

Analyses complémentaires de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs

26/11/2024

01.

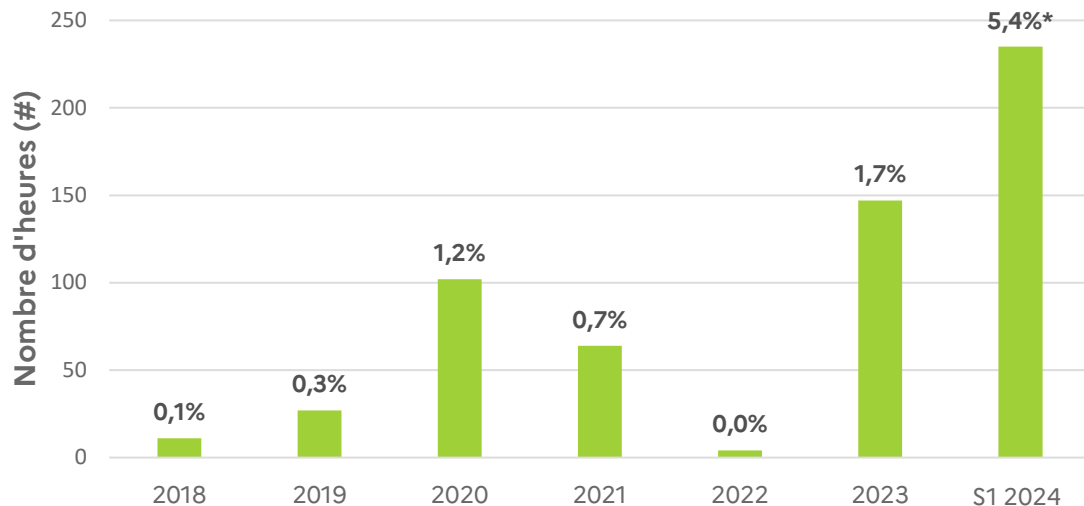
Contexte

Augmentation du nombre d'heures à prix négatifs en France (1/2)

Dans cette présentation :

- une heure sera considérée comme « à prix négatif » lorsque le prix relatif à cette heure sur le marché Spot (pour livraison le lendemain) est strictement négatif ;
- La période d'analyse s'achève à la fin du S1 2024.

Forte augmentation du nombre d'heures de prix négatifs depuis 2023



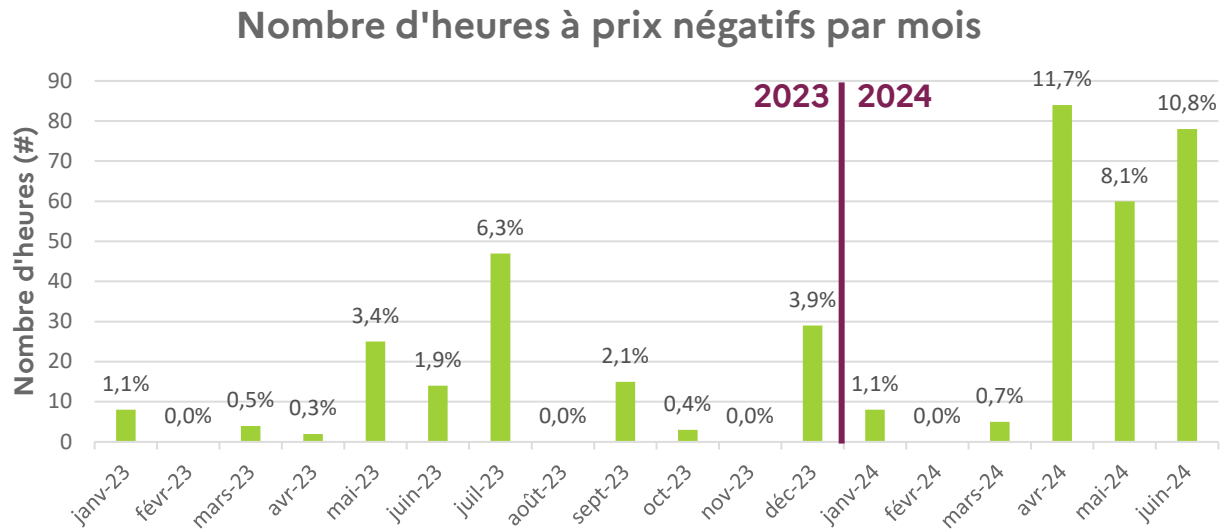
(* Les chiffres exprimés en % correspondent à la part d'heures de la période lors desquelles les prix ont été négatifs.

- La 1^{ère} heure lors de laquelle le prix Spot en France a été négatif s'est produite en 2010.
- **235 heures à prix négatifs au S1 2024 = 5,4 % des heures sur cette période.**
- Le nombre d'heures à prix négatif au S1 2024 est déjà sensiblement plus élevé que le total d'heures à prix négatif observé lors des années précédentes.



Près de la moitié des heures à prix négatif depuis début 2023 sont comprises entre -0,1 €/MWh et 0 €/MWh.

