



Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 mai 2020

Étude

Berne, juin 2020

Table des matières

1	Introduction.....	4
2	Niveau et évolution des prix spot	5
3	Prix négatifs en Allemagne.....	8
4	Prix négatifs en Suisse	17
5	Prix négatifs en France	20
6	Conclusion	27
	Parenthèse	29
	Bibliographie.....	30

Liste des figures

Figure 1: Moyenne mensuelle des prix spot aux enchères Day Ahead de la bourse EPEX Spot pour la Suisse, la France et l'Allemagne	6
Figure 2: Évolution des prix horaires Day Ahead EPEX Spot pour la Suisse comme lieu de livraison ..	6
Figure 3: Évolution des prix horaires Day Ahead EPEX Spot pour la France comme lieu de livraison .	7
Figure 4: Évolution des prix horaires Day Ahead EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison	7
Figure 5: Écart type en continu des 28 derniers jours de négoce sur la base des prix spot horaires historiques avec l'Allemagne comme lieu de livraison	8
Figure 6: Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour l'Allemagne comme lieu de livraison	8
Figure 7: Nombre d'heures avec des prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour l'Allemagne comme lieu de livraison.....	9
Figure 8: Nombre de jours avec des prix horaires négatifs par mois et par an pour l'Allemagne comme pays de livraison.....	9
Figure 9: Nombre de jours avec un prix Base négatif par mois et par an pour l'Allemagne comme pays de livraison	10
Figure 10: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Allemagne	11
Figure 11: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an, sous forme de ligne, en Allemagne.....	11
Figure 12: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison du 1 ^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020	12
Figure 13: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison du 1 ^{er} janvier au 31 mai 2020.....	12
Figure 14: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2019	13
Figure 15: Production éolienne mensuelle moyenne (offshore et onshore) en Allemagne par mois et par an	14
Figure 16: Production solaire mensuelle moyenne en Allemagne par mois et par an.....	14
Figure 17: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne moyenne en Allemagne sur l'axe vertical (y).....	15
Figure 18: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne et solaire moyenne en Allemagne sur l'axe vertical (y)	15
Figure 19: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne, solaire, nucléaire et de biomasse moyenne en Allemagne sur l'axe vertical (y) .	16

Figure 20: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne, solaire, nucléaire et de biomasse moyenne en Allemagne moins la consommation sur l'axe vertical (y)	16
Figure 21: Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour la Suisse comme lieu de livraison.....	17
Figure 22: Nombre d'heures à prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour la Suisse comme lieu de livraison	17
Figure 23: Nombre de jours avec des prix horaires négatifs par mois et par an pour la Suisse comme pays de livraison	18
Figure 24: Nombre de jours avec un prix Base négatif par mois et par an pour la Suisse comme pays de livraison	18
Figure 25: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Suisse.....	19
Figure 26: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an, sous forme de ligne, en Suisse À gauche de 2015 à 2020. À droite 2015 et 2020 représentées séparément.	19
Figure 27: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour la Suisse comme lieu de livraison du 1 ^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020.....	20
Figure 28: Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour la France comme lieu de livraison	21
Figure 29: Nombre d'heures à prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour la France comme lieu de livraison	21
Figure 30: Nombre de jours avec des prix horaires négatifs par mois et par an pour la France comme pays de livraison	22
Figure 31: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en France	23
Figure 32: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an, sous forme de ligne, en France	23
Figure 33: Production éolienne annuelle moyenne en France	24
Figure 34: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour la France comme lieu de livraison du 1 ^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020	24

Liste des tableaux

Tableau 1: Caractéristiques des prix négatifs en Allemagne	25
Tableau 2: Caractéristiques des prix négatifs en Suisse	25
Tableau 3: Caractéristiques des prix négatifs en France.....	26

1 Introduction

La faiblesse des prix spot au cours du premier semestre 2020 et la multiplication des prix négatifs (en particulier en Allemagne) ont motivé cette étude. Pour l'année 2020, seules les données jusqu'au 31 mai compris ont été utilisées pour l'ensemble des graphiques.

Chaque jour, des quantités d'électricité sont négociées pour chaque heure du jour suivant dans le cadre des enchères à la bourse EPEX Spot. Les exploitants de centrales affichent leurs offres de vente sur la base des ordres passés à la bourse selon le principe de l'ordre de mérite (les coûts variables de la production d'électricité déterminent l'ordre d'appel des centrales). Les négociants en énergie révèlent aussi leur disponibilité pour la vente par le biais de leurs enchères. La courbe de l'offre découle de la quantité programmée de toutes les offres de vente par ordre croissant. Avec les offres d'achat, les acheteurs signalent combien d'énergie ils sont prêts à acheter à un certain prix. La courbe de la demande découle des offres d'achat par ordre décroissant. L'intersection de la courbe de l'offre et de la demande détermine le prix d'équilibre du marché (*market clearing price*). Ce prix est applicable pour tous les ordres qui ont été passés, c'est-à-dire pour toutes les offres de vente inférieures au prix d'équilibre du marché et pour toutes les offres d'achat supérieures au prix d'équilibre du marché. La centrale avec les coûts marginaux au prix d'équilibre du marché (appelée aussi centrale marginale) ou l'offre de négoce au prix d'équilibre du marché définissent le cours boursier pour cette heure pour l'ensemble des centrales concernées, même si elles ont proposé des prix différents.

La production issue des énergies renouvelables a un impact sur l'ordre de mérite. Les fluctuations et l'injection d'énergie éolienne et solaire avec des coûts marginaux presque nuls évincent les centrales de pointe des premières places dans l'ordre de mérite. Les centrales conventionnelles ne couvrent plus que la demande résiduelle, soit la demande déduction faite des fluctuations des énergies renouvelables.

Les prix négatifs sont une particularité du marché de gros de l'électricité. Étant donné que l'électricité n'est pas stockable et que l'offre (électricité produite) doit correspondre à tout moment à la demande, il peut y avoir des prix négatifs à certaines heures. Sur sa page d'accueil, EPEX Spot définit les prix négatifs comme un signal de prix sur le marché de gros de l'électricité quand un niveau élevé de production d'électricité inflexible se heurte à une faible demande.

L'Institut Fraunhofer pour la recherche sur les systèmes et l'innovation (Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung et al., 2015) établit que les circonstances suivantes peuvent expliquer l'apparition de prix négatifs sur le marché de l'électricité :

- Restrictions techniques et coûts d'opportunité. Des centrales conventionnelles ont une flexibilité limitée en raison de restrictions techniques. D'une part, le taux de variation de la puissance est limité pour des raisons techniques (raison pour laquelle elles ne peuvent pas adapter rapidement leur puissance d'une heure à l'autre). D'autre part, elles doivent présenter une certaine puissance minimale (*must run*) pour garantir une exploitation stable. Par ailleurs, les centrales thermiques ont des coûts de démarrage non négligeables. Ce sont des coûts non récurrents qui se présentent à chaque démarrage de la centrale et sont en grande partie indépendants de la durée de fonctionnement qui suit le démarrage.

C'est pourquoi, il peut être plus avantageux pour l'exploitant de la centrale de payer un certain prix pendant quelques heures pour l'électricité qu'il produit en trop que de devoir arrêter la centrale. Afin d'éviter des prix négatifs, l'exploitant peut décider de mettre à l'arrêt la centrale. Mais si les prix de l'électricité remontent, il se peut que l'exploitant ne puisse pas la vendre car il lui faut plusieurs heures pour redémarrer la centrale.

En renonçant à la production pendant une heure à prix négatifs, l'exploitant renonce potentiellement aussi à la production au cours des heures avoisinantes et donc potentiellement aux contributions de couverture positives pendant ces heures. L'« exploitation ininterrompue » d'une centrale dans les heures à prix négatifs permet aussi d'éviter des coûts liés à un redémarrage ultérieur. Si les coûts (coûts effectifs et d'opportunité) qui découlent de l'arrêt et du

redémarrage d'une centrale pour son exploitant sont plus élevés que la perte escomptée due à la vente d'électricité en dessous des coûts de production (voire au paiement pour la vente de l'électricité en cas de prix négatifs), le producteur est prêt à fournir son électricité au marché en dessous des coûts de production.

- **Autres obligations contractuelles.** Les exploitants de centrales peuvent proposer leur production non seulement sur le marché Day Ahead, mais aussi sur le marché de l'énergie de réglage. Si un fournisseur a proposé un *redispatching* négatif, il doit être en mesure, en cas de demande en ce sens, d'arrêter la centrale. L'exploitant évalue ainsi si les recettes issues de la mise en réserve de la puissance de réglage excèdent les contributions de couverture, le cas échéant, négatives de la production d'électricité. Il n'a parfois pas le choix si les obligations pour le marché de l'énergie de réglage ont été contractées avant le moment des enchères Day Ahead. La fourniture de *redispatching* positif (c.-à-d. l'augmentation de la production en cas de demande visant à augmenter certaines unités de production) est une autre raison de ne pas arrêter les centrales malgré des prix négatifs. Les installations de couplage chaleur-force ont des obligations supplémentaires de commercialisation des programmes prévisionnels d'énergie. Elles doivent répondre à une demande de chaleur de leurs propres installations, alors que la production d'électricité est un produit secondaire. Ici aussi, des contributions de couverture négatives sont acceptées sur le marché de l'électricité compte tenu des possibilités et des coûts.
- **Cadre réglementaire.** Les énergies éolienne et solaire sont proposées aux enchères Day Ahead en partie sans limite de prix pour rendre compte de la priorité d'injection aux énergies renouvelables sur le marché. En outre, certains exploitants d'installations ont intérêt à injecter de l'électricité même en cas de prix Day Ahead négatifs. C'est notamment le cas des exploitants d'énergies renouvelables qui commercialisent directement leur installation et reçoivent ainsi une prime de marché pour chaque kWh produit en plus des recettes issues de la commercialisation directe. Tant que les recettes négatives (via la vente à la bourse EPEX Spot) ne dépassent pas celles de la prime de marché, ces exploitants produiront aussi en cas de prix négatifs. « Par ailleurs, la commercialisation d'électricité à rémunération fixe selon l'EEG (loi allemande pour le développement des énergies renouvelables) par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) en vertu de l'AusglMechAV (ordonnance allemande sur l'exécution du mécanisme de compensation) peut entraîner des prix négatifs. Conformément à la réglementation correspondante, les GRT affichent des offres illimitées ou, dans des cas particuliers, des offres fluctuant entre -350 EUR/MWh et -150 EUR/MWh » (Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung et al., 2015).

2 Niveau et évolution des prix spot

La moyenne des prix Day Ahead mensuels des dernières années montre que l'année 2018 a enregistré des prix particulièrement élevés alors qu'en 2020, on observe des prix plus bas pour chaque mois jusqu'en mai par rapport aux années précédentes (voir la Figure 1). La faiblesse du complexe énergétique global, des prix bas pour le charbon, le gaz et le CO₂, une consommation réduite en raison de la pandémie de coronavirus, des températures clémentes et une production élevée d'énergie éolienne et solaire ont conduit en 2020 à des prix particulièrement bas aux enchères quotidiennes Day Ahead.

La courbe des prix est convexe pour toutes les années sous revue. Elle est généralement plane au cours des mois d'été, à l'exception de 2018 où les prix ont déjà commencé à monter en mai. En 2017 et 2019, les prix étaient plus élevés en début qu'en fin d'année. En 2016 et 2018 en revanche, il apparaît que les prix mensuels étaient plus élevés au quatrième trimestre (T4) qu'au premier trimestre (T1). Pour 2015, ils étaient à un niveau similaire au cours des mois d'hiver.

L'évolution et le niveau des prix spot sont très semblables en Suisse, en France et en Allemagne. Le niveau des prix est plus bas l'hiver en Allemagne qu'en France et en Suisse. L'évolution de la courbe

des prix en Suisse est particulière en 2020 : elle est plus diagonale qu'en Allemagne et en France, où la différence de prix est très importante entre janvier et février et plus faible entre février et mars.

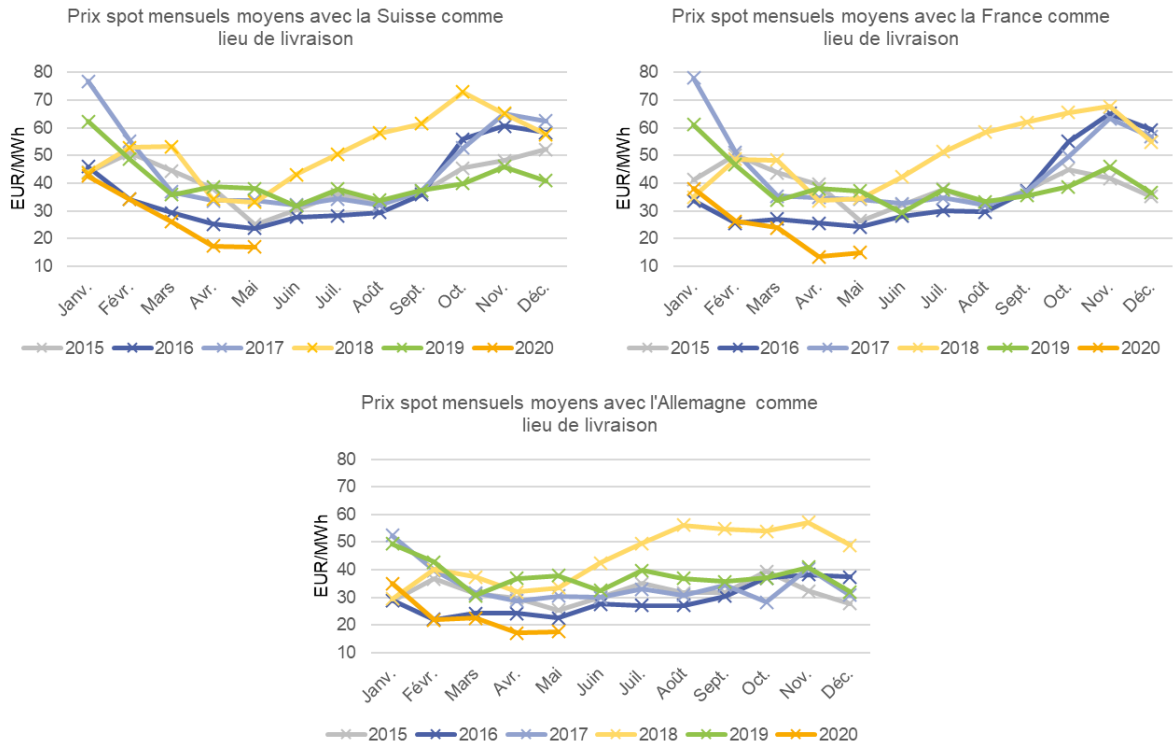


Figure 1: Moyenne mensuelle des prix spot aux enchères Day Ahead de la bourse EPEX Spot pour la Suisse, la France et l'Allemagne (2020 : données jusqu'au 31 mai)

Les figures ci-dessous montrent l'évolution des prix horaires Day Ahead EPEX Spot depuis le 1^{er} janvier 2015 pour la Suisse, la France et l'Allemagne. En France, il n'y a plus eu de valeurs aberrantes positives depuis 2018 (prix horaires supérieurs à 200 EUR/MWh). En Allemagne, il y a davantage de valeurs aberrantes négatives. En Suisse, ces valeurs sont rares, même si elles sont plus fréquentes depuis le mois de mars 2020.

