

part of eex group



L'intégration des énergies renouvelables dans le marché : mission accomplie ?

15.11.2020

Sommaire

Résumé	3
Introduction	4
Prix et volumes : comment les énergies renouvelables participent-elle aux dynamiques du marché de l'électricité ?	4
Le marché de l'électricité comme facilitateur d'une intégration efficace des énergies renouvelables : passé et avenir	6
Comment intégrer pleinement les énergies renouvelables dans le marché ?	7
Centrales post-subsidies : renforcer le signal prix en les gardant dans le marché	9
Contrats de différence : Qu'est-ce qui fait la différence ?	11
Garanties d'origine pour l'électricité de source renouvelable : Une plus grande transparence est nécessaire !	12
Les contrats d'achat d'électricité ne sont pas une menace pour la liquidité du marché spot	13

L'intégration des énergies renouvelables dans le marché : mission accomplie ?

Assurer une organisation du marché efficace, au bénéfice de la sécurité du système électrique et des consommateurs

Résumé

Augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen est au cœur du Pacte Vert européen. Les objectifs politiques ambitieux de développement des renouvelables et la baisse des coûts de production accélèrent la transition vers un système où les renouvelables représentent la source d'énergie principale. Dans ce contexte, les régimes de soutien au renouvelable ne sont plus une solution efficace. Un des enjeux principaux pour une transition énergétique réussie est d'assurer l'intégration de la production renouvelable et de lui assurer une rémunération fondée sur le marché. Ceci se fera au bénéfice des consommateurs.

Les régimes d'aide actuels en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ne sont pas adaptés dans le long terme. Ils brouillent les signaux du marché de l'énergie et sont à frein à une intégration efficace des énergies renouvelables dans le réseau. Ils créent des effets de verrouillage qui rallongent la période pendant laquelle les renouvelables reçoivent des paiements réglementés au lieu de mener à une suppression progressive des subventions. Ainsi, ils contribuent à augmenter le coût de la transition énergétique.

Un avenir sans subventions pour les énergies renouvelables est nécessaire et réalisable. En effet, des quantités considérables d'énergies renouvelables sont déjà intégrées avec succès dans le marché européen de l'électricité aujourd'hui. EPEX SPOT contribue à cette intégration grâce à des systèmes d'échange innovants, des échanges proches de la livraison physique d'électricité et des produits de négoce à granularité plus fine.

A l'avenir, les énergies renouvelables devraient contribuer et réagir pleinement au signal de prix. Les revenus peuvent être générés à partir de différents marchés, tels que les marchés de gros de l'énergie, les marchés des garanties d'origine, les services de système et les Power Purchase Agreements. Pour cela, il faut un marché de l'énergie qui fonctionne bien, avec des zones d'enchères stables et liquides et un signal-prix fort pour le marché du carbone.

Toutefois, pendant la phase de transition vers l'intégration totale dans le marché, certains mécanismes de soutien seront probablement encore nécessaires. Les distorsions créées par les régimes de soutien doivent être aussi faibles que possible. Les mécanismes doivent être limités dans le temps, fondés sur le marché, harmonisés au niveau européen, et le montant de la subvention doit être déterminé par des mécanismes concurrentiels (tels que les enchères).

Introduction

Le cadre réglementaire joue un rôle clé pour l'intégration dans le marché des énergies renouvelables. Il y a 20 ans, le système des tarifs d'achat a été introduit afin d'intégrer les énergies renouvelables dans le système sans pour autant les exposer aux risques de variation des prix. La transition graduelle d'un système de tarif d'achat à un système de prime d'achat a créé d'importantes incitations à une commercialisation plus efficace des énergies renouvelables sur la Bourse, tout en limitant l'exposition des producteurs d'énergie renouvelable à la variation des prix. Les défis futurs consistent à parachever cette intégration des énergies renouvelables dans le marché sur la base d'une rémunération provenant uniquement du marché, sans subvention. Ceci est essentiel pour atteindre les objectifs du Pacte vert de l'UE et devrait être au cœur des politiques énergétiques européennes et nationales.

Ce document fournit des réponses aux questions actuelles sur une organisation efficace du marché pour les énergies renouvelables dans les années à venir. Il montre comment des marchés de gros concurrentiels et liquides peuvent contribuer à parachever l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique.

Prix et volumes : comment les énergies renouvelables participent-elle aux dynamiques du marché de l'électricité ?

Les marchés spot sont des marchés physiques qui existent afin d'équilibrer la production et la consommation d'énergie (marché journalier, ou « Day-Ahead ») et de corriger les erreurs de prévisions jusqu'à la livraison (marché intrajournalier, ou « Intraday »). Même si les prévisions de production d'énergie renouvelable ont connu une amélioration significative au cours des dernières années, la production d'énergie renouvelable de source intermittente ne peut pas toujours être anticipée précisément au kWh près. Pour les énergies renouvelables, le marché intrajournalier est le plus pertinent car le négoce y est possible jusqu'à la livraison physique et les augmentations de production peuvent être gérées avec des produits de négoce plus précis, comme les produits à 15 minutes ou 30 minutes.