Augmentation du nombre d'heures de prix négatifs en France (2/2)



- L'occurrence de prix négatifs est très variable selon les mois.
- Au T2 2024, 10,2 % des heures ont été marquées par des prix négatifs, avec un pic en avril (11,7% des heures du mois).

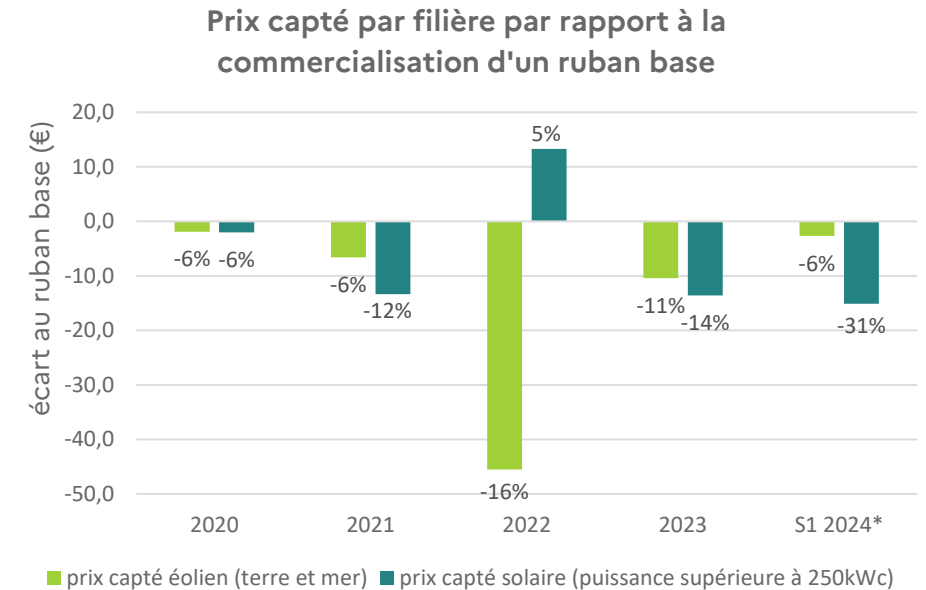
Quid des prix faiblement positifs ?

L'augmentation du nombre d'heures à prix faibles et proches de 0 €/MWh est une conséquence naturelle du développement d'installations à coût marginal proche de zéro, comme le solaire ou l'éolien.

Cette augmentation est de nature à :

- **dégrader la rentabilité de l'ensemble des installations qui ne bénéficient pas de dispositif de soutien** (en fonctionnement ou non lors de ces heures) dans la mesure où ils ne perçoivent pas de revenus sur un nombre d'heure plus conséquents ;
- diminuer le prix capturé des installations EnR soutenues. Compte tenu des modalités des contrats de soutien, **l'Etat porte budgétairement le risque de cannibalisation du revenu associé.**

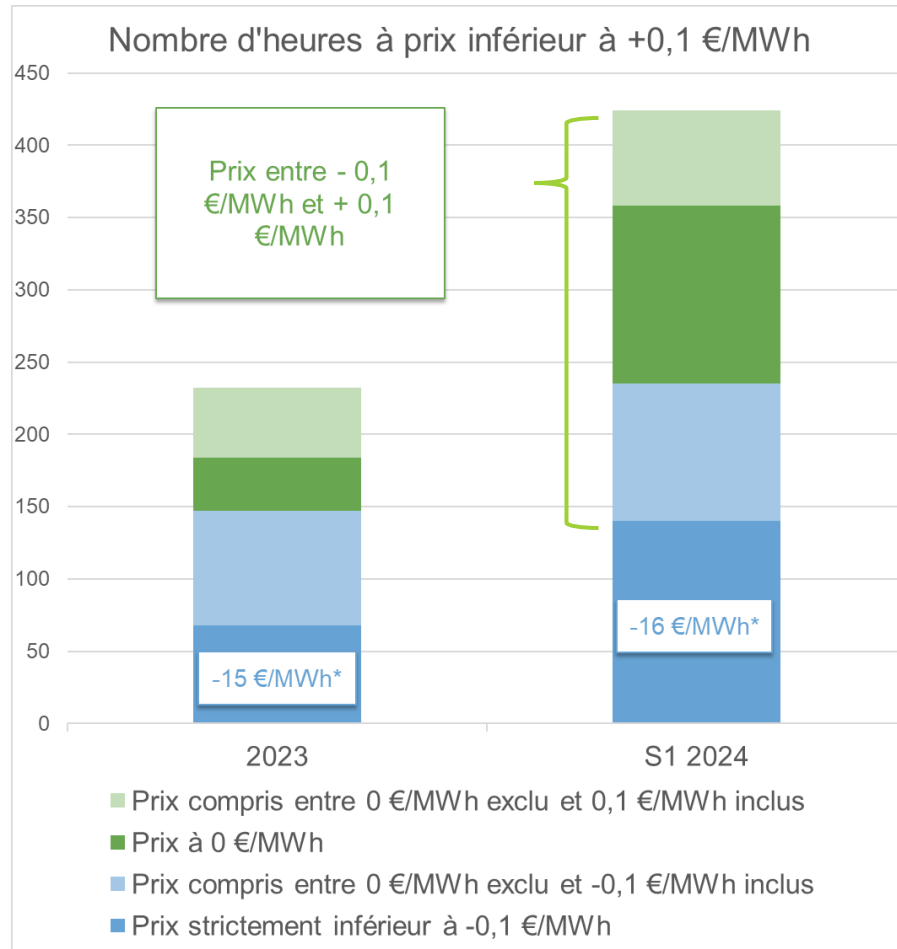
Cet aspect relève d'un choix de politique énergétique plus général et ne sera pas abordé dans cette présentation, qui se concentre sur la question des prix négatifs (et non, plus généralement, sur l'impact de l'évolution du mix sur le niveau des prix de gros).