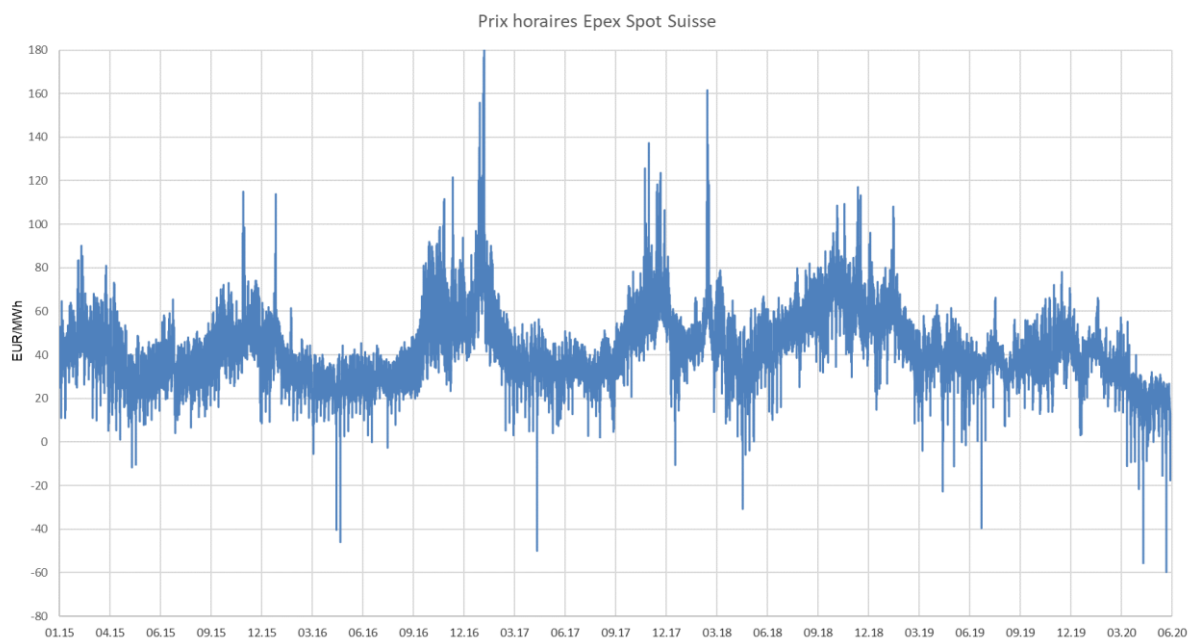


Figure 2: Évolution des prix horaires Day Ahead EPEX Spot pour la Suisse comme lieu de livraison

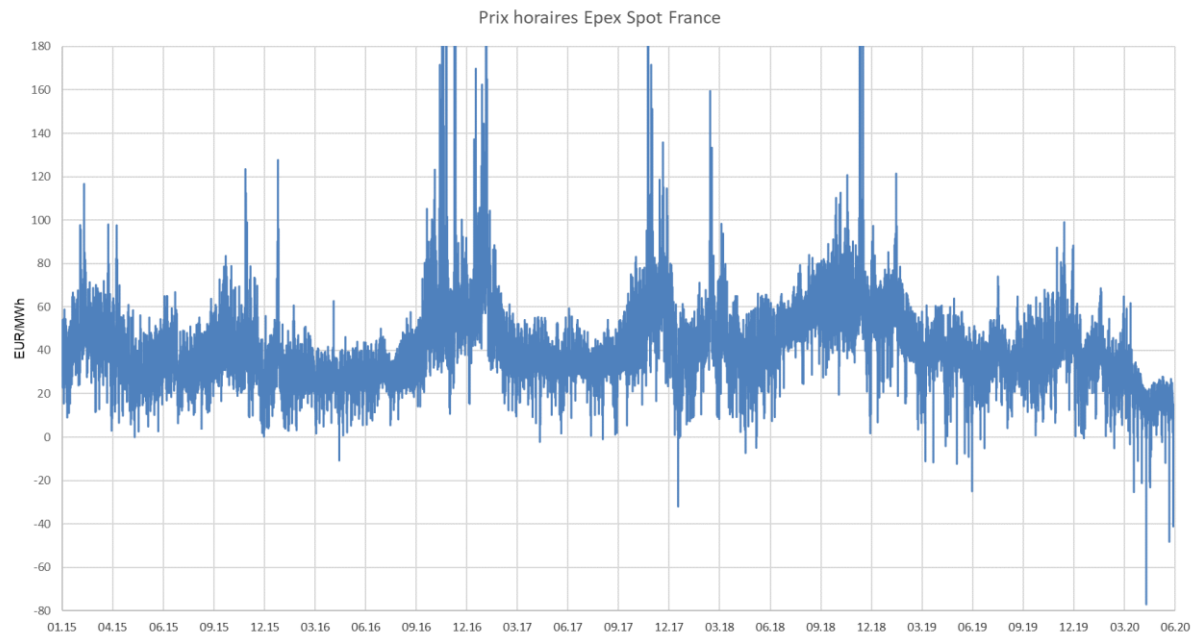


Figure 3: Évolution des prix horaires Day Ahead EPEX Spot pour la France comme lieu de livraison

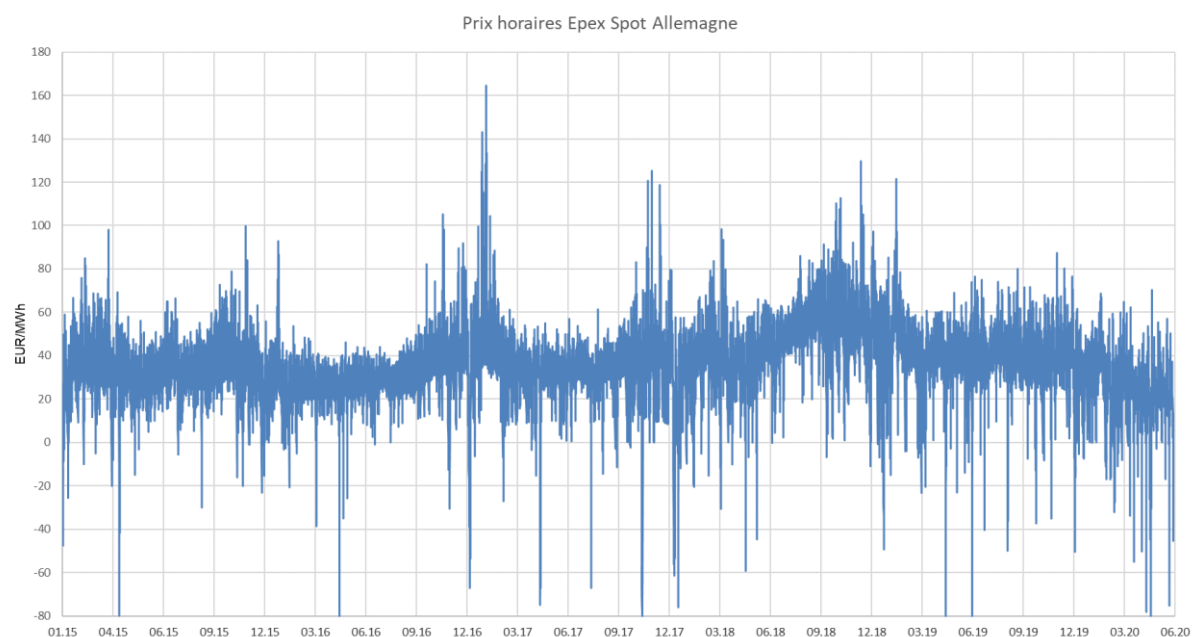


Figure 4: Évolution des prix horaires Day Ahead EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison

Si l'on considère l'écart type sur la base des prix spot horaires historiques des 28 derniers jours de négoce¹ en Allemagne, il apparaît qu'il y a des périodes avec une forte volatilité, d'autres avec une faible volatilité (voir la Figure 5). En période de forte volatilité, il y a plus souvent des valeurs aberrantes de prix vers le haut ou vers le bas.

¹ L'étude se fonde sur une base de 28 jours au sens de Frauendorfer und Kiske (2018) afin de trouver un équilibre aussi idéal que possible entre une considération à très court terme – qui présente le risque qu'un seul prix spot extrême ait un impact immense sur la valeur globale avec une seule valeur aberrante – et une considération à long terme.

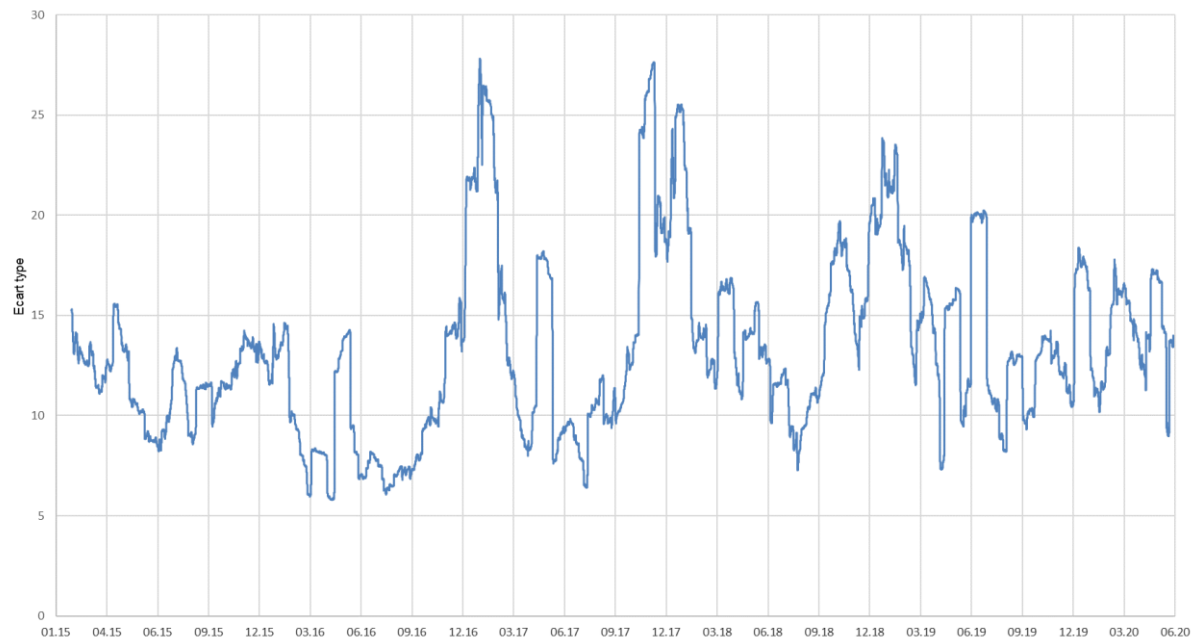


Figure 5: Écart type en continu des 28 derniers jours de négoce sur la base des prix spot horaires historiques avec l'Allemagne comme lieu de livraison

3 Prix négatifs en Allemagne

L'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs et du nombre de jours avec des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot est significative en Allemagne pour 2019 et 2020 (voir la Figure 6). Pour 2020, les graphiques ne comprennent que les données jusqu'au 31 mai, mais le nombre de prix horaires négatifs des années 2015 à 2018 est déjà dépassé. Il manque encore six cas pour atteindre les valeurs de 2019. Le nombre de jours où le prix Base (c.-à-d. la moyenne des prix spot des 24 heures d'une journée) est négatif reste relativement constant. La plupart du temps, seules quelques heures sont négatives, qui ne s'écartent pas trop vers le bas et ne parviennent pas à entraîner tout le Base dans le négatif.

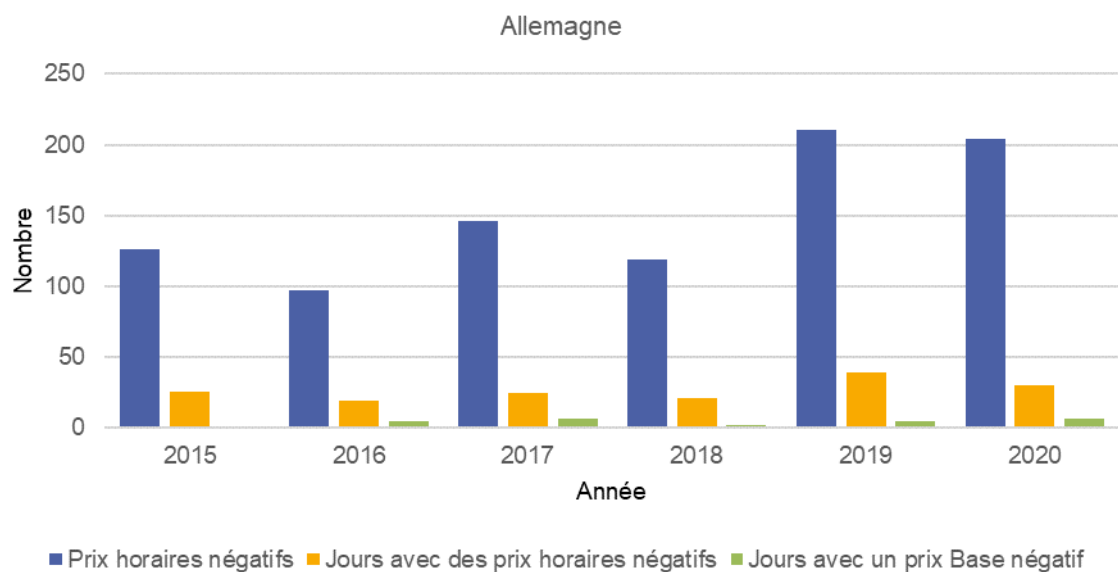


Figure 6: Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour l'Allemagne comme lieu de livraison (2020 : données jusqu'au 31 mai 2020)

Les figures suivantes montrent la répartition de ces éléments par mois.