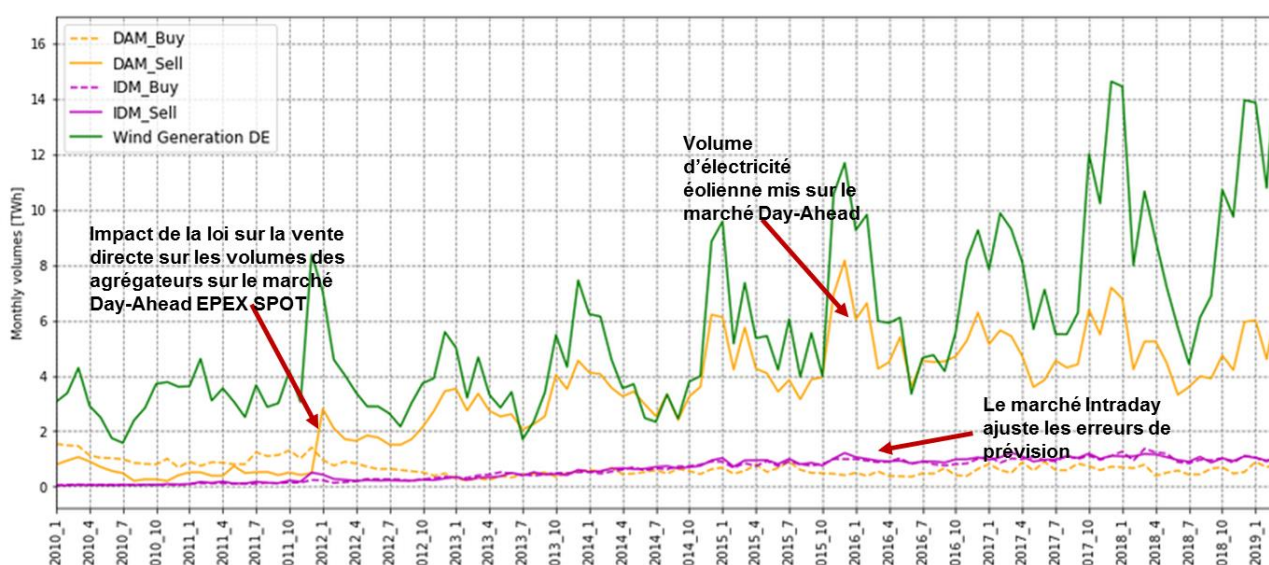


Schéma 1 : Volumes en TWh gérés par des agrégateurs¹ sur le marché spot allemand, Source : EPEX SPOT

¹Dans ce graphique, 22 entreprises dont l'activité principale déclarée est l'agrégation d'énergie de source renouvelable sont prises en considération. Ainsi, certains producteurs d'électricité ayant également une activité d'agrégation ont été exclus.

La figure 1 ci-dessus fournit une illustration de la façon dont les agrégateurs utilisent le marché *Day-Ahead* pour commercialiser leurs volumes de source éolienne (les volumes de vente du *Day-Ahead* sont corrélés avec la production d'énergie éolienne) et utilisent le marché *Intraday* pour ajuster les erreurs de prévisions (les volumes de vente et d'achat sont bas et rapprochés entre eux). Cette analyse est basée sur 22 agrégateurs négociant sur les marchés EPEX SPOT journaliers et intrajournaliers allemands.

Un autre impact est observé sur le marché spot lors de la mise sur le marché des renouvelables : Le prix Intraday sur les enchères de 15 minutes oscille autour du prix Day-Ahead (« motif en dents de scie »). Cela est causé par le lever et le coucher du soleil : quand le soleil se lève, la production d'énergie solaire est moindre dans le premier quart d'heure que dans le dernier quart d'heure. Il y a donc moins de production pendant le premier quart d'heure par rapport à la moyenne horaire, ce qui entraîne des prix plus élevés que le prix horaire moyen. En soirée, quand le soleil se couche, le phénomène inverse est observé. Cette tendance est due à l'obligation de rééquilibrer les contrats horaires Day-Ahead par rapport à la période de résolution des déséquilibres de 15 minutes. A la fin de la fenêtre transactionnelle, les prix se rapprochent approximativement des prix de déséquilibre attendus. Les prix moyens (c'est-à-dire les prix de base ou de pic) du Day-Ahead et de l'Intraday sont en général assez proches les uns des autres. Pour être précis, les deux distributions de prix sont centrées autour d'une même valeur. En 2018, par exemple, le spread moyen entre le Day-Ahead et l'Intraday continu sur 60 minutes était de 0,11 €/MWh.

