

Prix négatifs – Questions - Réponses

Qu'est-ce qu'un prix spot négatif et pourquoi se produit-il ?

Les prix spot de l'électricité sont négatifs lorsqu'il y a un excès de production par rapport à la consommation. Ces prix signalent la nécessité de réduire la production et/ou d'augmenter la consommation. Les prix négatifs se produisent lorsque la quantité d'énergies renouvelables injectées est élevée, que la consommation est faible et que la production d'énergie inflexible est importante. Les sources d'énergie inflexibles telles que le lignite ou les centrales nucléaires ne peuvent pas être arrêtées et redémarrées. Les régimes de soutien aux énergies renouvelables ont également un impact sur l'apparition des épisodes de prix négatifs. Bien que le coût marginal de la production d'énergie renouvelable soit nul, dans le cas d'un régime de soutien tel que les primes d'achat, les producteurs bénéficiant d'une prime sont incités à maintenir leur production à moins que le prix ne descende en dessous de la prime.

Sur les marchés de gros, les prix de l'électricité dépendent de l'offre et de la demande, elles-mêmes déterminées par plusieurs facteurs tels que

- les conditions climatiques (par exemple, les niveaux de température au cours des différentes saisons),
- les facteurs saisonniers (par exemple, les jours fériés ou les événements majeurs) ou
- le comportement de consommation (par exemple, les jours de semaine par rapport aux week-ends).

Les prix baissent lorsque la production est élevée et la demande faible, ce qui indique aux producteurs de réduire leur production pour éviter de surcharger le réseau. Sur tous les marchés Day-Ahead et tous les marchés Intraday d'EPEX SPOT, les prix de l'électricité peuvent tomber en dessous de zéro.

Dans certaines circonstances, les prix négatifs permettent au système électrique de faire face à une offre excédentaire soudaine d'énergie et d'envoyer des signaux de marché appropriés pour réduire la production ou augmenter la consommation. Dans ce cas, les producteurs thermiques doivent comparer leurs coûts d'arrêt et de redémarrage de leurs centrales avec les coûts de vente de leur énergie à un prix négatif (ce qui signifie payer au lieu de recevoir de l'argent). Si leurs moyens de production sont suffisamment flexibles, ils arrêteront de produire pendant cette période, ce qui empêchera ou amortira le prix négatif sur le marché de gros et atténuera la tension sur le réseau. Les producteurs d'énergie renouvelable bénéficient d'incitations similaires lorsqu'ils ne bénéficient pas d'un régime de subvention (c'est-à-dire d'un tarif de rachat ou d'une prime à la production).

Les prix négatifs de l'électricité sont-ils un concept théorique ou l'acheteur est-il réellement payé pour acheter de l'électricité ?

La survenance des prix négatifs n'est pas un concept théorique. Les acheteurs reçoivent effectivement des paiements et de l'électricité de la part des vendeurs. Cependant, il faut garder à l'esprit que si un producteur est prêt à accepter des prix négatifs, cela signifie qu'il est moins coûteux pour lui de maintenir ses centrales électriques en ligne que de les arrêter et de les redémarrer plus tard.

Quelle est la fréquence des prix négatifs ?

Les prix négatifs sont un phénomène relativement rare, car plusieurs facteurs doivent se produire en même temps. En Allemagne, où la production inflexible d'électricité à partir d'énergies renouvelables augmente, 301 heures sur 46 jours avec des prix négatifs ont été observées sur le marché Day-Ahead en 2023, alors qu'ils représentaient 69 heures sur 12 jours en 2022. Cela signifie que 3,4 % des heures en 2023 étaient négatives contre 0,79 % en 2022. Sur le marché intrajournalier allemand, 316 heures ont enregistré des prix négatifs pendant 66 jours en 2023. Quant aux Pays-Bas, les prix du marché Day-Ahead ont atteint des valeurs négatives pendant 316 heures en 2023, et 383 heures sur le marché Intraday. Si ces marchés n'étaient pas couplés, les prix négatifs seraient plus fréquents et les pics de prix plus importants.

Pour plus de statistiques sur les prix négatifs, veuillez envoyer un courriel à press@epexspot.com.

Les prix spot négatifs de l'électricité ne menacent-ils pas les activités des producteurs ?

Les prix négatifs sont un signal, un indicateur pour les acteurs du marché. Si les producteurs décident de maintenir leur production, c'est qu'ils ont calculé que c'était la meilleure et la plus rentable solution pour eux, compte tenu des coûts d'arrêt et de redémarrage de leurs centrales, ou, pour les énergies renouvelables, compte tenu de leur régime de soutien. Si le nombre d'occurrences de prix négatifs devient trop important, cela pourrait remettre en question l'analyse de rentabilité des futurs actifs de production, mais aussi justifier l'achat d'unités de consommation ou d'actifs de stockage.

Les prix négatifs au comptant de l'électricité sont-ils défavorables aux actifs renouvelables et découragent-ils les investissements verts ?