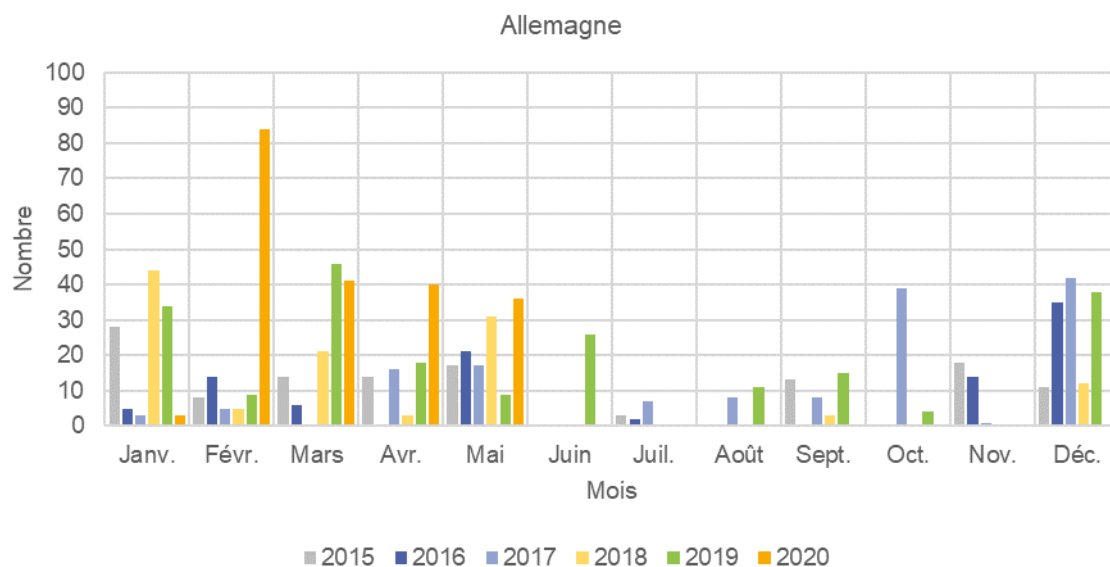


Figure 7: Nombre d'heures avec des prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour l'Allemagne comme lieu de livraison
(2020: données jusqu'au 31 mai)

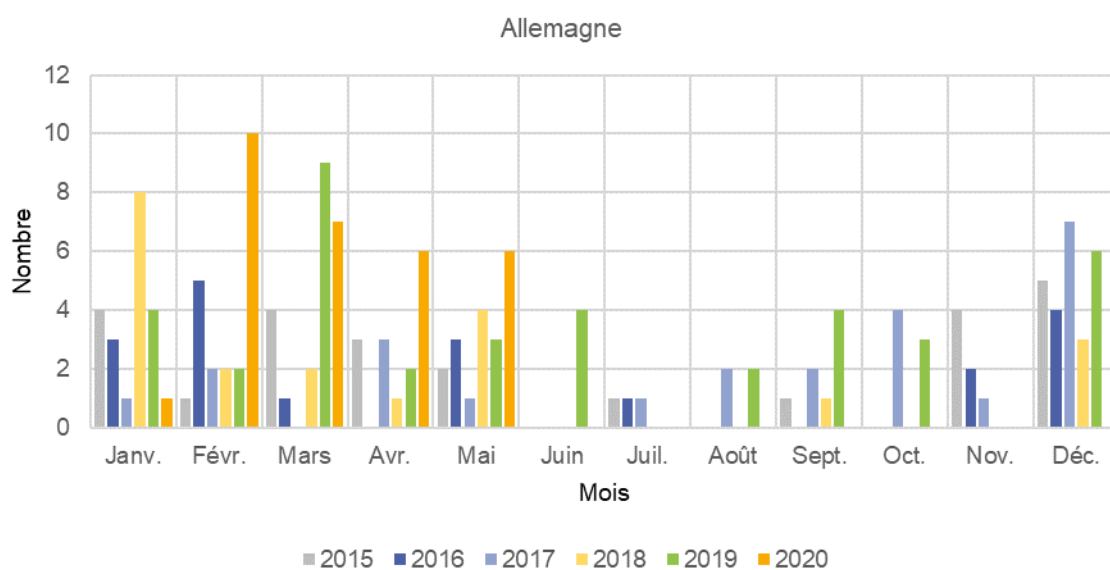


Figure 8: Nombre de jours avec des prix horaires négatifs par mois et par an pour l'Allemagne comme pays de livraison
(2020: données jusqu'au 31 mai)

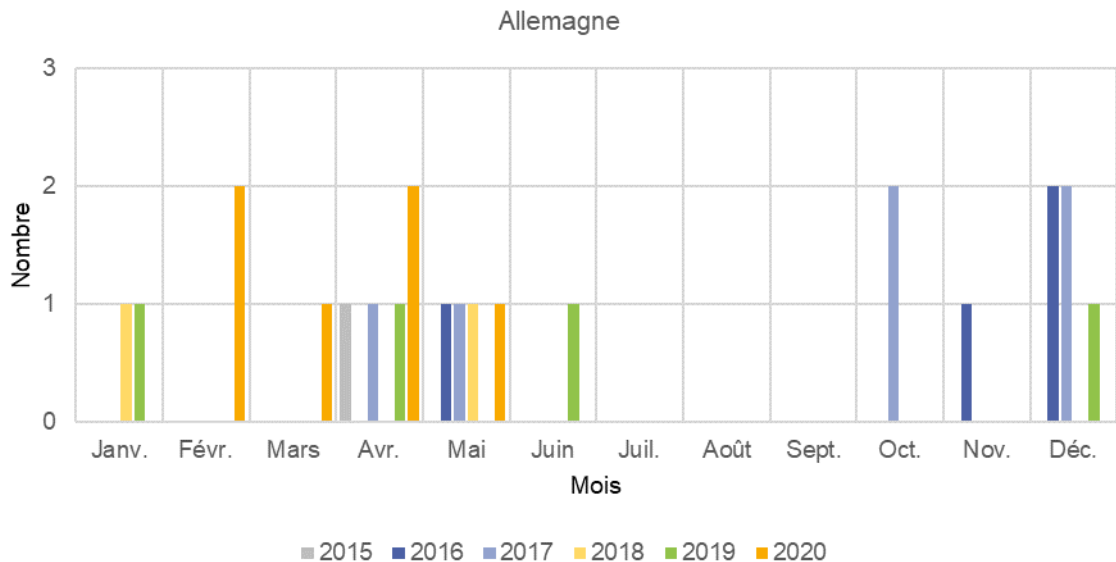


Figure 9: Nombre de jours avec un prix Base négatif par mois et par an pour l'Allemagne comme pays de livraison

(2020 : données jusqu'au 31 mai)

Les Figure 7, Figure 8 et Figure 9 révèlent une tendance : les prix négatifs sont plus fréquents en hiver qu'en été. Même s'il y a toujours eu des prix négatifs en décembre (en raison de la consommation plus faible durant les semaines de Noël, combinée avec l'injection de courant issu d'énergies renouvelables, surtout l'éolien), on constate ces dernières années une augmentation significative des prix horaires négatifs au premier trimestre et durant les mois d'avril et de mai. Les raisons peuvent en être multiples. Même si la demande en électricité est plus importante en hiver qu'en été, les injections importantes d'électricité éolienne interviennent plutôt au cours des mois d'hiver, au printemps ou en automne. Les révisions des centrales sont généralement effectuées durant les mois d'été, ce qui entraîne une réduction de l'offre des centrales conventionnelles, moins flexibles. La demande en chaleur est plus faible durant les mois d'été et la production d'électricité couplée à la chaleur est donc également moins importante qu'en hiver.

Si l'année 2018 a enregistré un pic d'heures négatives en janvier, celui-ci a eu lieu en mars pour 2019 et il semble, pour 2020, qu'il soit en février sur la base des données disponibles et évaluées jusqu'au moment de l'étude. À noter qu'il n'y a encore jamais eu autant d'heures à prix négatifs qu'en février 2020, où l'on observe presque le double du maximum de l'année précédente.

En considérant les heures de la journée où il y a des prix négatifs (voir les Figure 10 et Figure 11), on constate que si en 2015, près de 75 % des heures à prix négatifs survenaient encore entre minuit et 8 heures, cette proportion n'est plus que de 35 % en 2020. Entre 2016 et 2019, le nombre d'heures à prix négatifs est resté relativement stable durant les huit premières heures de la journée – entre près de 50 % et 60 %. Alors qu'en 2015, l'heure 2 (de 1 à 2 heures) et l'heure 3 (de 2 à 3 heures) en particulier étaient négatives (avec globalement 27 % des heures négatives en 2015), le nombre d'heures à prix négatifs en 2020 durant les huit premières heures de la journée se répartit assez également, même si l'heure 8 (de 7 à 8 heures) reste celle avec la plus faible part (à peine 3 % en 2020).

Tandis qu'en 2015, la part d'heures à prix négatifs entre 8 heures et 16 heures était encore légèrement inférieure à 20 %, elle représente près de 50 % en 2020. Les heures 14 (de 13 à 14 heures), 15 (de 14 à 15 heures) et 16 (de 15 à 16 heures) notamment sont plus souvent négatives.

La part d'heures à prix négatifs dans les huit dernières heures de la journée est relativement stable (moins de 10 %) depuis 2015, si l'on ne tient pas compte de l'heure 17 (de 16 à 17 heures). De manière

générale, les heures 19 (de 18 à 19 heures), 20 (de 19 à 20 heures) et 21 (de 20 à 21 heures) comptent chaque année dans moins de 1 % des cas parmi les heures à prix négatifs.

Le transfert de la part d'heures à prix négatifs entre 2015 et 2020 des huit premières heures de la journée aux heures 9 à 17 montre l'impact de la production d'énergie solaire. La demande résiduelle est toujours plus faible dans les heures 11 à 17 en particulier et a pour corollaire que les prix négatifs sont plus fréquents qu'ils ne l'étaient en 2015.

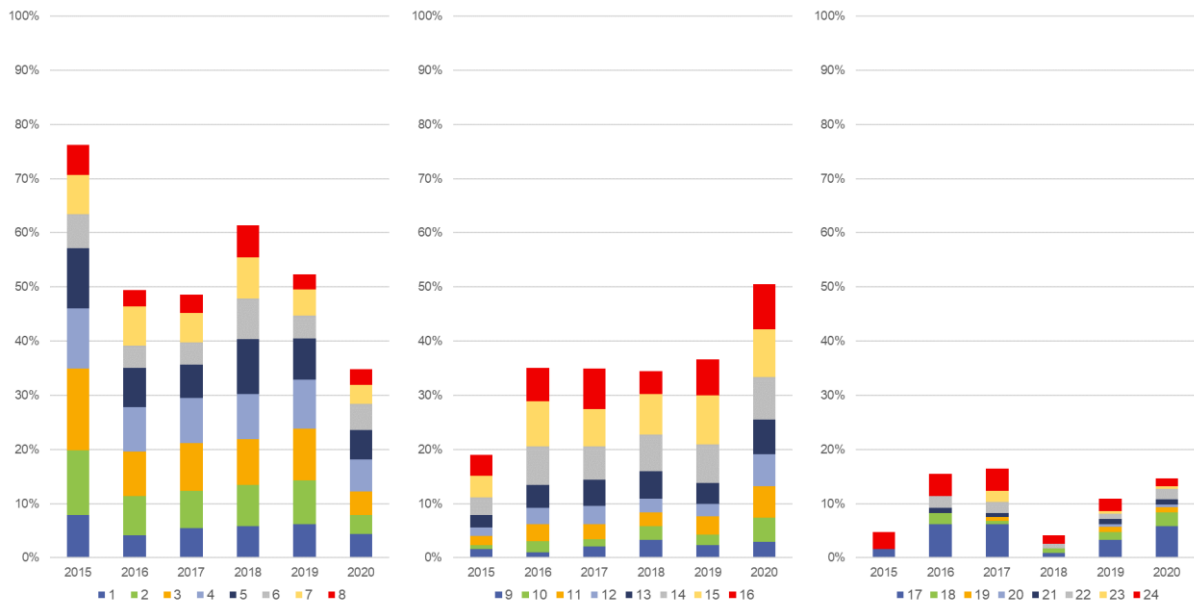


Figure 10: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Allemagne
À gauche la part des heures 1 à 8 (de minuit à 8 heures), au milieu celle des heures 9 à 16 (de 8 à 16 heures), à droite celle des heures 17 à 24 (de 16 heures à minuit)

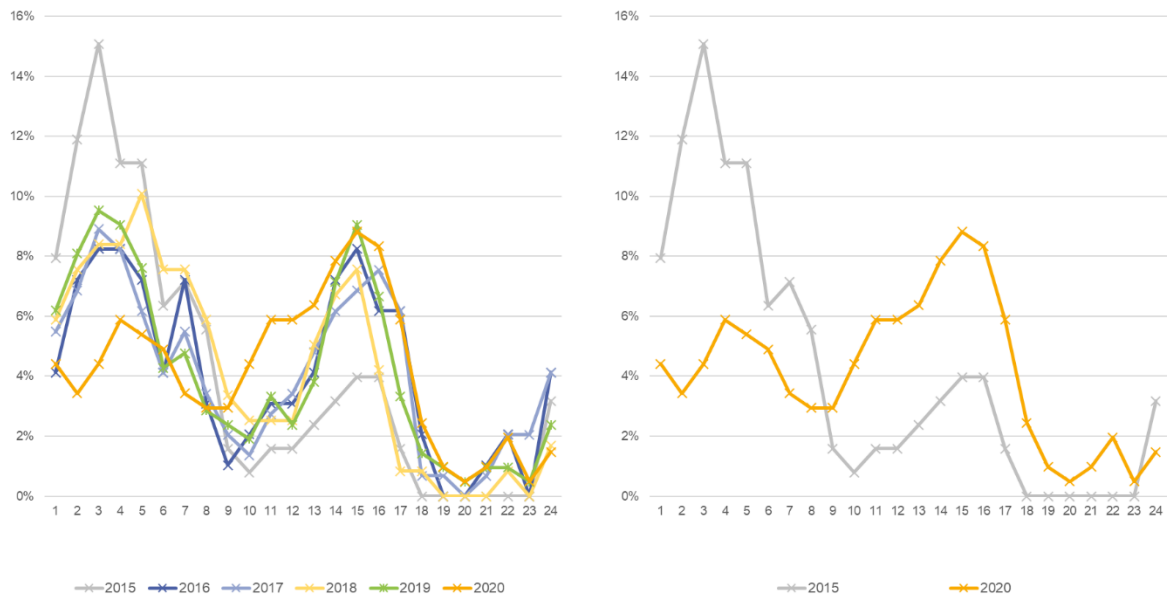


Figure 11: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an, sous forme de ligne, en Allemagne
À gauche de 2015 à 2020. À droite 2015 et 2020 représentées séparément.

La Figure 12 montre la répartition de la fréquence des prix négatifs en Allemagne. Du 1^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020, il y a eu au total 902 heures à prix négatifs, où 58 % d'entre elles (527 heures) avaient un prix entre -0,1 et -10 EUR/MWh.

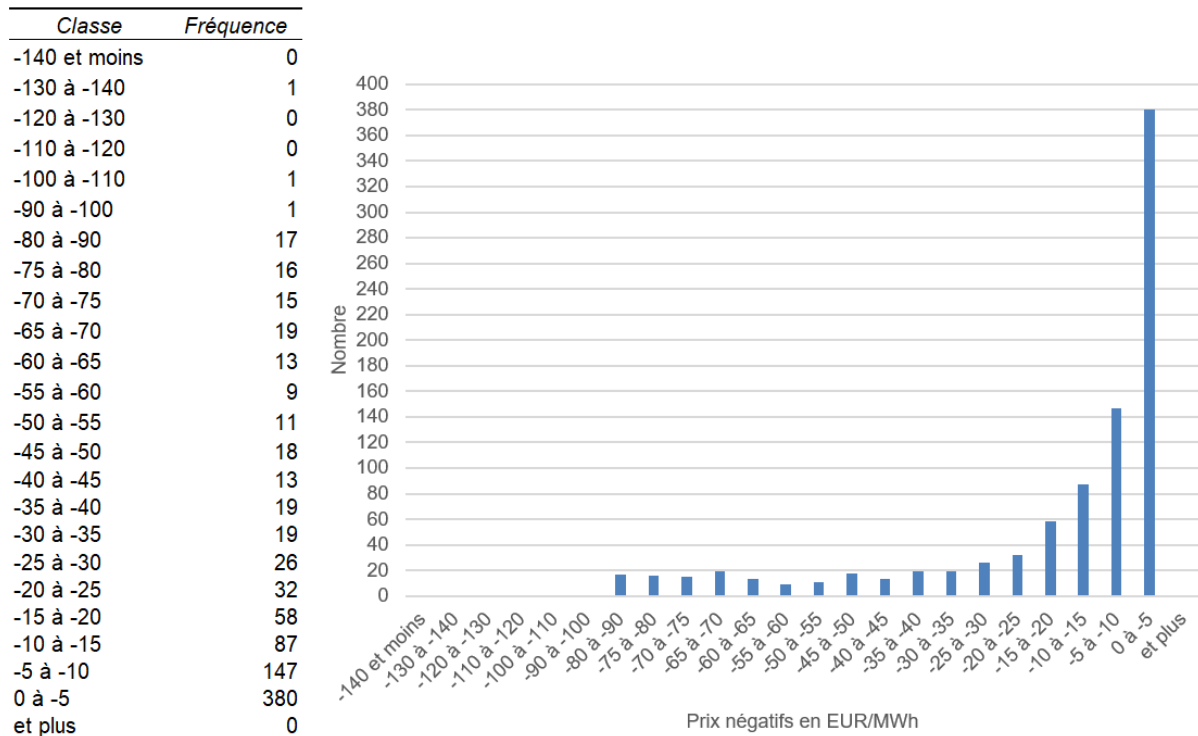


Figure 12: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison du 1^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020

La courbe de la répartition pour 2020 (jusqu'au 31 mai) (voir la Figure 13) est similaire à celle de 2019 (voir la Figure 14) et à celle des 5,5 dernières années (voir la Figure 12).