S'agissant de l'impact des énergies renouvelables sur les prix du marché de gros, on constate en général que l'augmentation de la capacité de production d'électricité de source renouvelable a fait baisser les prix de marché ces dernières années. Lorsque des pics de production d'électricité d'origine solaire ou éolienne surviennent en période de faible consommation, on observe souvent des prix bas voire négatifs. Les prix négatifs s'expliquent en grande partie par le manque de flexibilité du système électrique dans son ensemble. Comme le système n'est pas en mesure d'intégrer toute la capacité renouvelable produite, l'offre excessive fait baisser les prix. En principe, des prix négatifs incitent les acteurs du marché à investir dans des capacités de production plus flexibles.

Toutefois, dans certaines situations, le mécanisme de soutien aux renouvelables impacte le signal prix et empêche les investissements dans les solutions de flexibilité. C'est notamment le cas en Allemagne, où les prix négatifs se trouvent renforcés par certaines règles de prime d'achat. Ces règles désincitent les producteurs de renouvelables à réagir aux prix négatifs en produisant moins.

En situation d'intégration complète dans le marché, les producteurs calibrent l'offre sur la base des coûts marginaux, c.-à-d. les coûts d'exploitation (OPEX). En comparaison, le système de prime d'achat crée des incitations pour que les agrégateurs réagissent au signal prix sur le marché et quittent le marché quand leurs coûts d'opportunité sont atteints (c'est-à-dire pour une prime d'achat négative, par exemple en Allemagne entre -50 et -100 EUR/MWh). Avec la prime d'achat, les coûts d'opportunité incluent les coûts d'investissement (CAPEX). En conséquence, les producteurs vont soumettre leurs ordres à prix négatifs. Ceci va à l'encontre des lignes directrices européennes 2014-2020 concernant les aides d'État à finalité énergétique et environnementale qui ont établi le principe de non-subsidation pour les renouvelables quand le prix de marché est négatif afin de ne pas donner d'incitation à l'achat d'énergies renouvelables à des prix négatifs.

Les mécanismes de soutien actuels ne sont pas durables dans le long-terme. Même si les primes d'achat fondées sur des enchères ont amélioré l'intégration des renouvelables dans le marché comparée aux tarifs d'achat, elles ne constituent pas un mécanisme souhaitable dans un système où la part des renouvelables est beaucoup plus importante.

L'objectif final devrait être l'intégration complète des énergies renouvelables dans le marché. Ceci signifie que dans le long terme, les renouvelables devraient se comporter comme toutes les autres sources d'énergie sur le marché et répondre aux mêmes règles que les autres actifs. Les subventions créent des distorsions de prix, qui amènent à une décorrélation du prix de marché et du coût réel de la production d'électricité. Cette différence est payée par les consommateurs finals à travers des taxes supplémentaires, comme la taxe EEG en Allemagne.

Le marché de l'électricité comme facilitateur d'une intégration efficace des énergies renouvelables : passé et avenir

Aujourd'hui, dans l'UE, la capacité installée d'énergie éolienne est de 191 GW, et la capacité installée d'énergie solaire est de 130 GW (2019). En tant que Bourse européenne de l'électricité, EPEX SPOT fournit une plateforme d'échange et des produits de négoce afin d'intégrer avec succès dans le marché ces volumes d'électricité d'origine renouvelable en croissance rapide. Nous adaptons les marchés aux énergies renouvelables. Voici quelques exemples de nos innovations en matière de produits et de marché à travers l'Europe, qui sont devenues des piliers de la transition énergétique :