Les prix négatifs indiquent qu'il y a trop de production. Si les énergies renouvelables sont intégrées au marché et ne sont pas subventionnées, les investisseurs seraient amenés à éviter de surinvestir dans la production (thermique ou nucléaire), ce qui limiterait l'apparition de prix négatifs. Etant donné que le marché de l'électricité connaît des périodes de prix négatifs, ce dernier finira par s'ajuster grâce à des solutions de stockage et de flexibilité. Les prix négatifs incitent à innover et à trouver de nouvelles solutions pour gérer l'inflexibilité du système électrique, par exemple en investissant dans des batteries ou en trouvant de nouveaux moyens d'absorber la production excédentaire, comme la production d'hydrogène vert.

Existe-t-il des moyens d'atténuer ou d'empêcher les prix négatifs ?

Les régimes de soutien aux énergies renouvelables doivent être progressivement supprimés afin d'éviter les surinvestissements et les situations d'offre excédentaire qui favorisent les prix négatifs. En outre, le cadre général devrait permettre aux consommateurs de profiter davantage des prix négatifs et d'augmenter leur consommation pendant ces périodes de prix négatifs. A cet égard, les tarifs dynamiques et les compteurs intelligents contribuent à cette dynamique.

La liquidité - basée sur une offre et une demande importantes - est essentielle pour réduire l'occurrence des prix négatifs. C'est là que les solutions de négociation transfrontalière entrent en jeu. Sur le marché Day-Ahead, le couplage des marchés offre une solution pour l'utilisation optimale des capacités transfrontalières entre deux ou plusieurs marchés. Grâce au couplage des marchés journaliers, les prix négatifs sont atténués ou évités. Par exemple, en cas de prix bas ou négatifs en Allemagne, en France et au Benelux, le Danemark et la Suède peuvent importer de l'électricité jusqu'à ce que la capacité transfrontalière soit entièrement utilisée ou que les prix convergent. Le couplage unique intrajournalier fonctionne selon les mêmes principes.

En outre, notamment dans le contexte de la transition énergétique, les solutions de flexibilité deviennent essentielles. Les actifs supplémentaires qui peuvent augmenter ou réduire leur

consommation d'électricité, tels que le stockage sur batterie, les centres de données ou les véhicules électriques, doivent jouer un rôle plus actif dans l'équilibrage du système électrique. Cela peut se faire, par exemple, par l'intermédiaire de marchés locaux de flexibilité, tels que celui développé par EPEX au Royaume-Uni ou aux Pays-Bas.

Les gouvernements doivent-ils empêcher l'apparition de prix spot négatifs pour l'électricité ? Est-ce la faute du "merit-order" ?

Les prix négatifs, comme tous les prix sur le marché de gros de l'électricité, sont porteurs d'informations précieuses sur l'équilibre entre l'offre et la demande dans le système électrique. Cela incite à optimiser le système électrique par des investissements. Par exemple, si les prix sont élevés, cela incite à réduire la consommation et à investir dans des actifs de production supplémentaires. Si les prix sont bas, cela incite à une production et une consommation d'électricité plus flexibles, où de nouvelles solutions seront développées. Intervenir dans la formation des prix enverrait un signal de prix faussé, empêchant le développement de ces solutions alors que la réalité sous-jacente du système électrique resterait inchangée.

Le principe de l'ordre de mérite appliqué sur le marché de l'électricité garantit que la demande est toujours satisfaite au coût le plus bas possible pour la société. Sur les marchés couplés journaliers, une vente aux enchères quotidienne est organisée et tous les vendeurs sont payés au même prix de compensation du marché. Pendant certaines heures, la production renouvelable moins chère fixe le prix ; le reste du temps, ce sont les actifs de production plus coûteux qui fixent le prix. Pendant ces heures où les prix sont plus élevés, les producteurs d'énergie renouvelable sont toujours payés au prix du marché, et la différence par rapport à leur coût marginal leur permet de refinancer leurs actifs.

Depuis quand existe-t-il des prix négatifs sur le marché spot de l'électricité ?

Les prix négatifs ont apparu pour la première fois en 2008 sur le marché Day-Ahead allemand/autrichien et en 2007 sur le marché Intraday allemand. En 2010, ils se sont produits sur les marchés Day-Ahead et Intraday français. Aujourd'hui, les processus communs du couplage unique Day-Ahead et du couplage unique Intraday prévoient des prix de compensation négatifs pour la session de couplage des marchés.

Existe-t-il des limites aux prix négatifs ? Si oui, pourquoi ?

Oui, il existe des plafonds de prix qui sont très rarement atteints. Il s'agit d'une limite technique économiquement logique pour le négoce de l'électricité. Sur les marchés Day-Ahead couplés, le prix de compensation minimum harmonisé est de -500€/MWh. Sur les marchés couplés Intraday continu, il est de -9999 €/MWh. Les prix maximum et minimum harmonisés appliqués par toutes les bourses de l'électricité qui font partie du couplage des marchés paneuropéens suivent une méthodologie commune qui est également validée par l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER et les autorités de régulation nationales).