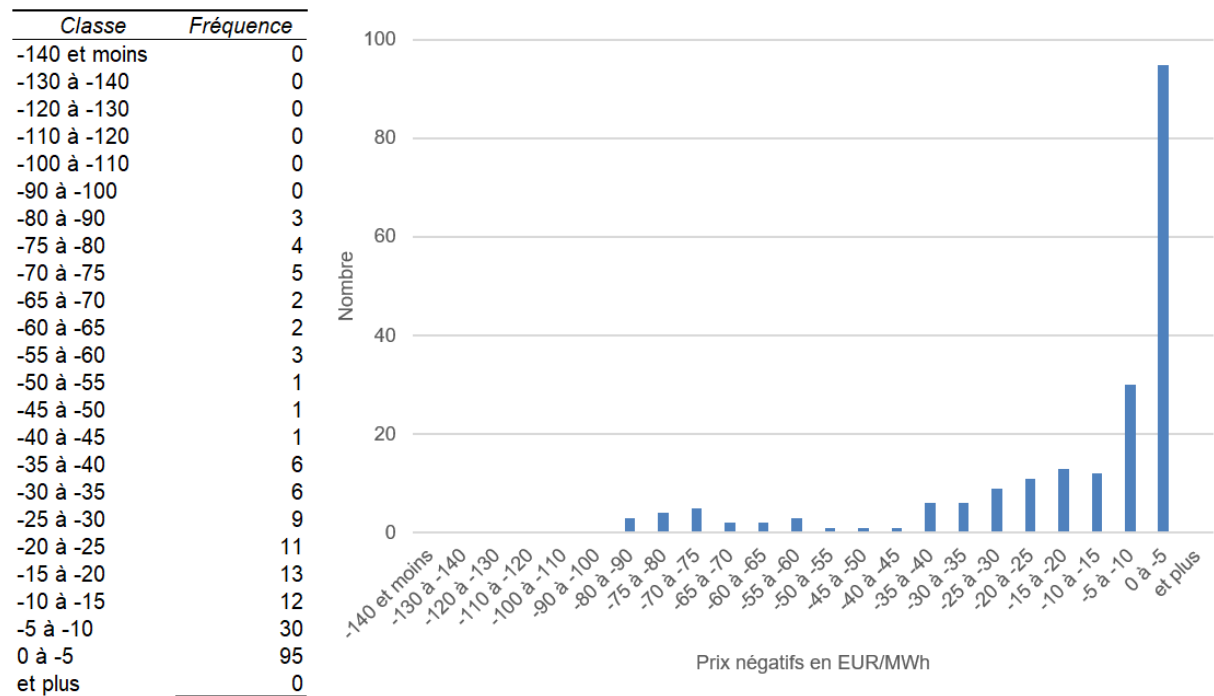


Figure 13: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison du 1^{er} janvier au 31 mai 2020

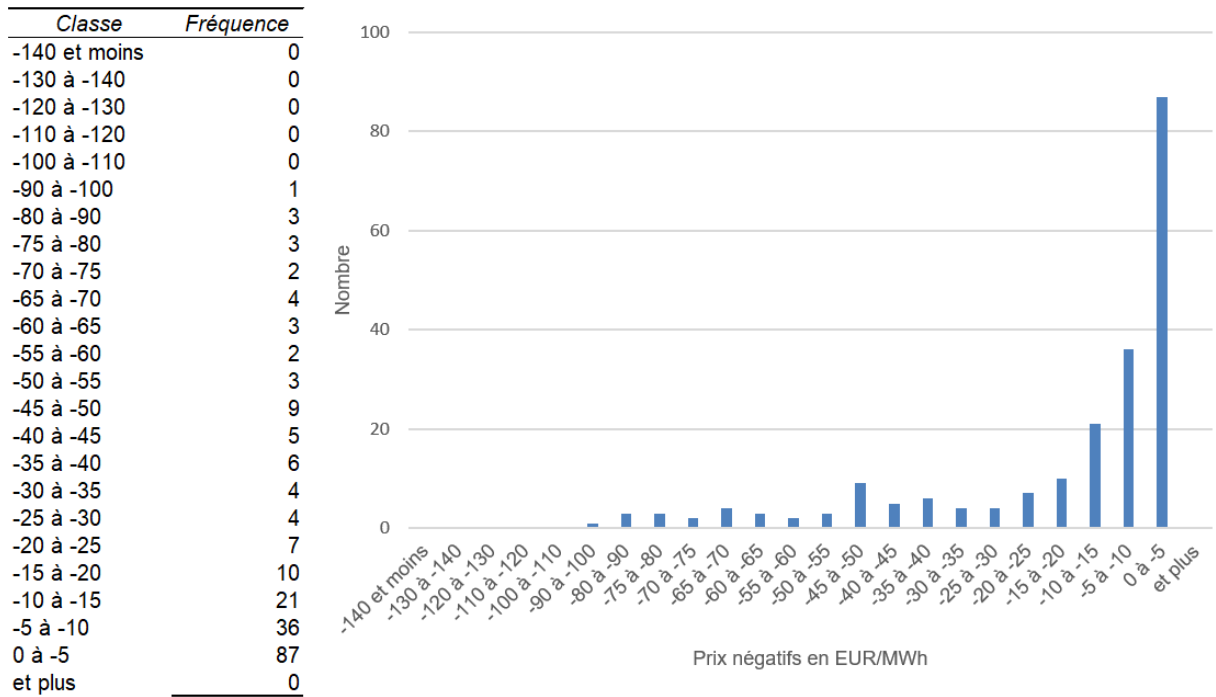


Figure 14: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour l'Allemagne comme lieu de livraison du 1^{er} janvier au 31 décembre 2019

L'augmentation des prix négatifs s'explique principalement par la hausse de l'injection d'énergie éolienne et solaire. Les jours avec une faible consommation et une production importante d'énergies renouvelables enregistrent la plupart des heures à prix négatifs. Le cas échéant, il est plus avantageux pour les producteurs de payer pour l'énergie produite que d'arrêter complètement la centrale et de ne pas en disposer pour les heures suivantes. Tant que le développement des énergies renouvelables s'intensifie, qu'il n'y a pas de progrès importants dans les possibilités de stockage de l'électricité, qu'il y a trop peu de flexibilité dans la production et dans la consommation et que les capacités de transport transfrontalier ne sont pas développées avec les pays voisins, cette tendance devrait se poursuivre en Allemagne.

Les figures ci-dessous montrent l'injection mensuelle moyenne d'énergie éolienne et solaire pour l'Allemagne (2020 : données jusqu'au 31 mai).

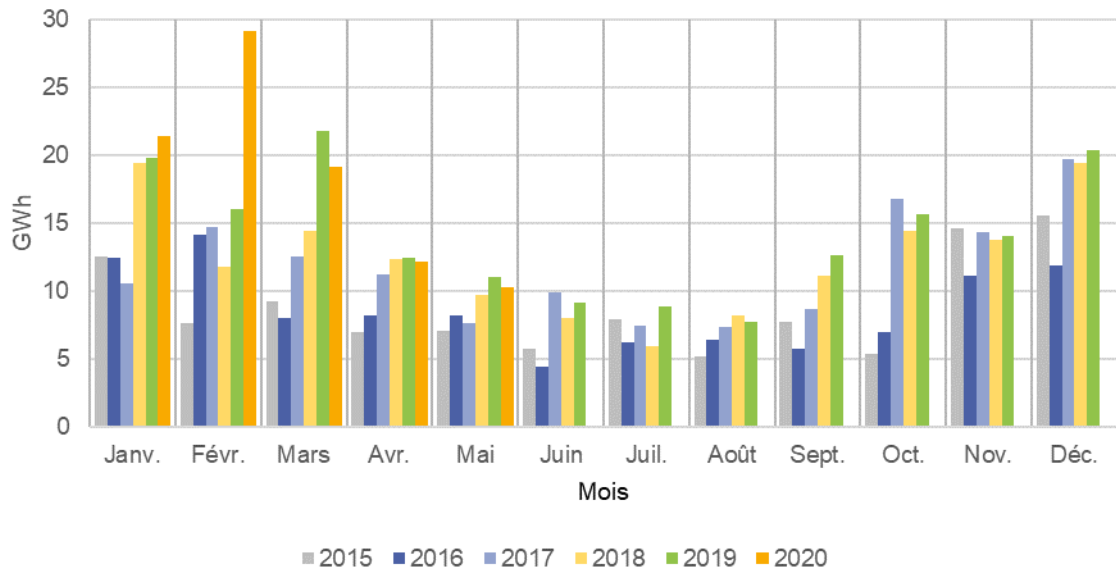


Figure 15: Production éolienne mensuelle moyenne (offshore et onshore) en Allemagne par mois et par an

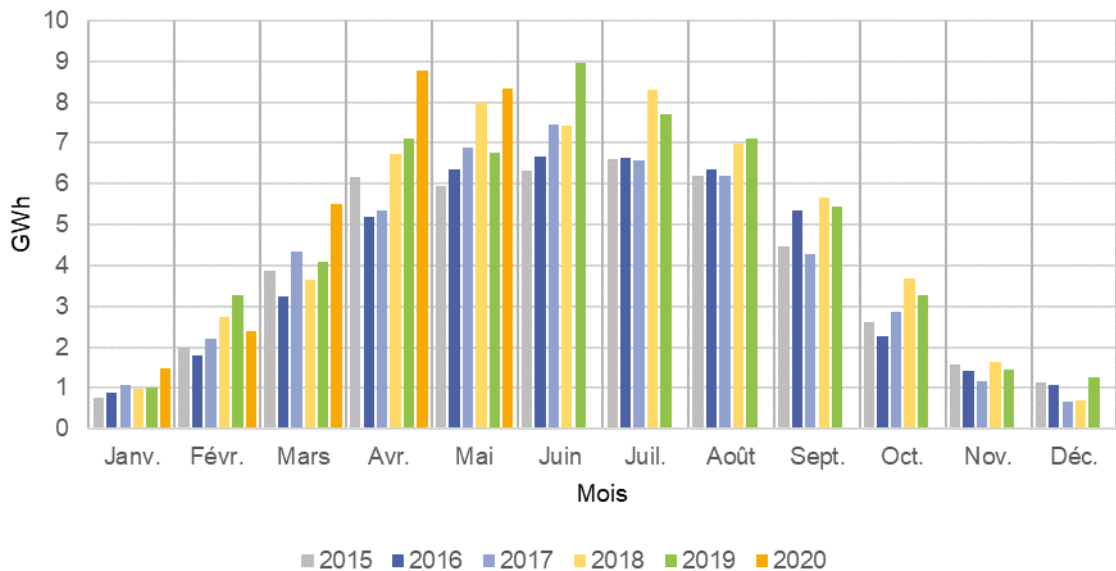


Figure 16: Production solaire mensuelle moyenne en Allemagne par mois et par an

Il apparaît que février 2020 a été un mois très venteux. Ce mois-là, la production mensuelle moyenne à partir d'énergie éolienne (près de 30 GWh) a presque doublé par rapport aux années précédentes. En janvier, mars, avril et mai 2020, la production éolienne était similaire à celle de 2019.

La production solaire a aussi augmenté ces dernières années pour atteindre son maximum mensuel moyen en juin 2019. Là aussi, il est frappant de constater qu'en mars, avril et mai 2020, la production solaire moyenne était très élevée. Avril et mai 2020 ont presque atteint la valeur maximale de juin 2019.

Pour mieux représenter le lien entre les prix horaires négatifs et la production à partir d'énergies renouvelables, plusieurs diagrammes de dispersion analysent ci-après la période allant du 1^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020.

La Figure 17 (diagramme xy de dispersion) représente les prix horaires négatifs sur l'axe horizontal (x) et la production éolienne moyenne sur l'axe vertical (y).

La Figure 18 intègre la production solaire en plus de la production éolienne dans l'axe y.

La Figure 19 indique encore la production à partir de biomasse et d'énergie nucléaire. Cette production a un prix marginal bas et apparaît donc aux premières places dans l'ordre de mérite. Ces deux types de production n'ont pas non plus autant de flexibilité dans la régulation de la quantité de production que les centrales au charbon ou au gaz.

La Figure 20 déduit par ailleurs la consommation des valeurs de la Figure 19. C'est pourquoi, il y a aussi des valeurs négatives sur l'axe y dans la Figure 20. Cela implique que la consommation était plus élevée que la production cumulée à partir de l'énergie éolienne, solaire, nucléaire et de biomasse, on n'attend donc pas des prix si fortement négatifs. Si la valeur y est en revanche positive dans la Figure 20, la production à partir d'énergie éolienne, solaire et de biomasse ainsi que d'énergie nucléaire est supérieure à la consommation. De telles constellations devraient au fond entraîner des prix plus fortement négatifs.