- **Des échanges proches du temps réel / Réduction des délais** : Avec une pénétration de plus en plus forte des énergies renouvelables sur le marché, les échanges se rapprochent du temps réel à mesure que les prévisions deviennent plus précises. Par exemple, sur le marché continu Intraday à 60 minutes allemand, 30 % des volumes étaient échangés une heure avant la livraison en 2019 (contre seulement 15 % en 2012). EPEX SPOT a sans cesse raccourci les temps de fermeture des fenêtres de transaction sur tous ses marchés continus Intraday. Ainsi, dès 2015 les échanges étaient possibles jusqu'à 5 minutes avant la livraison en Belgique et aux Pays-Bas. C'est également le cas depuis 2017 en Allemagne (dans une même zone de contrôle) et depuis 2018 en France et en Autriche.
- **Les produits à 15 et 30 minutes** : Les produits Intraday avec une granularité plus fine, notamment ceux à 15 et 30 minutes, donnent aux acteurs du marché une meilleure capacité à ajuster les déviations dans leurs prévisions horaires, à affiner les portefeuilles clients et à gérer les augmentations de production. Première bourse de l'électricité en Europe, l'EPEX SPOT a introduit en 2011 le négoce transfrontalier de produits à 15 minutes sur les marchés continus Intraday en Autriche, Allemagne et Suisse. Nos produits à 15 et 30 minutes ont connu un grand succès. Par exemple, à l'enchère d'ouverture de 15 minutes sur le marché Intraday allemand, 112 acteurs de marché ont échangé un volume de 6,9 TWh en 2019 (contre 4 TWh en 2015). Avec ces produits, nous offrons la possibilité aux responsables d'équilibre (BRP, pour *Balance Responsible Parties*) d'effectuer les rééquilibrages pendant la période de résolution des déséquilibres définie, par exemple 15 minutes en Allemagne.
- **Le trading haute fréquence** : Le développement de la production décentralisée d'énergie renouvelable va de pair avec la digitalisation du secteur de l'énergie. Le trading haute fréquence induit une croissance rapide des ordres et des échanges (+300 % au cours des 3 dernières années avec plus de 2 millions d'ordres par jour sur notre plateforme d'échange Intraday M7). Avec le trading haute fréquence, ces ordres ne sont pas soumis dans notre plateforme d'échange manuelle, Comtrader, mais via une interface de programmation d'application (API). EPEX SPOT utilise à présent 140 connections API. Les échanges générés par des API représentent déjà environ 40 % des échanges Intraday à 60 minutes et même 60 % des échanges Intraday à 15 minutes. EPEX SPOT a fait évoluer ses plateformes d'échange pour accueillir ces volumes élevés et maintenir le *round trip time* (temps de réaction du système après saisie) le plus court possible. Nous avons augmenté le pas de cotation (variation minimum de l'offre) à 0,10 EUR/MWh, qui a ensuite été rétabli à 0,01 EUR/MWh avec le lancement du couplage unique infrajournalier européen en 2018. C'est grâce à notre robuste système d'échanges Intraday M7 que nous assurons des échanges rapides, stables et sécurisés et sommes à même d'accueillir une part croissante d'énergie de source renouvelable dans le réseau électrique et la plateforme d'échange.
- **Marchés de valorisation de la flexibilité locale** : Les marchés de valorisation de la flexibilité locale pour la gestion de la congestion du réseau de distribution seront cruciaux pour l'intégration réussie des énergies renouvelables dans le système électrique. EPEX SPOT fait partie du projet Enera, la première plateforme d'échange local de flexibilité en Europe, qui a été lancée avec succès en février 2019. Grâce à ce projet, les réductions forcées de production d'énergie renouvelable pourraient être évitées, de

nouvelles flexibilités pourraient être créées et les acteurs du marché seraient à même d'utiliser un potentiel de flexibilité jusqu'à présent négligé.

- EPEX SPOT travaille sur **l'intégration du secteur selon la demande du marché** et développe avec Siemens, entre autres, un système permettant la connexion des systèmes de gestion de l'énergie des bâtiments de Siemens (*Siemens Building Energy Management Systems*) avec les marchés d'EPEX SPOT. L'approche consiste à **ouvrir davantage les marchés EPEX SPOT aux acteurs décentralisés**. Cela sera possible grâce aux systèmes de gestion de l'énergie des bâtiments et aux algorithmes d'optimisation, reliés aux marchés de flexibilité et de gros opérés par EPEX SPOT.
- EPEX SPOT a accompagné la commercialisation directe des énergies renouvelables en lançant les **indices de prix**, représentant les évolutions de prix en temps quasi réel, comme l'indice ID3 qui représente les échanges des trois dernières heures jusqu'à 30 minutes avant la livraison. Ces indices sont utilisés par les acteurs du marché dans leurs contrats avec les producteurs d'électricité de source renouvelable.

Comment intégrer pleinement les énergies renouvelables dans le marché ?

Le schéma suivant (schéma 2) donne une vue globale des 3 étapes de l'intégration dans le marché par le passé (1), au présent (2) et dans le futur (3).

