent le prix négatif n'est que de quelque dizaine d'euros par MWh, le dimanche 2 juillet dernier à 14 heure le prix de l'électricité sur le marché allemand a atteint le minimum autorisé soit - 500 €/MWh. Au même moment sur le marché français le prix était de - 55 €/MWh, il est ensuite passé à -135 €/MWh l'heure suivante.

Des prix négatifs traduisent un excès d'offre par rapport à la demande. La production électrique des renouvelables étant fatale et à coût marginal nulle elle est injectée sur le réseau, dès lors les moyens de production pilotables doivent réduire leur production ou l'arrêter. L'équilibre de marché se fait alors à un prix négatif pour pénaliser les producteurs qui voudraient produire et inciter les consommateurs à consommer.

Ces phénomènes apparaissent lorsque la « demande résiduelle », c'est-à-dire la demande totale diminuée de la production des renouvelables fatals (éolien et solaire), qui doit être couverte par les moyens de production pilotables, est très faible, nulle ou même négative. Si les moyens de production pilotables ayant des contraintes techniques (temps d'arrêt minimal) ou des coûts d'arrêt et de redémarrage importants préfèrent payer pour écouler leur électricité pendant quelques heures plutôt que de s'arrêter, les moyens de production les plus flexibles sont eux mis à l'arrêt. Plus le prix négatif est élevé (en valeur absolue) plus des producteurs vont préférer supporter le coût de l'arrêt et du redémarrage et ne pas fournir de l'électricité.



Source : données Aleasoft

Ces épisodes apparaissent quand la demande est faible (84 % des épisodes français répertoriés depuis début avril était un week-end) et la production renouvelable forte, principalement au milieu de la journée quand la production solaire est maximale.

Ils sont généralement courts (une ou deux heures) même si le 2 juillet les prix furent négatifs pendant 15 heures consécutives oscillant alors entre -0,03€/MWh et -500€/MWh en Allemagne. Ces prix négatifs ne signifient pas pour autant des prix durablement bas au niveau de la journée entière. Comme nous le montre cet exemple, après avoir expérimenté un prix de -500€/MWh à 15h, l'électricité se négociait à 22h du même jour à 94€/MWh.

Les prix négatifs sur les marchés spot intraday sont amenés à se multiplier avec la croissance de la production renouvelable dans les années à venir. Cette extrême volatilité des prix et les épisodes de prix négatifs vont pénaliser économiquement les moyens de production les moins flexibles et pèseront sur leur rentabilité. C'est vrai pour les pilotables mais aussi les renouvelables dont la forte production induira des prix faibles ou négatifs. Cette défaillance de la rémunération des moyens de production par la seule vente de l'électricité sur les marchés de court terme pourrait inciter les producteurs à se couvrir en privilégiant des contrats de long terme basés sur leurs coûts de production.