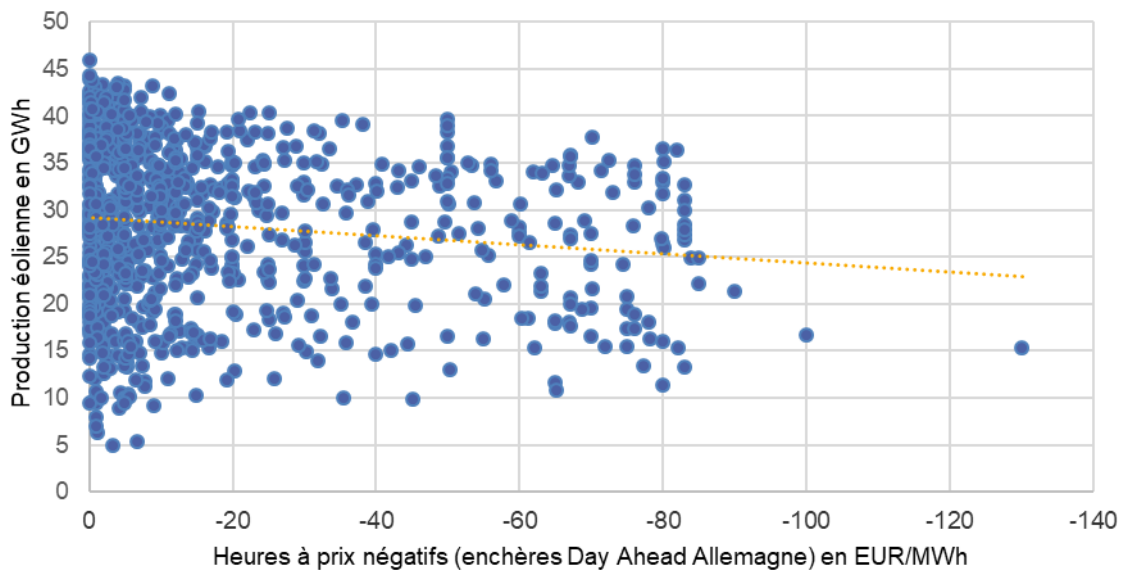


Figure 17: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne moyenne en Allemagne sur l'axe vertical (y)

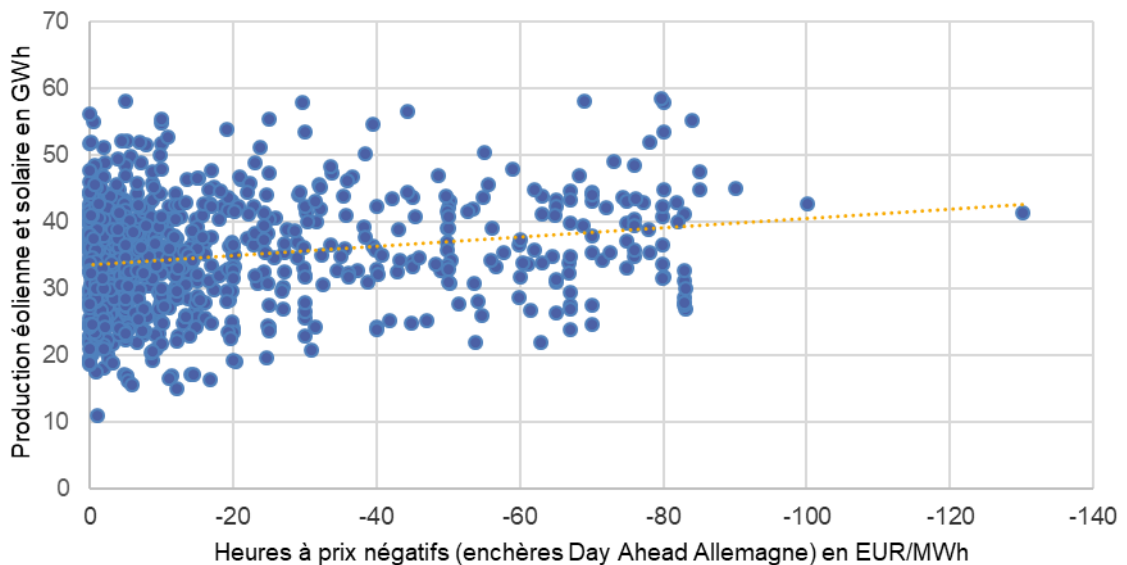


Figure 18: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne et solaire moyenne en Allemagne sur l'axe vertical (y)

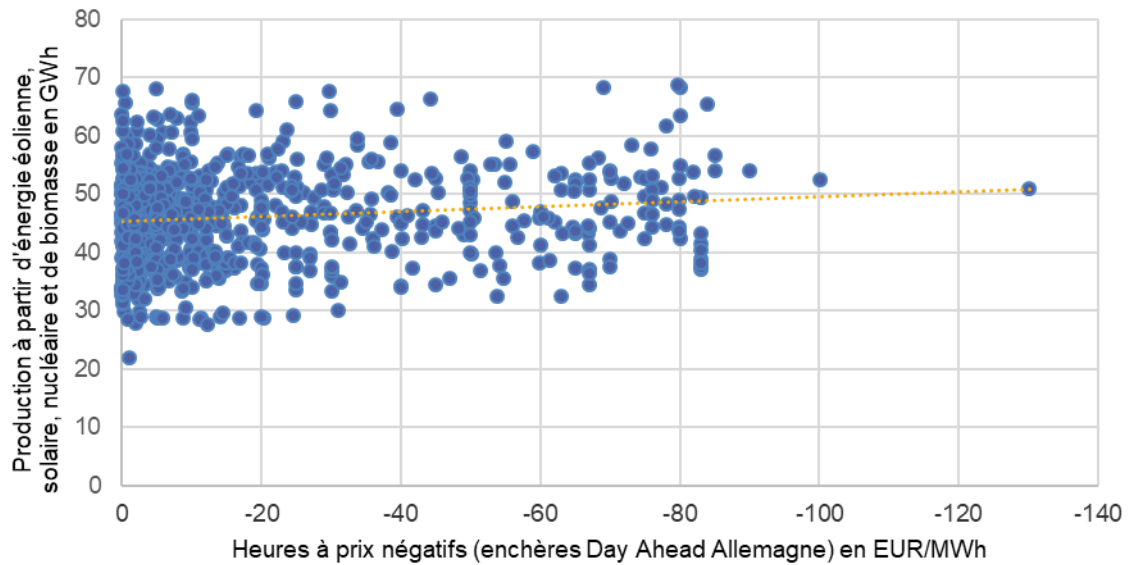


Figure 19: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne, solaire, nucléaire et de biomasse moyenne en Allemagne sur l'axe vertical (y)

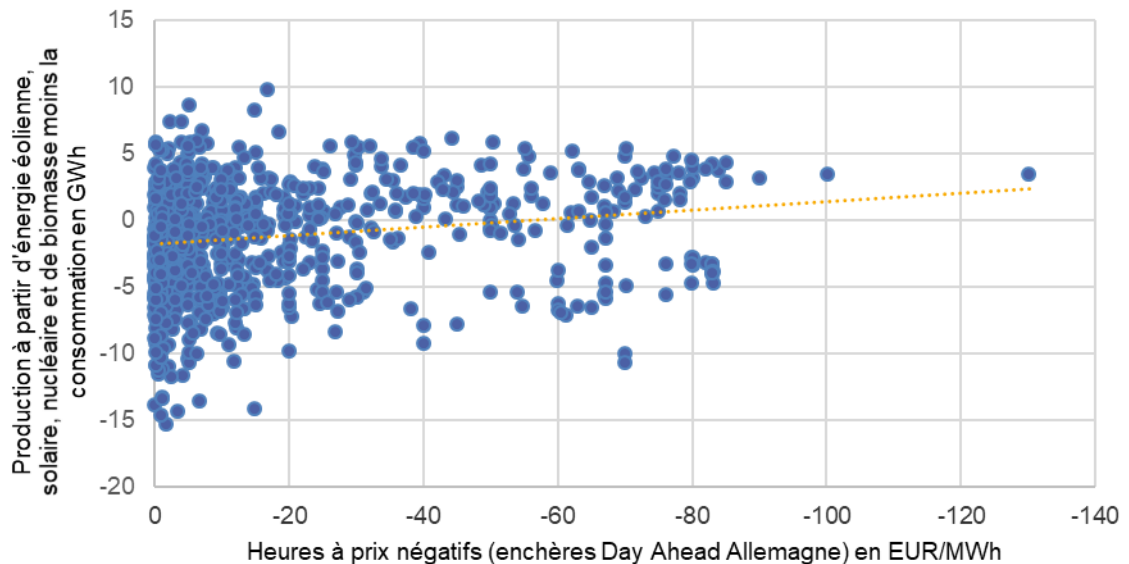


Figure 20: Diagramme xy de dispersion : prix horaires négatifs en Allemagne sur l'axe horizontal (x), production éolienne, solaire, nucléaire et de biomasse moyenne en Allemagne moins la consommation sur l'axe vertical (y)

Il ressort de la Figure 20 que des prix fortement négatifs surviennent la plupart du temps quand la consommation est plus faible ou légèrement supérieure à la production à partir d'énergie éolienne, solaire, nucléaire et de biomasse. Il y a pourtant des situations où la production à partir d'énergie éolienne, solaire, nucléaire et de biomasse est déjà supérieure à la consommation (entre 10 et 15 GWh) et où les prix se maintiennent entre 0 et -20 EUR/MWh.

4 Prix négatifs en Suisse

La production élevée à partir d'énergies renouvelables en Allemagne a aussi des répercussions sur les prix en France et en Suisse. Du fait de capacités d'importation transfrontalières limitées, les prix négatifs ne sont pas aussi fréquents en Suisse.

Les graphiques suivants montrent le nombre d'heures à prix négatifs, le nombre de jours avec des prix horaires négatifs et le nombre de jours où le prix Base (c.-à-d. la moyenne des prix spot des 24 heures d'une journée) était négatif, agrégés pour la Suisse et classés par mois et par an.

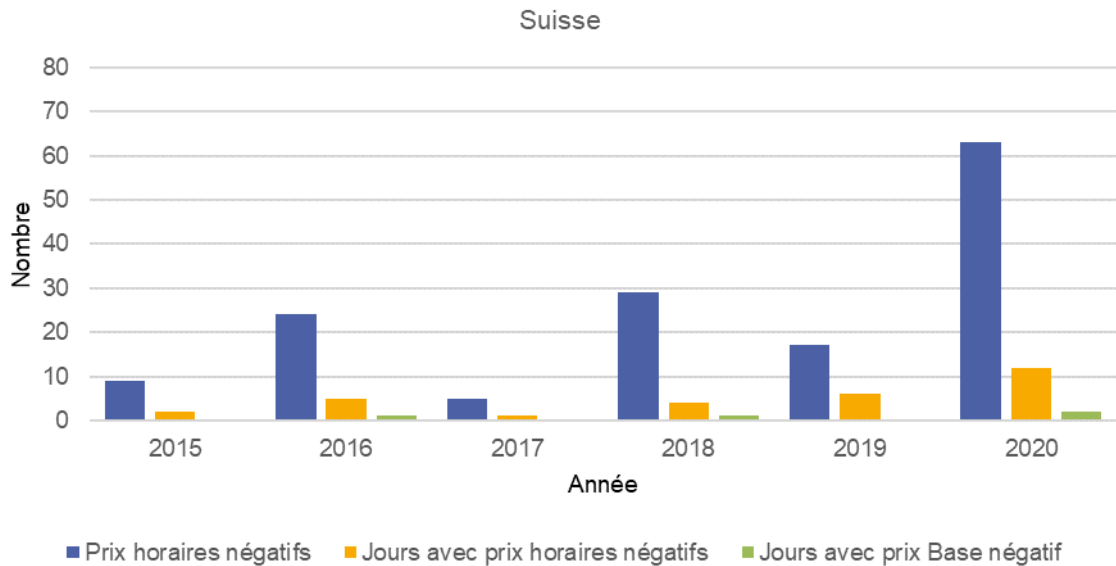


Figure 21: Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour la Suisse comme lieu de livraison (2020 : données jusqu'au 31 mai)

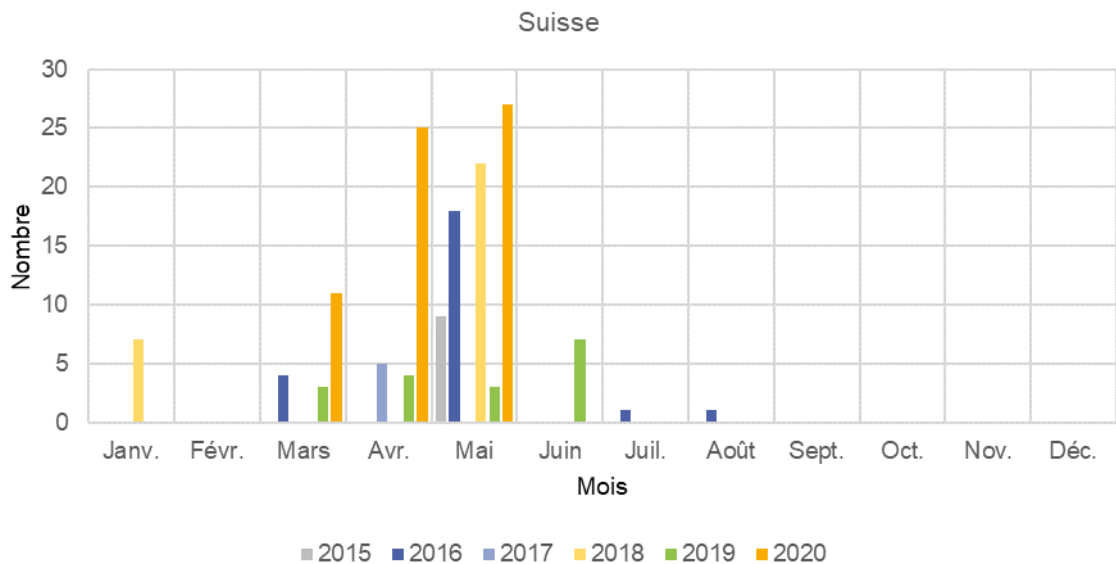


Figure 22: Nombre d'heures à prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour la Suisse comme lieu de livraison (2020 : données jusqu'au 31 mai)

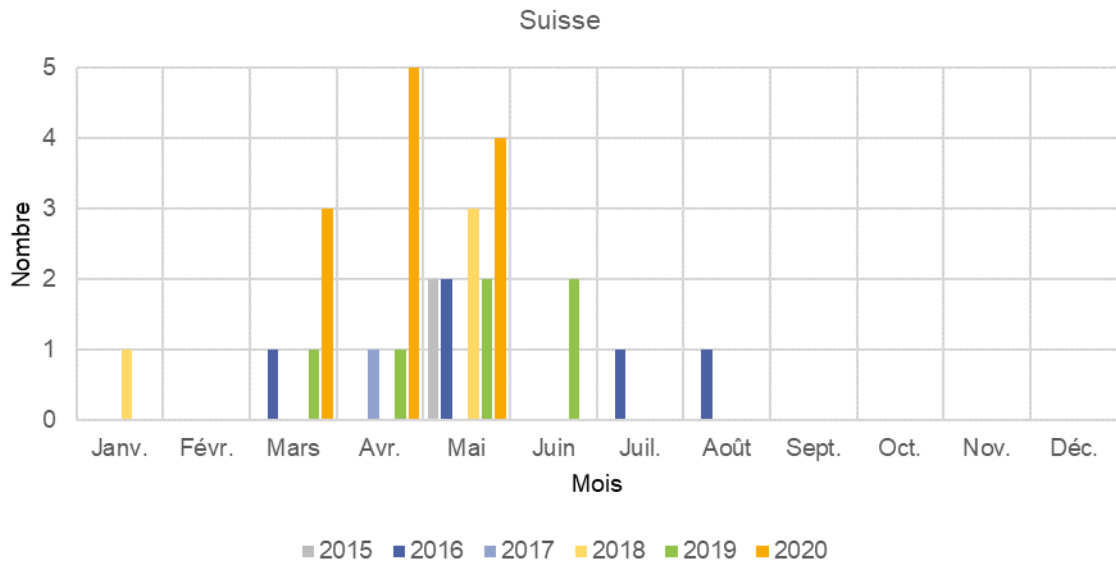


Figure 23: Nombre de jours avec des prix horaires négatifs par mois et par an pour la Suisse comme pays de livraison
(2020 : données jusqu'au 31 mai)