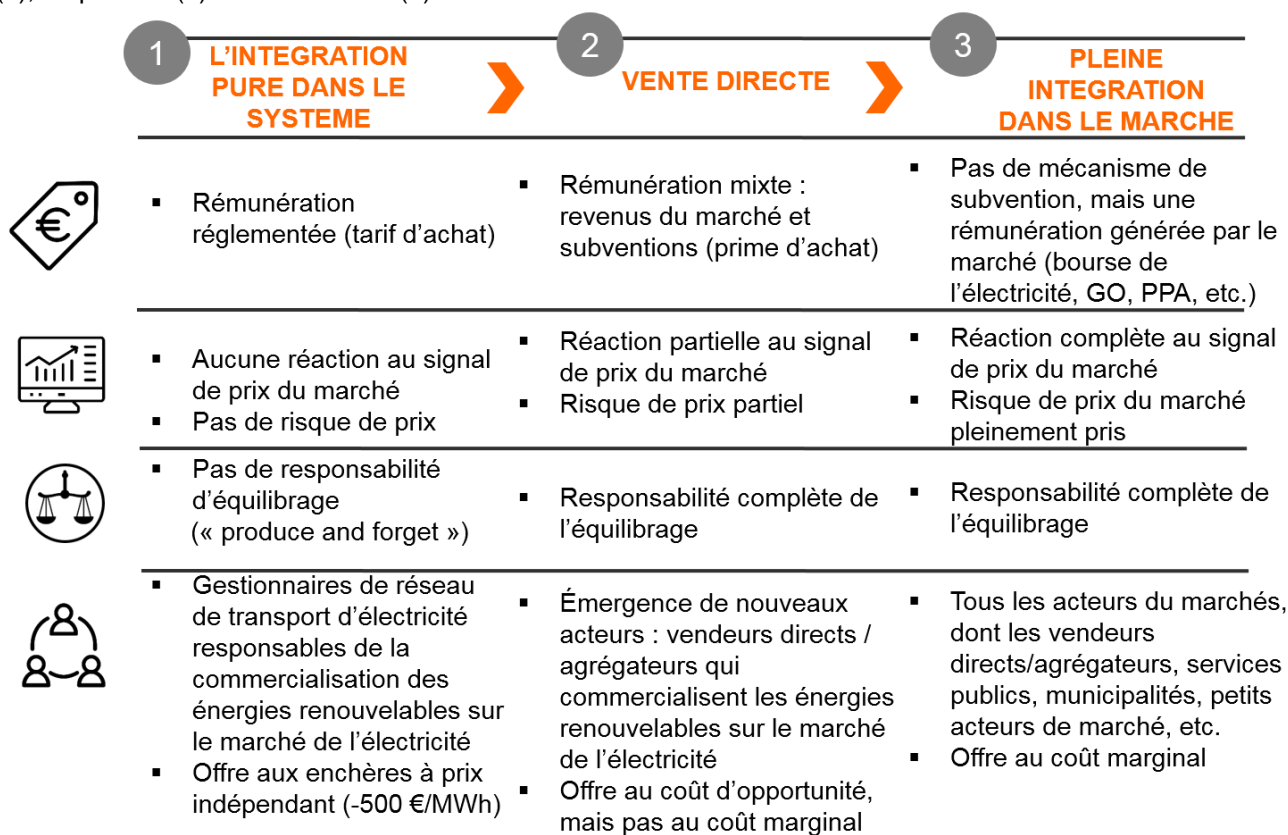


Schéma 2 : Les 3 étapes de l'intégration des énergies renouvelables dans le marché, source : EPEX SPOT

Dans de nombreux pays européens, la première étape de l'intégration proprement dite des énergies renouvelables dans le système d'approvisionnement électrique a commencé il y a 20 ans avec l'introduction des tarifs d'achat garantis. Ces mécanismes de subvention ont eu beaucoup de succès et ont aidé les énergies renouvelables à pénétrer le marché beaucoup plus rapidement que prévu. En conséquence, les coûts de construction pour les énergies renouvelables ont également baissé beaucoup plus rapidement que prévu. Une réforme du système s'imposait et, avec la mise en place des primes d'achat et des processus d'appel d'offres pour les énergies renouvelables, une deuxième étape de leur intégration dans le marché a commencé. Aujourd'hui, dans de nombreux pays européens, l'intégration dans le marché des énergies renouvelables se situe entre les étapes 2 et 3. Par rapport aux premières années du développement des renouvelables, la demande joue un rôle beaucoup plus important aujourd'hui pour encourager à créer de nouvelles capacités de production renouvelable. La baisse de la part du nucléaire et du charbon, le souhait des consommateurs d'accéder à une offre plus verte et les objectifs climatiques fixés au niveau politique créent de nouvelles incitations.