02.

Caractérisation des heures lors desquelles les prix sont négatifs

Mise en perspective du niveau en €/MWh des prix négatifs

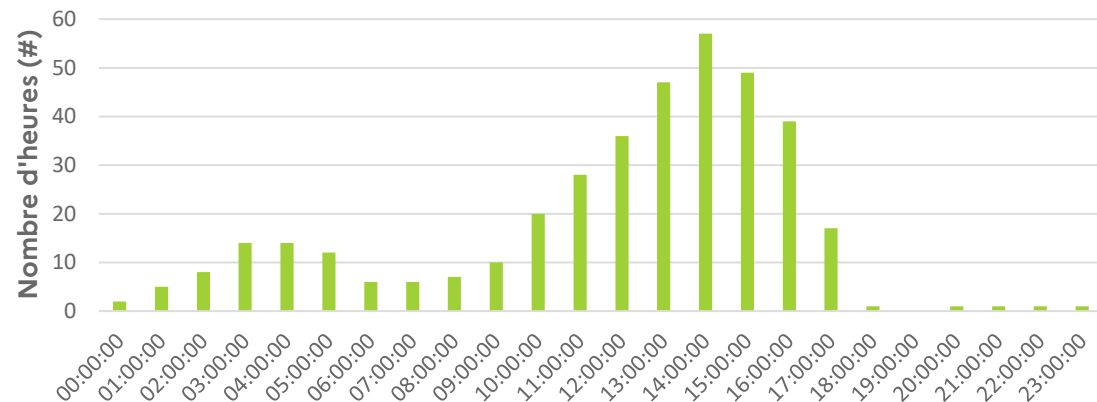


(*) Prix moyen observé pour les prix strictement inférieurs à -0,1 €/MWh

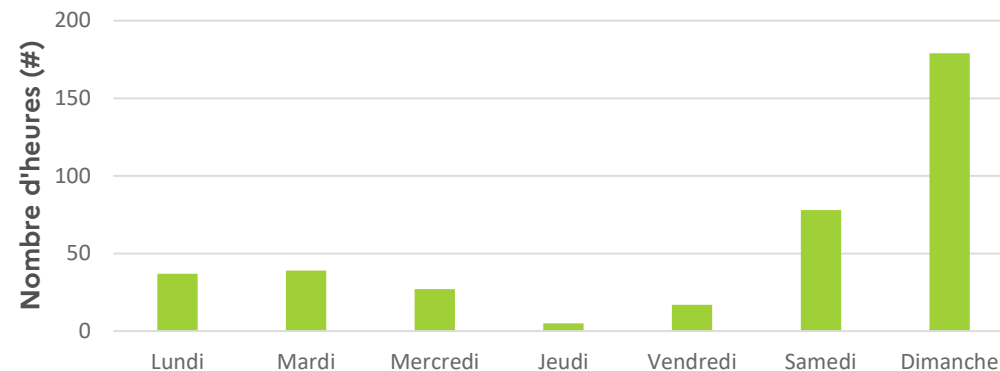
- Depuis début 2023 et jusqu'à la fin du S1 2024, **45,5% des 382 heures à prix négatif sont des heures avec des prix dans l'intervalle [-0,1€/MWh ; 0€/MWh[**. Les autres heures sont caractérisées par des prix d'en moyenne **-15,5 €/MWh** (min. à **-134,9 €/MWh**).
- Par ailleurs, **le nombre d'heures lors desquelles les prix sont très faiblement positifs ([0 ; 0,1€/MWh]) est aussi conséquent** : depuis début 2023 et jusqu'à la fin du S1 2024, les situations où les prix sont très faiblement positifs représentent **274 heures**.
- Le « coût marginal technique » de l'éolien et du PV est proche de 0. **Pour une heure donnée, lorsque la dernière centrale appelée est une installation EnR, le prix sur le marché J-1 devrait en théorie s'établir à un prix proche de 0 €/MWh** (légèrement négatif en pratique pour des raisons techniques de fonctionnement du marché spot). Dans ce cas, la demande est satisfaite par une production partielle du parc EnR et la production des centrales peu flexibles à la baisse.