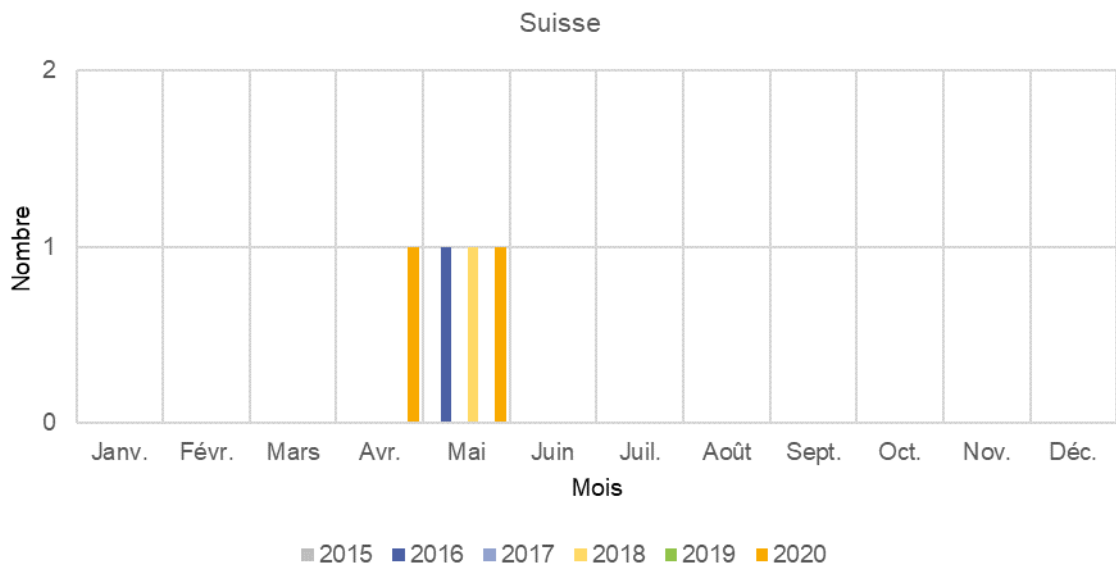


Figure 24: Nombre de jours avec un prix Base négatif par mois et par an pour la Suisse comme pays de livraison
(2020 : données jusqu'au 31 mai)

En Suisse, il y a surtout des prix horaires négatifs en mars, avril et mai. Ce sont les mois où les cours d'eau ont un débit plus important que d'habitude à la suite de la fonte des neiges. Si l'on combine ce débit avec une faible consommation et un courant bon marché en provenance d'Allemagne (en raison d'une production éolienne et solaire élevée), il en résulte aussi des prix négatifs en Suisse.

La Suisse a atteint le nombre maximal d'heures à prix négatifs en 2020, avec 63 heures négatives (survenues sur un total de douze jours). C'est relativement peu par rapport à l'Allemagne, où le maximum de 210 heures à prix négatifs (réparties sur 39 jours) a été atteint en 2019. À noter que l'année 2020 ne comprend que les données jusqu'au 31 mai et qu'elle a déjà dépassé le nombre d'heures à prix négatifs des années précédentes. En outre, la consommation réduite en 2020 en raison de la pandémie de coronavirus a aussi eu des conséquences sur le nombre de prix négatifs en Suisse.

Si l'on considère les heures où il y a des prix négatifs en Suisse, à l'exception de 2018 (à peine 60 %), plus de 70 % des heures à prix négatifs se situent entre les heures 9 (de 8 à 9 heures) et 16 (de 15 à 16 heures). Si l'on ajoute encore l'heure 17 (de 16 à 17 heures), plus de 80 % des heures à prix négatifs sont couverts par cette période (pour les années 2015, 2017 et 2019, c'est même 100 %). Même si le nombre d'heures à prix négatifs a augmenté en Suisse ces dernières années, il n'y a pas eu beaucoup de changements depuis 2015 concernant les heures de la journée où les prix négatifs sont les plus fréquents. Ce n'est qu'en 2018 où les heures négatives étaient nettement plus fréquentes dans les huit premières heures de la journée (40 %) que les autres années. S'il y a des prix négatifs, ils surviennent chaque année principalement dans les heures 14, 15, 16 et 17.

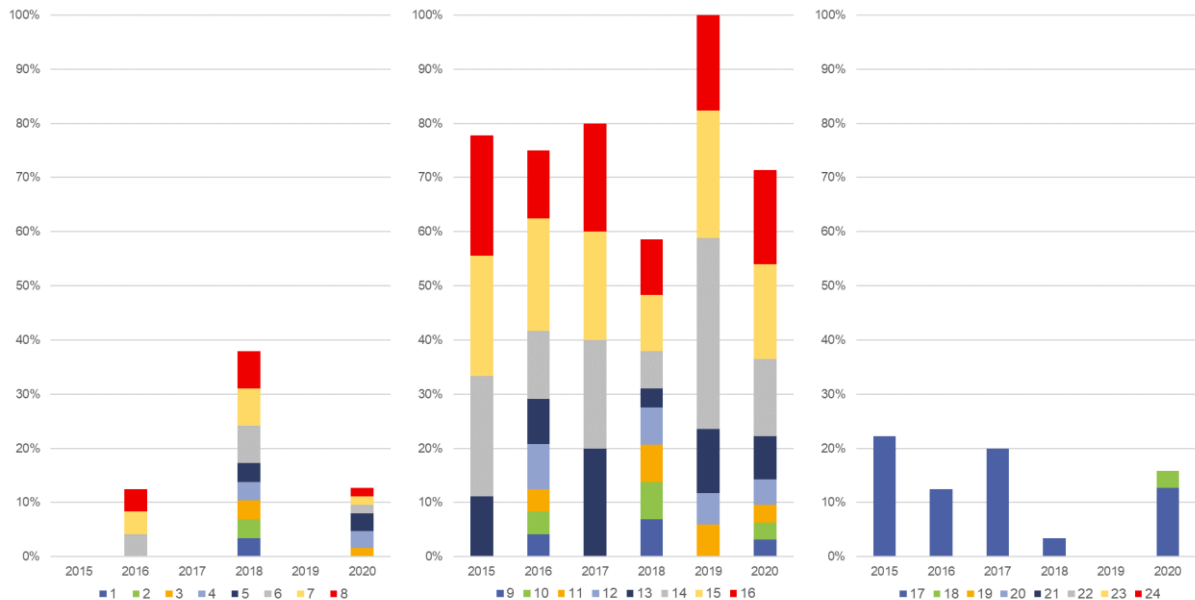


Figure 25: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en Suisse
À gauche la part des heures 1 à 8 (de minuit à 8 heures), au milieu celle des heures 9 à 16 (de 8 à 16 heures), à droite celle des heures 17 à 24 (de 16 heures à minuit)

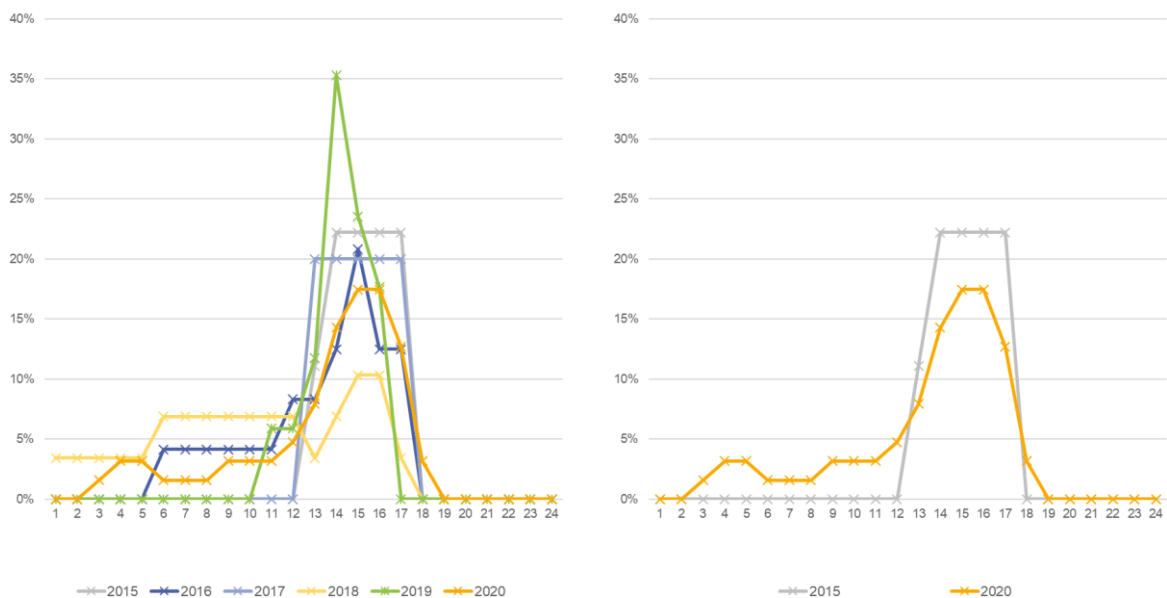
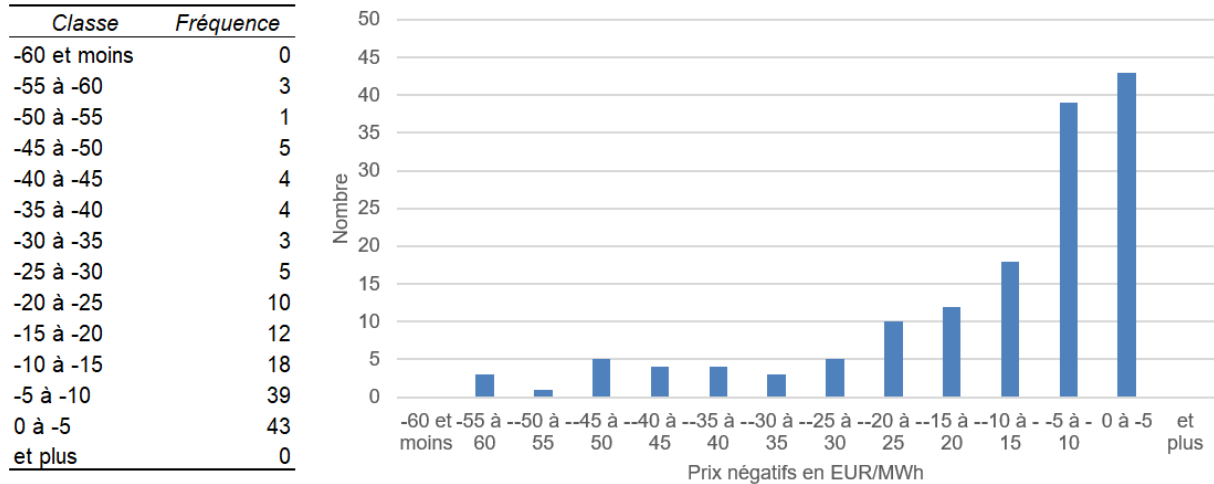


Figure 26: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an, sous forme de ligne, en Suisse
À gauche de 2015 à 2020. À droite 2015 et 2020 représentées séparément.

La Figure 27 montre la répartition de la fréquence des prix négatifs en Suisse. Du 1^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020, il y a eu au total 147 heures à prix négatifs (ce qui correspond à peu près à 16 % du nombre d'heures négatives en Allemagne), où environ 56 % d'entre elles (82 heures) avaient un prix oscillant entre -0,1 et -10 EUR/MWh. L'étude renonce à une présentation séparée de la répartition de la fréquence pour les années 2019 et 2020 en Suisse.



5 Prix négatifs en France

La France compte parmi les pays où la part d'électricité d'origine nucléaire est la plus élevée. Les centrales nucléaires permettent de couvrir la consommation de base, mais elles ne sont pas flexibles et ne peuvent pas être arrêtées puis redémarrées dans un souci de rentabilité. La part des énergies renouvelables augmente aussi en France. Une consommation faible associée à une production élevée d'origine renouvelable et à un courant bon marché en provenance d'Allemagne entraîne aussi des prix négatifs en France. La consommation réduite en raison de la pandémie de coronavirus, qui a conduit à un recul de près de 17 % pendant le confinement (l'EICom en a parlé dans l'étude « Conséquences de la pandémie de coronavirus sur la consommation d'électricité européenne »), a aussi eu un impact sur le nombre d'heures à prix négatifs en France en 2020.

La situation en France est représentée graphiquement ci-après.

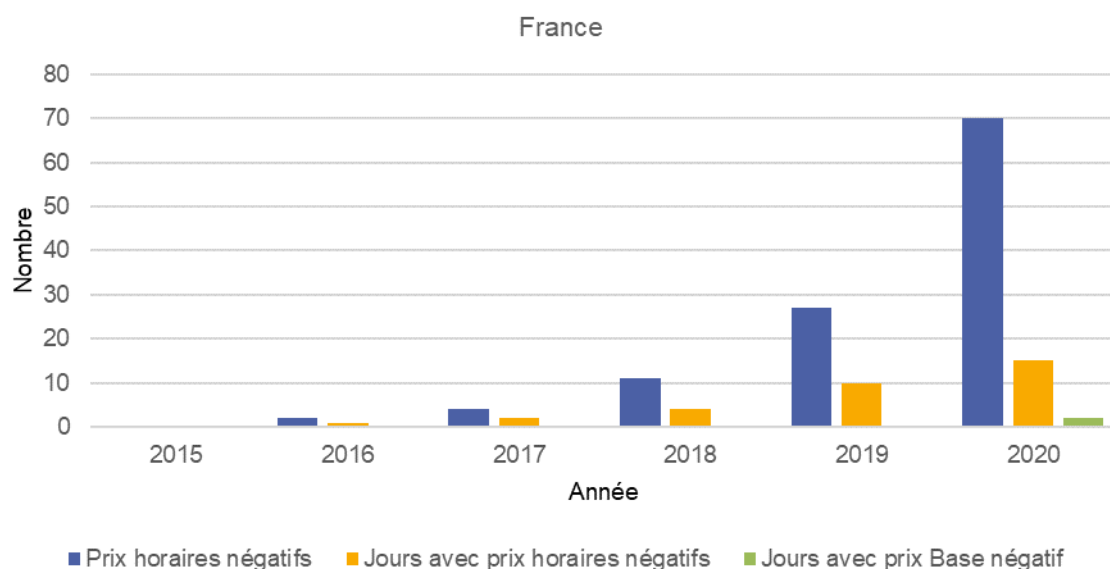


Figure 28: Nombre d'heures à prix négatifs, nombre de jours avec des prix horaires négatifs et nombre de jours avec un prix Base négatif par an pour la France comme lieu de livraison (2020 : données jusqu'au 31 mai)