La clé de l'intégration complète des énergies de source renouvelable est de fournir aux acteurs du marché la possibilité de faire des offres correspondant à leurs coûts marginaux sur les marchés de l'électricité dérivés et spot. Cela signifie que l'expédition d'électricité peut avoir lieu selon l'ordre de mérite tout en permettant aux acteurs de marché de récupérer leurs coûts d'investissement. Ainsi, même avec une proportion élevée d'énergies renouvelables, le signal prix du marché ne sera pas faussé. En particulier, il n'y aura pas de biais baissier, ce qui est essentiel pour stimuler l'investissement dans des nouvelles capacités de génération d'électricité. Grâce à une concurrence efficace, les coûts de financement, et donc les coûts uniformisés de l'électricité, diminueront. Les énergies renouvelables réagiront pleinement au signal prix du marché et seront pleinement exposées à ce même signal. La rémunération sera fixée selon les revenus issus du marché, à partir de la rémunération de la ressource, c'est-à-dire le prix du marché de l'électricité pour chaque MWh produit, ainsi que de la rémunération liée au type d'électricité produite (garantie d'origine) et aux autres services qui peuvent être fournis au niveau du système (équilibre, gestion de la congestion et services auxiliaires). Ainsi, en plus de marchés de gros liquides et concurrentiels, un marché du CO₂ et un marché des garanties d'origine (GO) performants sont nécessaires. Cela contribuera à faire en sorte que les renouvelables puissent se refinancer elles-mêmes sur le marché. De plus, les consommateurs d'électricité et les contribuables n'auront plus à payer des subventions. Actuellement, les prix des GO sont bas (avec des GO standards situés pour la plupart entre 0,15 et 0,20 €/MWh), mais il est prévisible que les prix augmenteront du fait de la demande croissante, ainsi que des objectifs politiques de développement des énergies renouvelables. Réaliser une intégration complète dans le marché ne sera pas chose facile, car cela signifie que les bonnes décisions réglementaires doivent être prises concernant un mode de subvention transitoire des énergies renouvelables. De nombreux acteurs du marché ont cependant déjà développé des modèles économiques prometteurs permettant une rémunération des énergies renouvelables par le marché, comme par exemple les nouveaux modèles de commercialisation directe. L'organisation future du marché devrait être axée sur une rémunération par le marché et non via des subventions, comme par exemple les revenus issus du marché de gros, des GO, les conventions d'achat d'électricité (PPA), etc.

À l'avenir, dans un système dominé par l'offre d'énergies renouvelables, les marchés Day-Ahead et Intraday continueront à fournir des signaux de prix très importants et fiables. L'importance du marché intrajournalier va encore croître, car les échanges au plus près de la livraison seront encore plus essentiels. Le marché Day-Ahead restera également pleinement pertinent, même si une part plus importante d'énergies renouvelables dans le réseau électrique tend à faire baisser le prix du marché de l'électricité au comptant, car les coûts marginaux des énergies renouvelables sont très faibles. Les enchères Day-Ahead intègrent toutes les informations disponibles à un moment donné, au-delà des seules informations sur les coûts de production. Le prix sur le marché Day-Ahead reflétera également la valeur attribuée à l'électricité par la demande. En période de pénurie, c'est la valeur que les consommateurs attribuent à leur consommation qui fixera le prix. Ces pics de prix permettent aux producteurs d'énergie renouvelable d'obtenir une rente et de couvrir leurs coûts d'investissement. La rareté se produira toujours car dans le scénario optimal, la capacité installée des énergies renouvelables doit être aussi

efficace que possible. Cela signifie que la capacité ne sera pas installée pour couvrir les tout derniers kWh de la demande de pointe d'électricité, mais pour atteindre un équilibre optimal. En outre, différentes technologies telles que les solutions axées sur la demande, les mécanismes de stockage et les batteries contribueront à une formation efficace des prix au comptant, même si une grande partie de la production traditionnelle ne fait pas partie du système

Toutefois, des systèmes de subvention resteront certainement nécessaires pendant la phase de transition vers la pleine intégration dans le marché. Tout système de subvention doit être le moins perturbateur possible, basé sur le marché, harmonisé au niveau européen, et le montant de la subvention doit être déterminé par des mécanismes concurrentiels, comme les enchères. Cela signifie que les nouvelles centrales doivent être construites là où elles sont les plus efficaces, sans que le projet soit influencé par les frontières et systèmes de subvention nationaux. La proposition récente de la Commission Européenne pour des appels d'offres trans-européens dans les énergies renouvelables va ainsi dans la bonne direction. Afin d'assurer un niveau suffisant de construction de nouvelles centrales d'énergies renouvelables pendant la phase de transition vers la pleine intégration dans le marché, on peut également imaginer soutenir les énergies renouvelables sous la forme de paiements de capacité (pour chaque kW installé) plutôt que de paiements de primes d'achat (pour chaque kWh produit). En termes d'intégration au marché, des paiements de capacité représenteraient une étape supplémentaire vers la pleine intégration dans le marché, car les producteurs d'énergies renouvelables pourraient offrir leur électricité au coût marginal, comme toute autre source d'électricité.

Centrales post-subsidies : renforcer le signal prix en les gardant dans le marché

D'ici à la fin 2020, les premières centrales éoliennes et PV sortiront du système des tarifs d'achat après 20 années de subventions. Le tableau suivant donne une vue générale des capacités installées dans 18 Etats membres de l'Union européenne qui vont sortir du système des subventions. En Allemagne, le plus grand marché des énergies renouvelables en Europe, cela concernera 16 GW d'installations éoliennes et 2 GW d'installations PV jusqu'en 2025², ce qui est un paramètre pertinent dans le secteur électrique.