Distribution des heures de prix négatifs au sein d'une journée / d'une semaine

Répartition des heures à prix négatifs selon les heures de la journée (2023 - juin 2024)



Répartition des heures à prix négatifs selon les jours de la semaine (2023 - juin 2024)



Depuis 2023 :

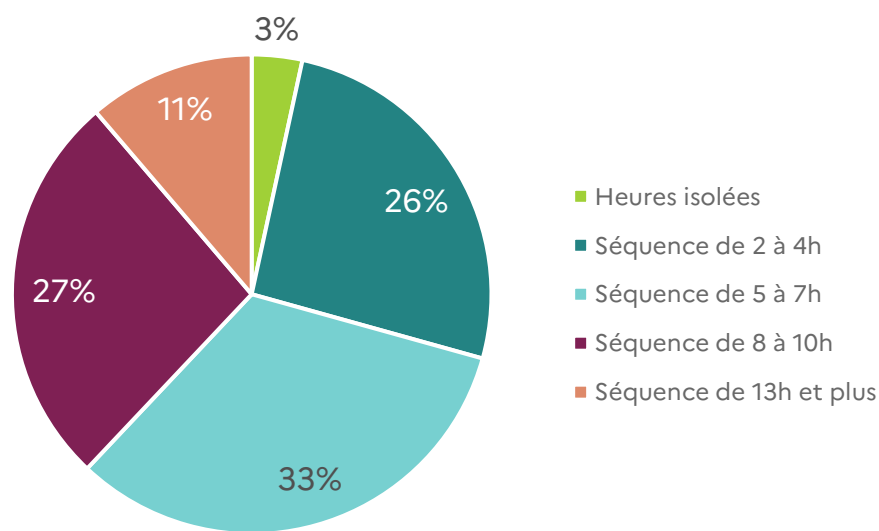
- les heures à prix négatif interviennent majoritairement **en début d'après-midi (entre 12h et 16h) et pendant la nuit (entre 2h et 6h)**.
- ces plages de 4h concentrent respectivement **49,5% et 12,6%** des heures à prix négatif lors de la période.

Depuis 2023 :

- Les heures à prix négatifs interviennent majoritairement **le week-end**.
- **20,4 %** des heures de prix négatifs sont ainsi intervenues le **samedi** et **46,9 % le dimanche**.

Intégration des heures à prix négatif au sein de séquences

Répartition des heures à prix négatifs au sein de séquences



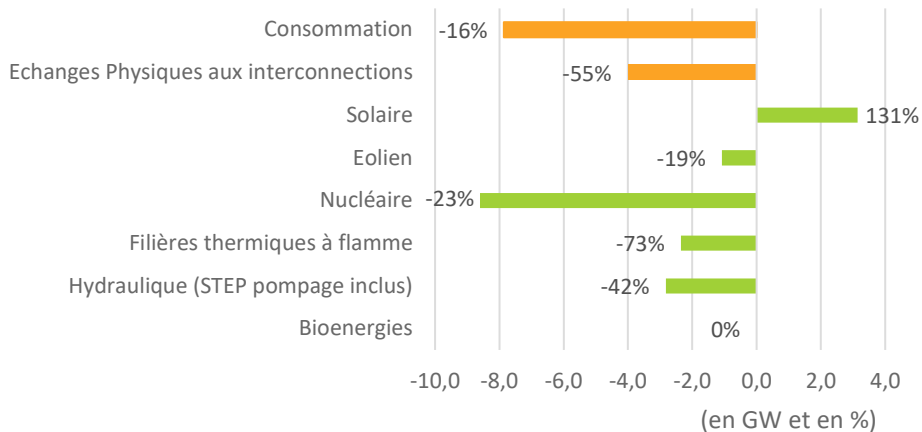
- Les **382 heures à prix négatif** observées entre début 2023 et fin juin 2024 ont donné lieu à **81 séquences d'heures** successives à prix négatif.
- Une heure à prix négatif se situe en moyenne au sein d'une séquence d'environ **5 heures successives de prix négatifs**.
- **Les heures isolées à prix négatif sont très peu nombreuses (seulement 13 heures, soit 3%).**
- **Les séquences d'heures à prix négatif sont généralement précédées/succédées d'heures avec des prix faibles :**
 - **une heure qui est adjacente** à une séquence d'heures à prix négatif présente en moyenne un prix de **3,5 €/MWh** ;
 - **les 3 heures adjacentes** présentent en moyenne un prix de **14,5 €/MWh**.

Equilibre offre-demande lors d'une heure à prix négatif



Le graphique compare les données de production/consommation lors des heures à prix négatif par rapport aux heures à prix positifs/nuls, ce qui permet d'appréhender la contribution par filière à l'atténuation/l'augmentation de la situation de surproduction. Les écarts intègrent différents effets : 1) une production/consommation naturellement plus élevée lors de certaines heures qui peuvent concourir à la formation d'un prix négatif ; 2) une baisse/hausse de production/consommation en réaction au prix négatif observé.

Ecart de production/consommation lors d'une heure à prix négatifs



L'écart en GW et en % correspond à l'écart de la production de la filière en heure à prix négatif par rapport à une heure à prix positif ou nul (étude sur l'ensemble des heures entre début 2023 et fin juin 2024).