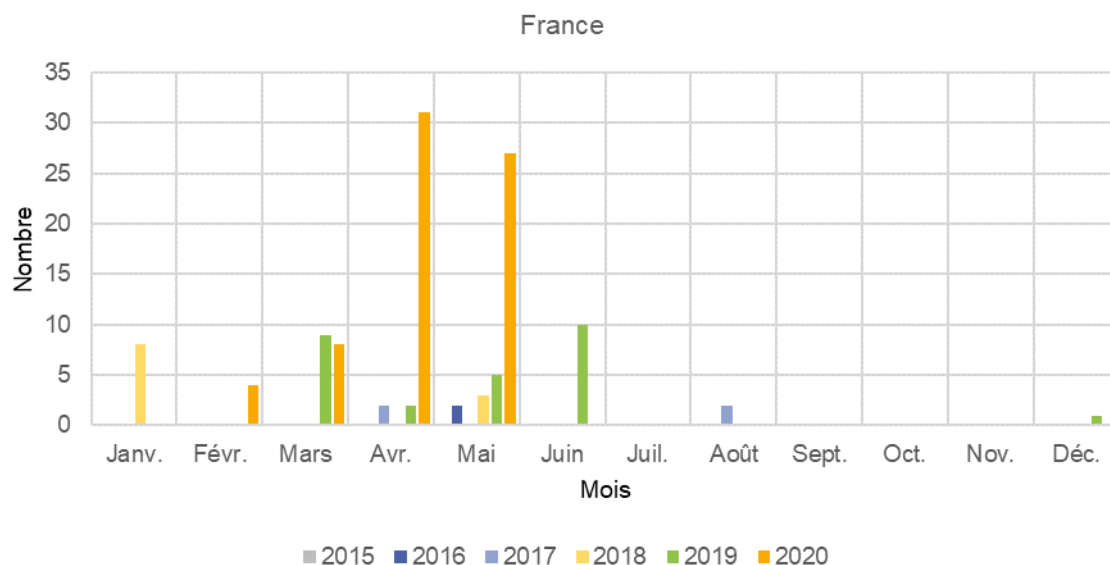


Figure 29: Nombre d'heures à prix négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot par mois et par an pour la France comme lieu de livraison (2020 : données jusqu'au 31 mai)

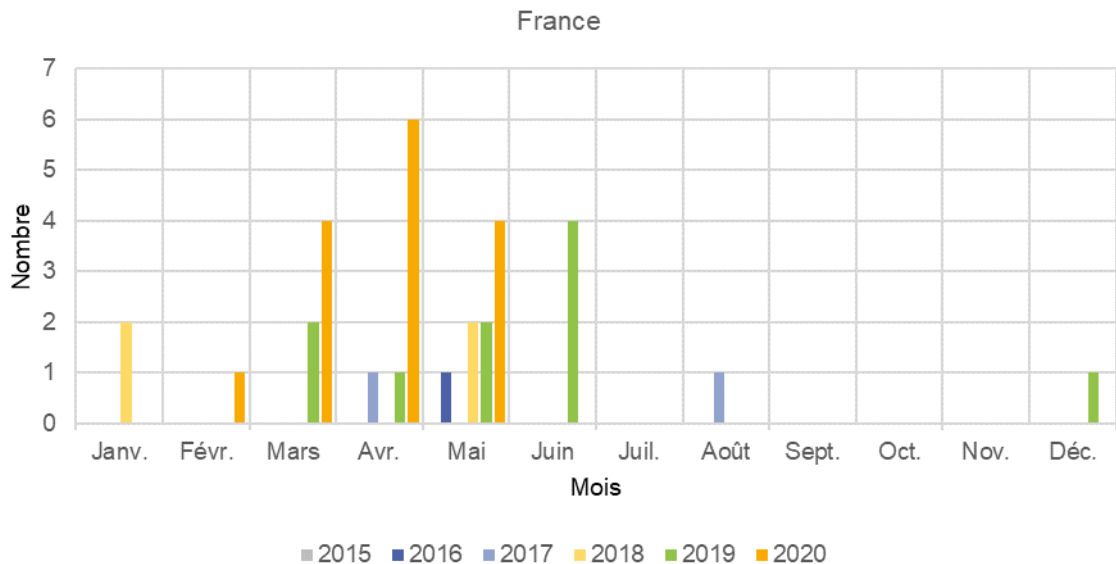


Figure 30: Nombre de jours avec des prix horaires négatifs par mois et par an pour la France comme pays de livraison
(2020 : données jusqu'au 31 mai)

En France, les heures à prix négatifs sont moins fréquentes qu'en Suisse et en Allemagne, bien qu'ici aussi, on constate une nette augmentation par rapport aux années précédentes et que depuis 2017, le nombre d'heures à prix négatifs tend à doubler par rapport à l'année précédente. En 2015, il n'y a pas eu une seule heure dans la zone négative.

En 2020, il y a eu 70 heures à prix négatifs jusqu'au 31 mai. C'est 2,5 fois plus qu'en 2019. Le nombre d'heures à prix négatifs est particulièrement élevé en avril et en mai 2020. Le confinement en raison de la pandémie de coronavirus et la consommation réduite qui en a découlé ont mis en évidence l'inflexibilité de la production d'électricité en France et renforcé l'apparition de prix négatifs les jours où la consommation était déjà faible en raison de jours fériés et, par ailleurs, un courant bon marché (du fait d'une production éolienne et solaire élevée) était importé d'Allemagne.

Les centrales hydroélectriques jouent aussi un rôle important dans le parc de centrales français. C'est pourquoi mars, avril, mai et juin sont généralement les mois où les prix négatifs sont plus fréquents, comme en Suisse. Il n'y a eu jusqu'ici que deux jours où le prix Base était négatif, le 13 avril et le 24 mai 2020.

En considérant les prix négatifs (voir les Figure 31 et Figure 32), on constate qu'en France, l'année 2015 n'a pas enregistré de prix négatifs, que 100 % des heures à prix négatifs concernent la période entre 15 et 17 heures (heures 16 et 17) en 2016 et qu'en 2017, 100 % des heures à prix négatifs sont survenues entre 14 et 17 heures (heures 15 à 17). Depuis 2018, des prix négatifs ont été davantage observés dans les huit premières heures de la journée. Cela pourrait s'expliquer par le développement de l'énergie éolienne en France (voir la Figure 33). Par ailleurs, les heures 10, 11 et 12 semblent davantage concernées par des prix négatifs. En France, la production d'énergie solaire (dans le pays et par le biais d'importations depuis l'Allemagne) se répercute aussi sur les prix.

Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne

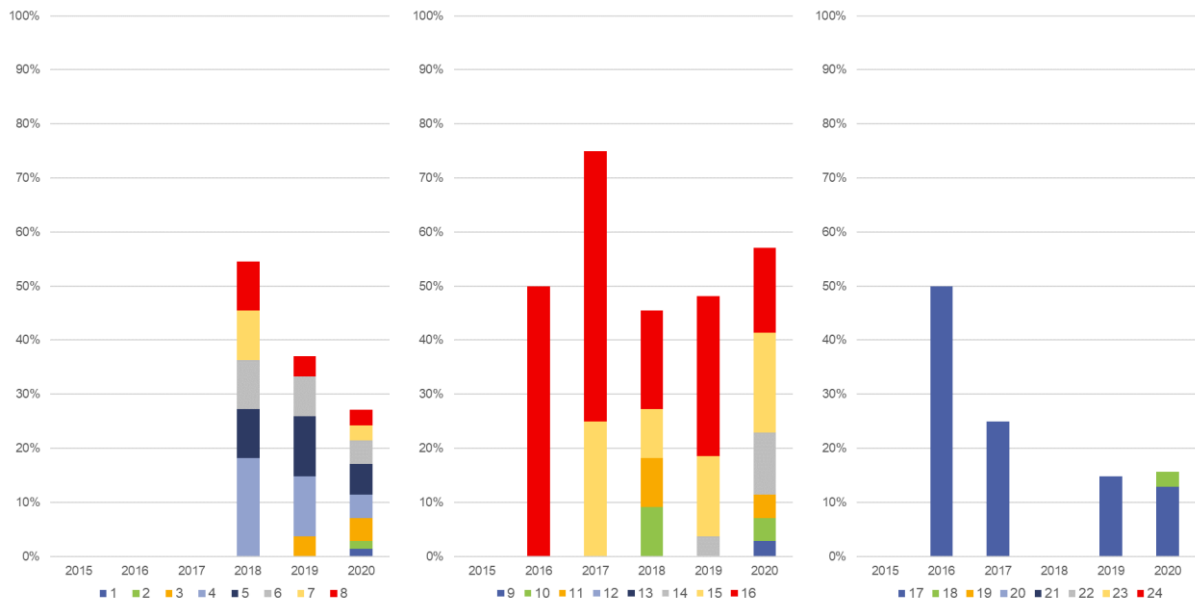


Figure 31: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an en France
À gauche la part des heures 1 à 8 (de minuit à 8 heures), au milieu celle des heures 9 à 16 (de 8 à 16 heures), à droite celle des heures 17 à 24 (de 16 heures à minuit)

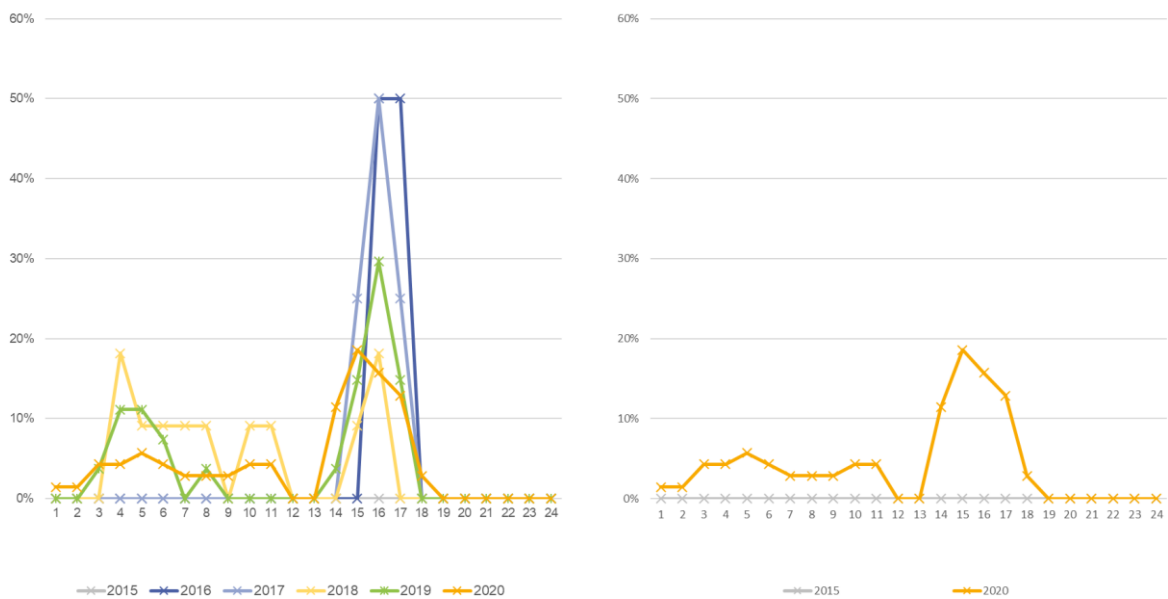


Figure 32: Part d'heures à prix négatifs par heure de la journée et par an, sous forme de ligne, en France
À gauche de 2015 à 2020. À droite 2015 et 2020 représentées séparément.

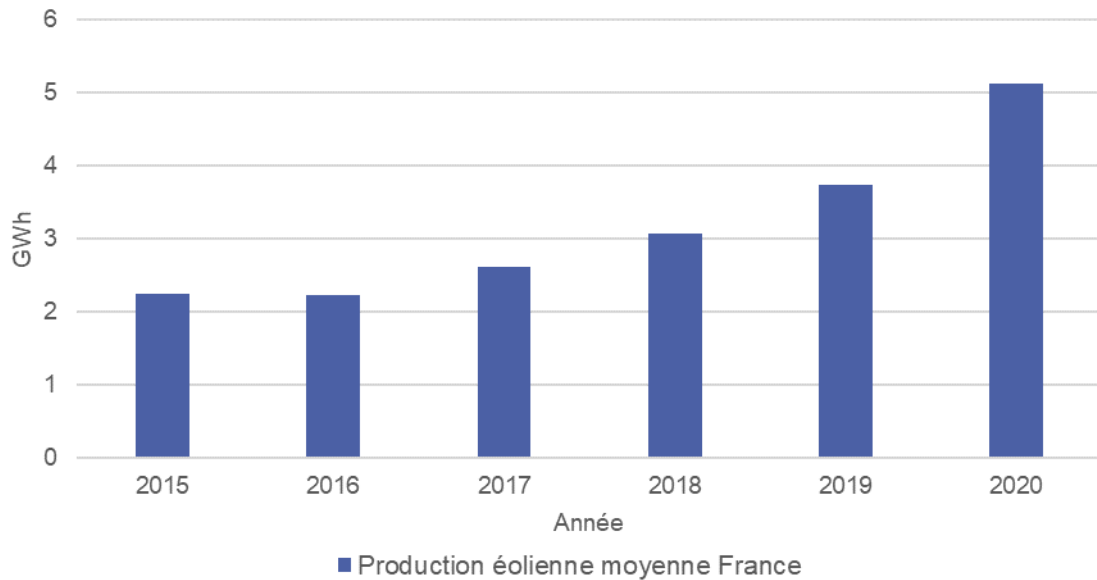


Figure 33: Production éolienne annuelle moyenne en France
(2020 : données jusqu'au 31 mai)

La Figure 34 montre la répartition de la fréquence des prix négatifs en France. Du 1^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020, il y a eu au total 114 heures à prix négatifs (ce qui correspond à peu près à 13 % du nombre d'heures négatives en Allemagne et à 78 % du nombre d'heures négatives en Suisse), où plus de 60 % d'entre elles (70 heures) avaient un prix entre -0,1 et -10 EUR/MWh. Les valeurs aberrantes négatives semblent moins fréquentes en France qu'en Allemagne ou en Suisse. L'étude renonce à une présentation séparée de la répartition de la fréquence pour les années 2019 et 2020 en France.

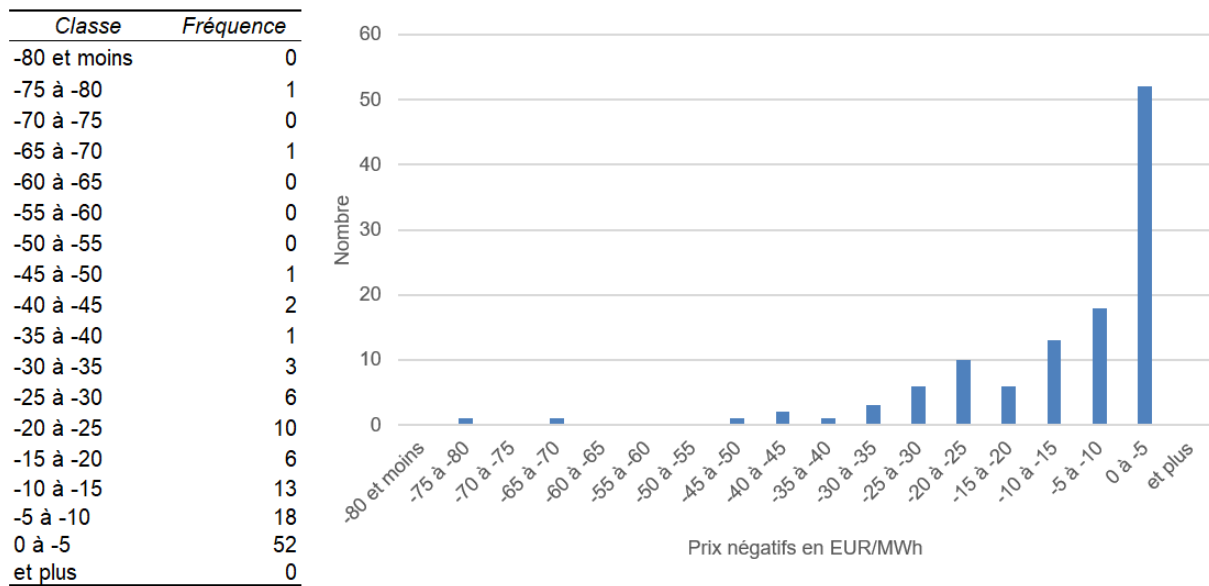


Figure 34: Répartition de la fréquence des prix horaires négatifs aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot pour la France comme lieu de livraison du 1^{er} janvier 2015 au 31 mai 2020

Les tableaux ci-dessous résument encore une fois brièvement les principales caractéristiques des prix négatifs en Allemagne, en Suisse et en France.

Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne

	ALLEMAGNE					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (au 31.05)
Nombre d'heures négatives	126	97	146	119	210	204
Prix horaire négatif le plus bas	-79.94	-130.09	-83.06	-76.01	-90.01	-83.94
Date du prix horaire négatif le plus bas	29.10.2017	08.05.2016	29.10.2017	01.01.2018	08.06.2019	21.04.2020
Jour de la semaine du prix horaire négatif le plus bas	Dimanche	Dimanche	Dimanche	Lundi	Samedi	Mardi
Prix horaire négatif le plus élevé	-0.01	-0.01	-0.01	-0.02	-0.01	-0.01
Nombre de jours où le prix journalier moyen (Base) était négatif	1	4	6	2	4	6
Cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	-0.8	-12.89	-52.11	-25.3	-42.24	-26.13
Date du cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	12.04.2015	08.05.2016	29.10.2017	01.01.2018	08.06.2019	24.05.2020
Jour de la semaine du cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	Dimanche	Dimanche	Dimanche	Lundi	Samedi	Dimanche
Nombre d'heures négatives le jour où le cours journalier moyen était le plus bas (prix Base)	8	8	19	15	19	17
Cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	-0.8	-0.32	-4.59	-5.7	-4.3	-0.95
Date du cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	12.04.2015	20.11.2016	26.12.2017	01.05.2018	01.01.2019	22.03.2020
Jour de la semaine du cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	Dimanche	Dimanche	Mardi	Mardi	Mardi	Dimanche
Nombre d'heures négatives le jour où le cours journalier moyen négatif était le plus élevé (prix Base)	8	11	13	18	16	7

Tableau 1: Caractéristiques des prix négatifs en Allemagne

	SUISSE					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (au 31.05)
Nombre d'heures négatives	9	24	5	29	17	63
Prix horaire négatif le plus bas	-11.66	-45.68	-49.95	-30.62	-39.45	-59.61
Date du prix horaire négatif le plus bas	10.05.2015	15.05.2016	30.04.2017	01.05.2018	30.06.2019	24.05.2020
Jour de la semaine du prix horaire négatif le plus bas	Dimanche	Dimanche	Dimanche	Mardi	Dimanche	Dimanche
Prix horaire négatif le plus élevé	-1.88	-0.08	-6.99	-0.14	-0.06	-0.06
Nombre de jours où le prix journalier moyen (Base) était négatif	0	1	0	1	0	2
Cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	7.75	-0.91	6.78	-5.79	6.75	-12.67
Date du cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	10.05.2015	15.05.2016	30.04.2017	01.05.2018	30.06.2019	24.05.2020
Jour de la semaine du cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	Dimanche	Dimanche	Dimanche	Mardi	Dimanche	Dimanche
Nombre d'heures négatives le jour où le cours journalier moyen était le plus bas (prix Base)	5	12	5	17	6	16
Cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	NA	-0.91	NA	-5.79	NA	-6.95
Date du cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	NA	15.05.2016	NA	01.05.2018	NA	13.04.2020
Jour de la semaine du cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	NA	Dimanche	NA	Mardi	NA	Lundi
Nombre d'heures négatives le jour où le cours journalier moyen négatif était le plus élevé (prix Base)	NA	12	NA	17	NA	10

Tableau 2: Caractéristiques des prix négatifs en Suisse

Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne

	FRANCE					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (au 31.05)
Nombre d'heures négatives	0	2	4	11	27	70
Prix horaire négatif le plus bas	NA	-10.69	-2.17	-31.82	-24.92	-75.82
Date du prix horaire négatif le plus bas	NA	08.05.2016	30.04.2017	01.01.2018	08.06.2019	13.04.2020
Jour de la semaine du prix horaire négatif le plus bas	NA	Dimanche	Dimanche	Lundi	Samedi	Lundi
Prix horaire négatif le plus élevé	NA	-1.33	-0.05	-0.25	-0.07	-0.01
Nombre de jours où le prix journalier moyen (Base) était négatif	0	0	0	0	0	2
Cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	11.94	7.32	10.94	2.66	3.68	-10.1
Date du cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	10.05.2015	08.05.2016	31.12.2017	01.01.2018	08.06.2019	24.05.2020
Jour de la semaine du cours journalier moyen le plus bas (prix Base)	Dimanche	Dimanche	Dimanche	Lundi	Samedi	Dimanche
Nombre d'heures négatives le jour où le cours journalier moyen était le plus bas (prix Base)	0	2	0	7	4	16
Cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	NA	NA	NA	NA	NA	-6.51
Date du cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	NA	NA	NA	NA	NA	13.04.2020
Jour de la semaine du cours journalier moyen négatif le plus élevé (prix Base)	NA	NA	NA	NA	NA	Lundi
Nombre d'heures négatives le jour où le cours journalier moyen négatif était le plus élevé (prix Base)	NA	NA	NA	NA	NA	12

Tableau 3: Caractéristiques des prix négatifs en France

6 Conclusion

Ces dernières années, on a pu observer une augmentation du nombre d'heures à prix négatifs dans les différents marchés. Les prix négatifs ont été introduits en septembre 2008 sur le marché de gros Day Ahead d'EPEX Spot à sa demande. Il y avait auparavant beaucoup d'incertitudes chez les acteurs du marché : comme les vendeurs ne pouvaient pas vendre toute la quantité souhaitée avec la limite minimale fixée à 0 EUR/MWh avant septembre 2008, leur offre était interpolée de manière linéaire par la bourse. Ce n'est pas le marché, mais la limite du prix boursier qui déterminait alors le prix d'équilibre du marché et le volume.

Le développement des énergies renouvelables, en particulier de l'éolien et du photovoltaïque, qui intègrent le carnet d'ordres de la bourse avec des coûts marginaux presque nuls, favorise l'apparition de prix négatifs. Le cadre réglementaire peut aussi conduire à ce que des exploitants d'installations continuent de produire malgré des prix négatifs. C'est notamment le cas des exploitants d'installations fondées sur les énergies renouvelables, qui commercialisent directement leur installation et reçoivent ainsi une prime de marché pour chaque kWh produit en plus des recettes issues de la commercialisation directe. Tant que la perte d'injection en cas de prix négatifs ne dépasse pas le montant de la prime de marché qui leur est versée, ils injecteront l'électricité dans le réseau. La « règle des six heures », fixée dans l'EEG 17 au § 51 (expliquée dans la parenthèse ci-après), endigue un peu ce phénomène. Cette réglementation a suscité la controverse depuis son introduction. L'autorité allemande de régulation de l'énergie, la Bundesnetzagentur, déclare dans un rapport sur la production minimale en 2019 : « En ce qui concerne les centrales qui se trouvent dans les situations sous revue dans le réseau, une flexibilisation supplémentaire (également au regard de leur production de chaleur) devrait réduire le socle de production conventionnel. Une telle flexibilisation nécessite des incitations économiques en conséquence. Des prix négatifs, en particulier des prix fortement négatifs sur la durée, créent de telles incitations. Une baisse de ces incitations par le biais d'une réduction ou de la suppression de la prime versée pour la production d'origine renouvelable en fonction des prix négatifs du marché boursier n'est pas opportune à cet égard. »

Par ailleurs, les centrales conventionnelles peu flexibles sont aussi responsables du fait que le prix de l'électricité bascule dans le négatif. Les jours où une grande quantité d'énergie éolienne et solaire (avec de faibles coûts marginaux) est injectée dans le réseau, les centrales conventionnelles plus onéreuses devraient en fait réduire leur production d'électricité. Mais elles ne peuvent pas arrêter leur production pour certaines heures en raison de restrictions techniques et de coûts d'opportunité. Le cas échéant, les exploitants de centrales conventionnelles ont aussi d'autres obligations contractuelles (par exemple comme fournisseurs de *redispatching* négatif ou exploitants d'installations de couplage chaleur-force) qui les conduisent à proposer leur production malgré des prix de marché négatifs et à accepter en conséquence des contributions de couverture négatives.

En Allemagne, les prix négatifs surviennent la plupart du temps les jours où la consommation est faible et où l'injection d'électricité d'origine éolienne et solaire est élevée. La Suisse et la France enregistrent moins souvent des prix horaires négatifs que l'Allemagne. Les capacités de transport transfrontalier limitées avec l'Allemagne restreignent le flux de courant bon marché vers ces pays. Pourtant, on observe aussi une hausse des prix horaires négatifs en Suisse et en France. Ils semblent surtout survenir en mars, avril et mai. Une consommation plus faible, associée à une augmentation du débit des cours d'eau à la suite de la fonte des neiges, et des importations de courant bon marché depuis l'Allemagne impliquent l'apparition de prix négatifs.

Tant que le développement des énergies renouvelables s'intensifie, qu'il n'y a pas de progrès importants dans les possibilités de stockage de l'électricité, qu'il y a trop peu de flexibilité dans la production ou la consommation et que les capacités de transport transfrontalier ne sont pas développées dans les pays voisins, cette tendance devrait se poursuivre en Allemagne, mais aussi en France et en Suisse.

Des prix horaires négatifs sur le marché de l'électricité à court terme ne sont pas matière à préoccupation. C'est un mécanisme de marché nécessaire pour garantir que la demande en électricité corresponde à l'offre à tout moment. C'est une incitation pour les centrales conventionnelles à adapter leur production d'électricité aux fluctuations de la demande et à la production d'origine renouvelable, qui dépend des conditions météorologiques. Les centrales au charbon, qui se caractérisaient jusqu'ici plutôt par leur inertie pour des raisons techniques, réagissent maintenant toujours mieux aux fluctuations de la demande en électricité et à la production d'origine renouvelable et arrêtent leur production en cas de prix négatifs. Ceci est possible parce qu'une partie des exploitants de centrales a investi dans la flexibilité des installations : arrêter et redémarrer une centrale y est plus avantageux que de supporter les coûts en cas de prix négatifs de l'électricité (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018). Ces dernières années, EPEX Spot a aussi garanti une flexibilité accrue dans le cadre des ordres passés à la bourse pour l'enchère en introduisant des ordres conditionnels (*smart Block Bids*). Ceux-ci lient l'exécution de l'ordre à d'autres exigences que la simple condition du prix minimal pour les contrats horaires disponibles à la négociation. À la place d'un prix minimal horaire, il est par exemple possible de faire valoir un prix moyen minimal pour les heures liées dans le contrat. Divers contrats peuvent aussi être couplés entre eux. Cela permet surtout aux exploitants de centrales conventionnelles d'adapter leur utilisation encore plus fortement au prix Day Ahead.

Les prix négatifs incitent précisément à accroître la demande quand une grande quantité d'électricité est injectée dans le réseau. Les bénéficiaires sont alors les consommateurs et les centrales à pompage-turbinage, qui ne doivent pas payer pour l'énergie issue du pompage et reçoivent même un certain montant. Cependant, un effet secondaire discutable se produit également lorsque la Deutsche Bahn démarre les chauffages électriques des aiguillages en plein été pour stimuler la demande et profiter des prix négatifs.

Les prix négatifs sont ainsi tout à fait judicieux sur le plan économique, ils créent de bonnes incitations pour gagner en flexibilité dans le cadre du passage aux énergies renouvelables et exploiter toutes les options de flexibilité.

Parenthèse

Voici pour finir une brève parenthèse sur la promotion des énergies renouvelables (EEG) en Allemagne. Les prix négatifs engendrent deux problèmes :

1. Si les prix négatifs améliorent l'efficacité du marché, ils peuvent grever le compte de répartition globale de l'EEG. Comme les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de vendre l'énergie renouvelable produite sur le marché spot, ils sont confrontés à des coûts accrus en cas de prix négatifs.
2. Si les prix sont fortement négatifs et dépassent le montant de la prime de marché escomptée qui est versée aux producteurs qui commercialisent directement les énergies renouvelables, ceux-ci sont incités, dans le modèle de la prime de marché, à arrêter leurs installations commandables à distance. Les installations éoliennes et solaires qui proposent d'ordinaire des coûts marginaux faibles aux enchères Day Ahead d'EPEX Spot ne sont pas accessibles au marché dans ce cas. Au lieu de quoi, les centrales conventionnelles qui ne sont pas exemptes de CO₂ produisent peut-être de l'électricité avec des coûts marginaux nettement supérieurs à 0 EUR/MWh. Ceci est en contradiction avec les objectifs de la transition énergétique et ne devrait donc pas être un but recherché (Energy Brainpool, 2014).

Loi pour le développement des énergies renouvelables (EEG 2017)

§ 51 Réduction du droit au versement de la prime en cas de prix négatifs

(1) Si la valeur des contrats horaires est négative pendant au moins six heures consécutives dans les enchères de la veille pour la zone de prix allemande sur le marché spot de la bourse de l'électricité, la valeur à placer se réduit à zéro pour toute la période où les contrats horaires sont négatifs sans interruption.

(2) Si l'électricité est vendue dans le cadre du paiement pour interruption dans un mois civil où les conditions visées à l'al. 1 sont réunies au moins une fois, l'exploitant d'installation doit communiquer au gestionnaire de réseau, lors de la transmission des données au sens du § 71, n° 1, la quantité d'électricité qu'il a injectée pendant la période où les contrats horaires ont été négatifs sans interruption ; dans le cas contraire, le droit au versement de la prime est réduit durant ce mois civil de 5 % par jour civil dans lequel est compris tout ou partie de cette période.

(3) Les al. 1 et 2 ne sont pas applicables :

1. aux installations éoliennes d'une puissance installée inférieure à 3 MW, le § 24, al. 1 s'appliquant par analogie,
2. aux autres installations d'une puissance installée inférieure à 500 kW, le § 24, al. 1 s'appliquant par analogie,
3. aux installations éoliennes pilotes sur terre au sens du § 3, n° 37, let. b, et
4. aux installations éoliennes pilotes en mer au sens du § 3, n° 6, de la loi sur l'énergie éolienne en mer.

Bibliographie

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2018). Was sind eigentlich "negative Strompreise"?. Consulté le 27. mars 2020 sur <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2018/02/Meldung/direkt-erklaert.html>
- Bundesnetzagentur. (2019) Bericht über die Mindesterzeugung 2019. Consulté le 27. mai 2020 sur https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html
- Energy Brainpool. (2014). Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäss § 24 EEG 2014 Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V. Consulté le 8. mars 2020 sur https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2014-12-11_BWE_Sechsstunden-Regelung_EnergyBrainpool.pdf
- Frauendorfer, K. & Kiste, K. (2018). Die Spot-Volatilität der Strompreise an der EEX Risikoadjustierte Beurteilung von Spotpreisen. *e.m.w*, 1(10), 52-55.
- Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BadenWürttemberg (ZSW), CONSENTEC GmbH und BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH .(2015). Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien Diskussionspapier: Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG. Consulté le 8. mars 2020 sur https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/negative-preise-stromgrosshandelsmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2