² sur un total de 61 GW de capacité éolienne installée et de 49 GW de capacité solaire installée en Allemagne en 2019

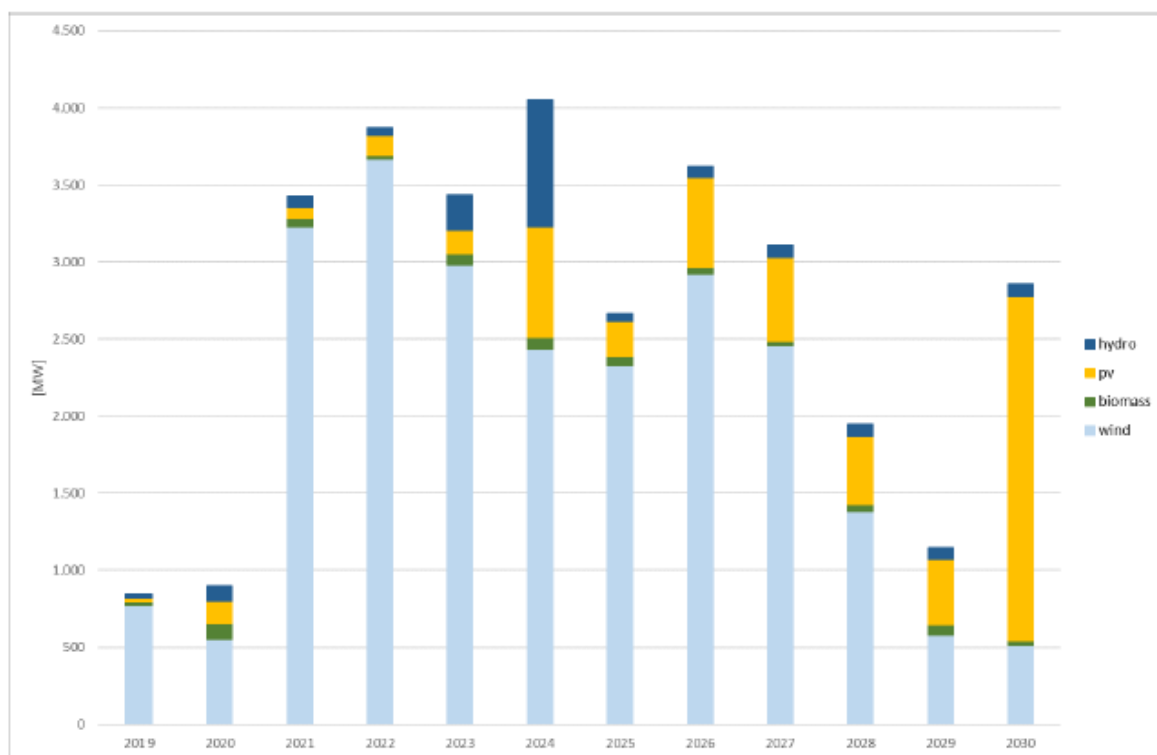


Schéma 3 : Capacité installée atteignant la fin des subventions dans 18 Etats membres, source : CEER, 2020

Plusieurs options sont possibles pour ces centrales après la fin des paiements en tarif d'achat :