- La consommation est en moyenne plus faible de 16% (-7,9 GW).
- Les échanges physiques (imports-exports) aux interconnexions se réduisent de 4 GW en prix négatifs (moins d'exports). Lorsque qu'un prix est négatif en France, il l'est a priori en moyenne plus dans les pays voisins (détail en slide 19).
- S'agissant de l'éolien et du PV, les chiffres sont agrégés (OA/CR/hors soutien). La production éolienne est plus faible de 19 %. Néanmoins, en considérant uniquement les heures nocturnes (20h-8h) à prix négatifs (19 % du total), la production est plus élevée de 1,7 GW (+31 % par rapport à la moyenne sur cette plage). La production PV est plus élevée de 131 % lors des heures à prix négatifs. En considérant uniquement les heures diurnes (8h-20h) à prix négatifs (81 % du total), la production de la filière est plus élevée de 2 GW (+42 % par rapport à la production moyenne sur cette plage).
- Le nucléaire a une production plus faible de 23 % (- 8,6 GW).
- Les filières gaz, charbon et fioul ont une production plus basse, de 2,3 GW. La production en prix négatifs n'est cependant pas nulle bien qu'elle soit inférieure de 73% par rapport à la production hors prix négatifs.
- La filière hydraulique présente une production nette plus basse de 2,8 GW, soit - 42% par rapport à sa production hors prix négatifs. Cette baisse est principalement portée par les STEP (consommation plus élevée de 1,9 GW lors de ces heures). S'agissant de l'hydro éclusé/au fil de l'eau (production horaire moyenne de 4,8 GW), la production n'est pas plus basse.

03.

Influence des pays voisins dans la survenance de prix négatifs en France

Détail des flux aux interconnexions lorsque les prix sont négatifs en France

Lorsque le prix journalier est négatif en France :

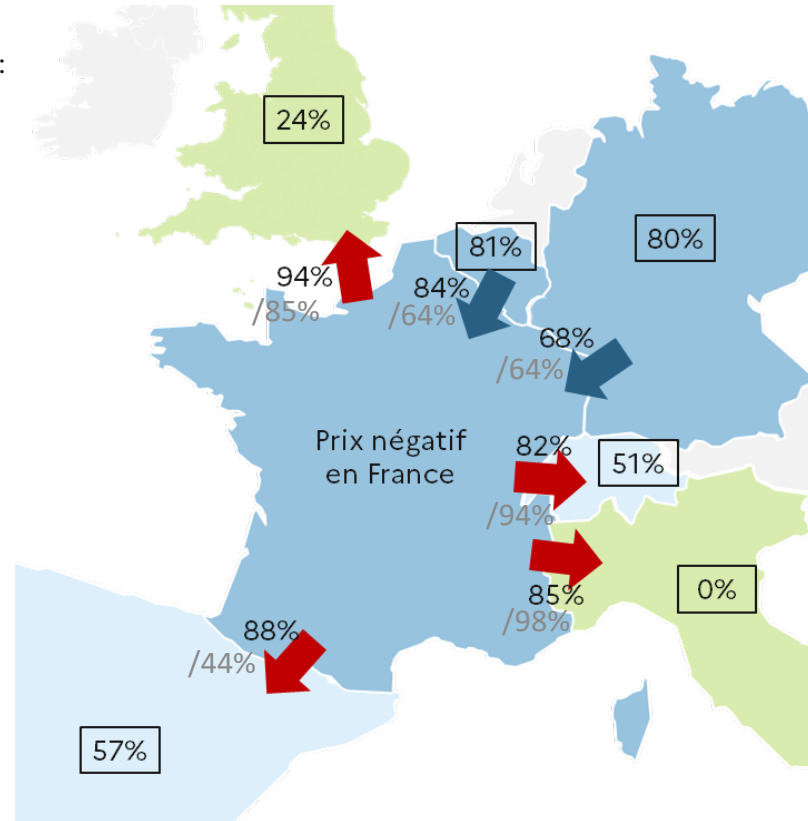
Le prix journalier dans les pays voisins est :

- majoritairement négatif
- sans tendance forte
- majoritairement positif

X% Pourcentage du temps où les prix sont également négatifs dans le pays *

Les flux commerciaux journaliers aux frontières françaises sont majoritairement des :

- Importations (pourcentage du temps cas prix négatif / pourcentage du temps sur l'ensemble de la période)
- Exportations (pourcentage du temps cas prix négatif / pourcentage du temps sur l'ensemble de la période)



Lorsque le prix est négatif sur le marché journalier en France*, la France est exportatrice dans 85 % des cas, mais dans des volumes au global inférieurs à une situation de prix positifs.

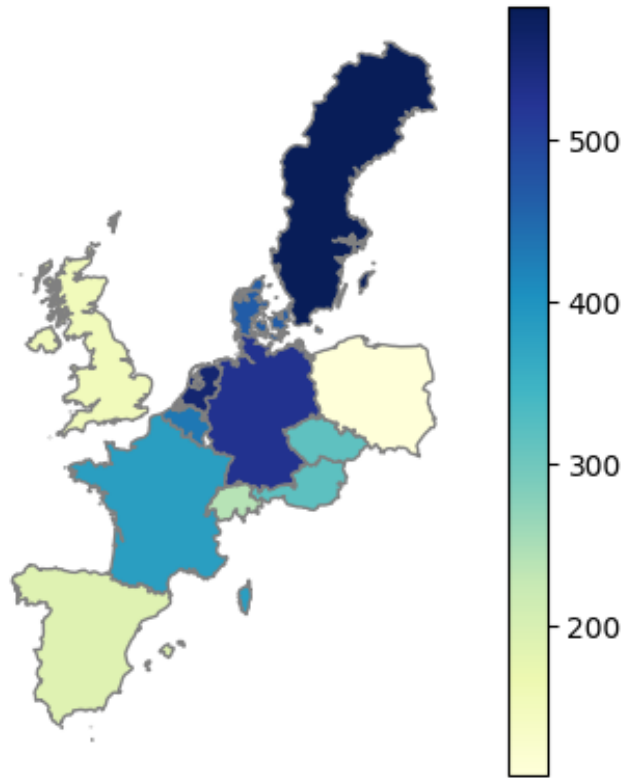
On constate une structure de marché et de flux commerciaux dominantes en cas de prix négatifs en France :

- La Belgique et l'Allemagne ont des prix négatifs et exportent vers la France. Cela pourrait s'expliquer par le fort taux de pénétration du renouvelable en Belgique et Allemagne et la possible corrélation entre les productions renouvelables des trois pays.
- La France exporte vers ses autres voisins.

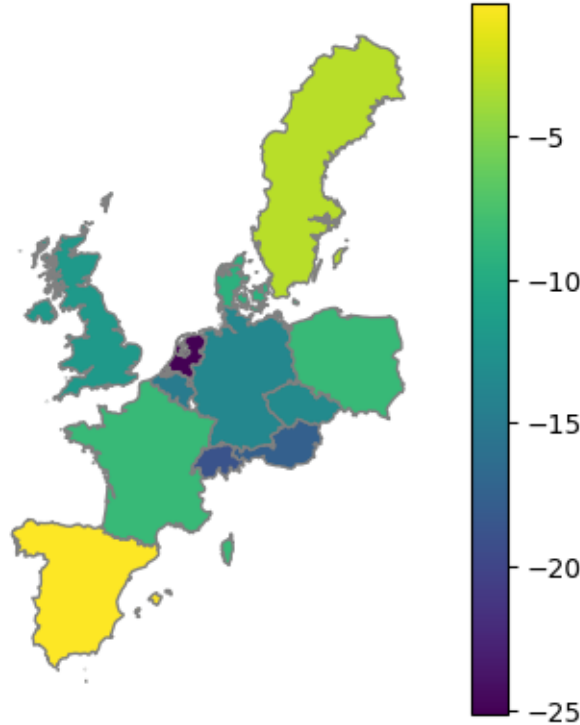
* Pour l'Espagne, sont comptabilisés les prix nuls et négatifs.

* Pour les heures à prix négatif observées en 2023 et au S1 2024.

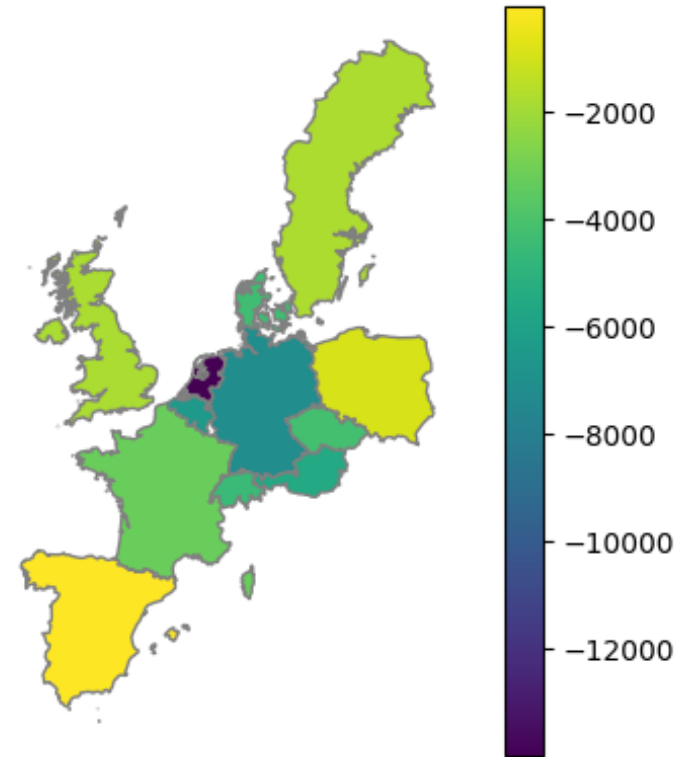
Caractérisations des prix négatifs selon les pays



Nombre d'heures à prix négatifs entre début 2023 et fin du S1 2024



Prix moyen des heures à prix négatifs entre début 2023 et fin S1 2024



Somme en €/MWh des prix négatifs entre début 2023 et fin S1 2024

Beaucoup de facteurs entrent en compte dans la formation d'éventuels prix négatifs :

- la composition du mix électrique ;
- le fonctionnement détaillé de l'ensemble des règles de marché, des dispositifs de soutien et des rémunération annexes de certaines installations.

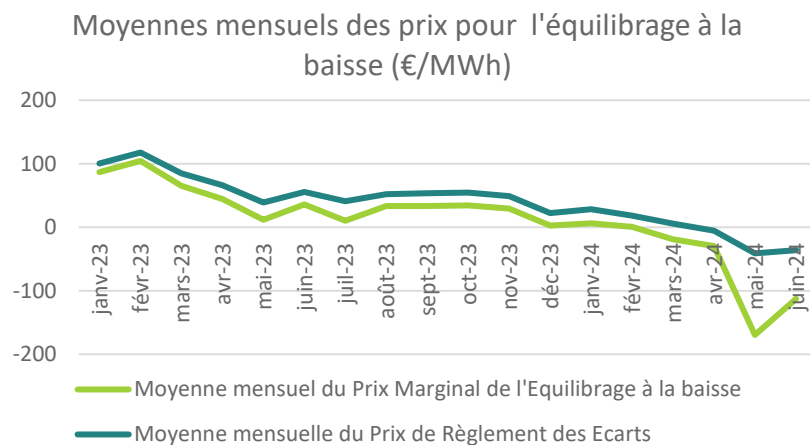
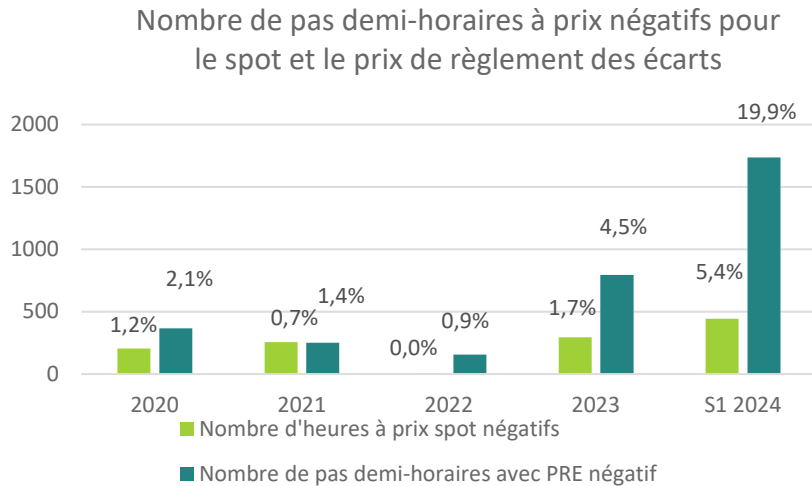
Il est donc particulièrement difficile d'expliquer clairement les raisons pour lesquelles les prix peuvent être davantage négatifs dans certains pays.

04.

Existence de prix négatifs à l'échéance de l'équilibrage

Des prix négatifs existent aussi à l'échéance équilibrage car RTE manque d'offres d'activation à la baisse peu coûteuses

A l'échéance de l'équilibrage, les prix de règlement des écarts négatifs apparaissent lorsque les producteurs souhaitent être payés pour réduire leur production. La faible participation des EnR à l'équilibrage entraîne des prix de règlement des écarts négatifs parfois très bas.



- Le **Prix de Règlement des Ecart (PRE)** reflète le coût des activations de RTE pour assurer l'EOD. Il est payé par les RE courts (consommation > production) et reçu par les RE longs. Généralement, un **PRE négatif** signifie que la **production excède la consommation** et que **RTE paye des actifs de production pour qu'ils diminuent leur production**. Cette situation était historiquement rare car le parc thermique paie RTE pour économiser le combustible.
- Le lien entre **prix Spot négatif** et **PRE négatif** n'est pas immédiat, car tout dépend du déséquilibre du système sur l'h considérée. Lorsque le système est long et que le prix Spot est faible ou négatif, le PRE devient négatif. En revanche, si le système est court le PRE pourra être positif malgré un prix spot négatif.
- De la même manière que pour le prix spot, la hausse de la production ENR en France augmente la fréquence des PRE négatifs depuis deux ans. La fréquence de PRE négatifs est cependant plus élevée car le coût de la flexibilité à la baisse est + élevé à l'échéance de l'équilibrage.
- **2 facteurs concourent aux actuels niveaux de PRE négatifs élevés (cf. partie 2 sur les pistes d'évolution)** :
 - Les EnR participent très peu à l'équilibrage alors que les offres à la baisse sont techniquement réalisables.
 - Les prix proposés par les ENR participant au MA reflètent leur manque à gagner par rapport au CR au lieu d'être quasi-nuls (offres à prix négatifs).

05.

Retour d'expérience sur la coupure des parcs EnR en période de prix négatif

Des incitations différentes en fonction du mode de soutien

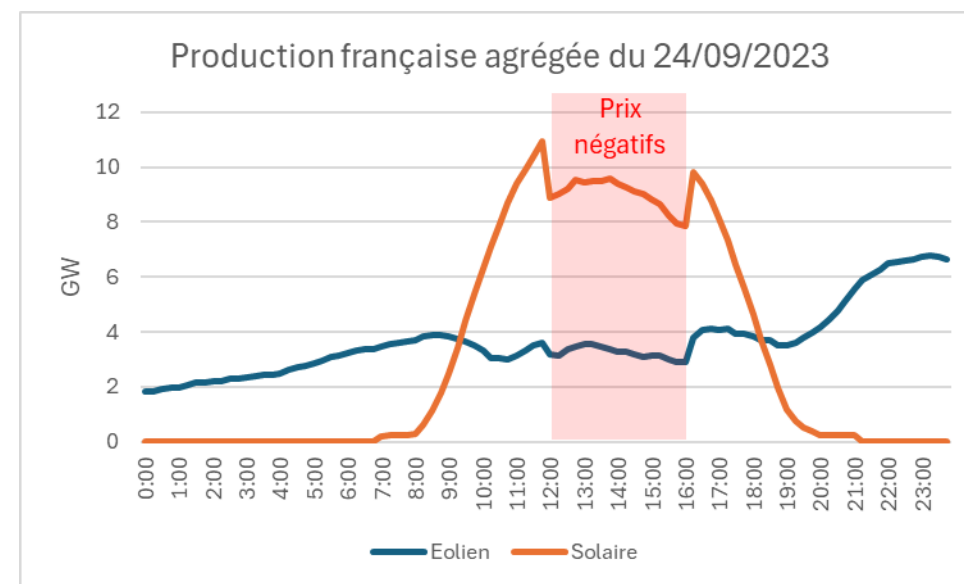
En 2023, la production éolienne et PV était encore majoritairement composée de parcs sous OA.

1) **Les parcs sous OA n'ont aucune incitation à couper leur production** en cas d'heure de prix négatif.

2) **Les parcs hors soutien ont une incitation à couper leur production** en cas d'heure de prix négatif : une production lors de ces heures engendre des revenus marchands négatifs. Certains contrats de vente (producteur-agrégateur ou producteur-consommateur) peuvent toutefois prévoir une rémunération fixe en €/MWh, sans clause relative aux prix négatifs. De manière similaire à l'OA, le producteur n'a alors aucune incitation à couper sa production.

3) **Les parcs sous CR disposent d'une double incitation à couper leur production** en cas de prix négatifs :

- **Le CR (T-M0) est versé uniquement pour le volume d'électricité produit par l'installation lors des heures pendant lesquelles le prix spot est positif ou nul.** En cas de production pendant une heure à prix négatif, la commercialisation de l'électricité engendre donc des pertes, comme pour les parcs non soutenus.
- **Par ailleurs, le producteur perçoit une compensation au-delà d'un certain seuil d'occurrence de prix négatifs (« prime de prix négatifs »).** Cette compensation correspond à une rémunération au niveau du tarif de référence d'une approximation normative du potentiel de production de l'installation. **Le versement de la prime est conditionné à la non-production de l'installation. Cette condition constitue donc une incitation supplémentaire à stopper la production.**



Constat sur les coupures actuelles des parcs sous CR : en 2023, en moyenne, environ 2/3 du parc CR en puissance s'éteint entièrement (production nulle sur l'heure) en cas de survenance d'une heure à prix négatif (légèrement plus pour l'éolien que pour le PV). Les installations qui ne s'éteignent quasiment jamais entièrement en 2023 (<10% des heures de prix négatif) représentent environ 10% du parc en puissance.

Consultation informelle des producteurs/agrégateurs

A la suite de la remontée de plusieurs problématiques techniques, la CRE a lancé **fin mai** une **consultation informelle des producteurs/agrégateurs** et a obtenu 10 contributions (6 agrégateurs, 3 représentants de filière et RTE).

Tous les parcs ne sont pas équipés de dispositif d'arrêt à distance (notamment les plus anciens). Dans ce cas, le parc ne peut être coupé que manuellement, en se rendant sur site. **L'augmentation du nombre de prix négatifs est une incitation forte à investir dans ces dispositifs. Leur mise en place peut toutefois être complexe pour certains parcs existants.**

Lorsque l'installation est équipée de ce dispositif, **la commande à distance est réalisée par le producteur ou déléguée à l'agréateur (dispositif de communication à mettre en place).**

Plusieurs dysfonctionnements peuvent apparaître et impliquer que le parc ne s'éteigne pas bien :

- erreurs de communication entre l'agréateur et le producteur, le cas échéant ;
- perte de signal avec le dispositif d'arrêt à distance (les installations sont plutôt situées dans des zones blanches) ;
- dysfonctionnement du système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) permettant l'échange d'informations/de commandes.

L'arrêt de l'installation est **quasi-immédiat pour le PV et de l'ordre de quelques minutes pour l'éolien terrestre**. Dans certains cas, les arrêts peuvent également intervenir trop tôt/trop tard, et de même pour le redémarrage. Si le parc rencontre des difficultés à redémarrer (refroidissement des machines qui peuvent impliquer des temps de latence pour l'éolien notamment), les pertes pour le producteur peuvent être conséquentes.

La croissance observée des heures à prix négatif devrait globalement contribuer à améliorer la réactivité des parcs EnR sous CR et plus généralement de l'ensemble des installations incitées à moduler leur production à la baisse.