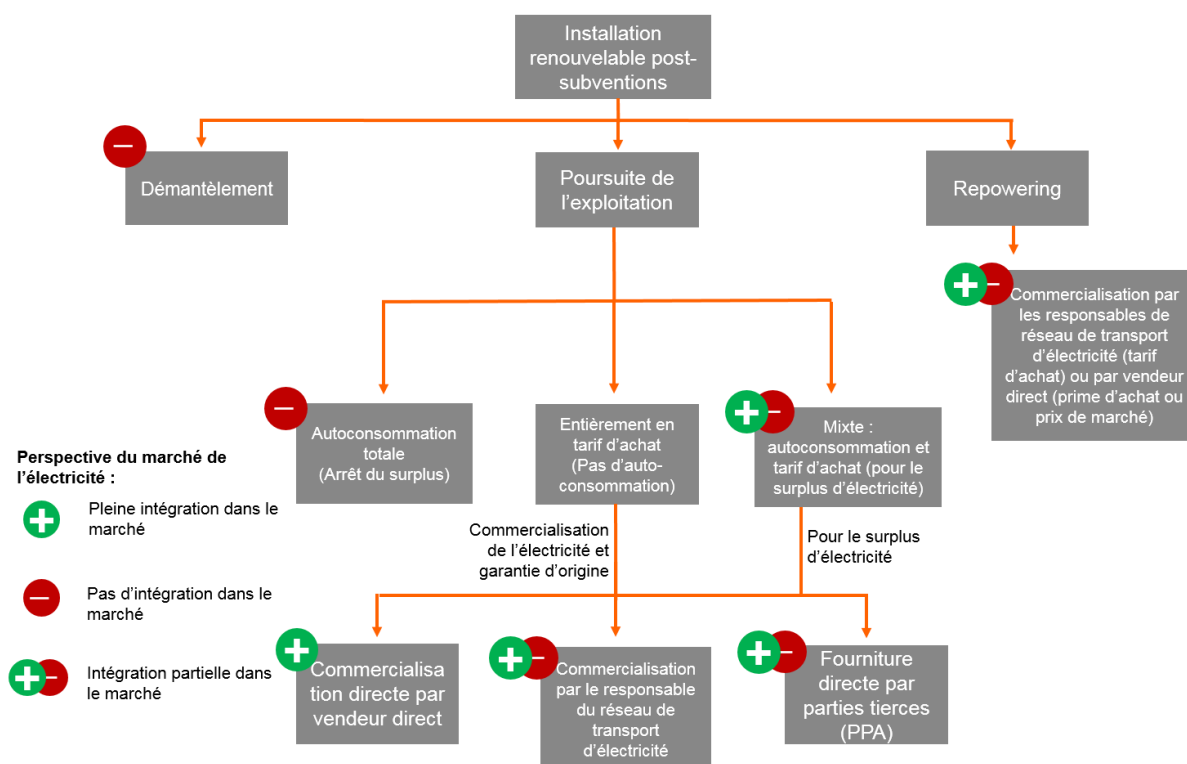


Schéma 4 : Options pour des installations renouvelables post-subsidies et impact sur l'intégration dans le marché, source : EPEX SPOT

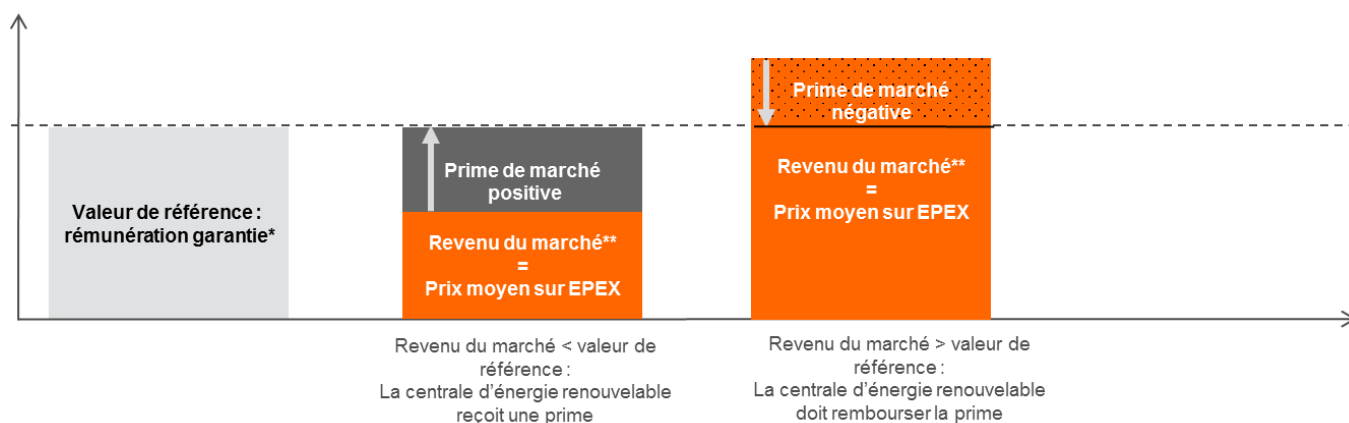
Pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité et le succès de la transition énergétique, il est nécessaire que **les centrales post-subvention restent pleinement dans le marché** au lieu d'être démantelées ou basculées vers un mode d'autoconsommation. Ces centrales doivent rester dans le marché pour finaliser l'intégration des renouvelables et contribuer à des marchés de l'électricité liquides et concurrentiels en Europe, avec des prix fiables.

Les revenus de ces centrales proviendront de la mise en vente de l'électricité sur ces marchés d'une part, et des revenus des garanties d'origine rémunérant la valeur de cette électricité verte d'autre part. La rémunération issue des GO sera une nouvelle source de revenus pour les centrales post-subvention car, dans la plupart des systèmes de subvention, les centrales subventionnées n'ont pas le droit de recevoir et vendre des GO (c'est ce qu'on appelle l'interdiction de ventes multiples, comme dans la loi allemande sur les énergies renouvelables EEG 2017 § 80). Du point de vue réglementaire et économique, le défi actuel pour les centrales post-subvention réside cependant dans le fait que, dans les conditions présentes, la commercialisation directe n'est pas une option économiquement viable du fait des coûts fixes qu'elle engendre, qui sont supérieurs aux revenus du marché pour les centrales de petite taille. Néanmoins, les coûts de commercialisation directe sur le marché diminueront davantage à l'avenir, grâce à la digitalisation en cours, l'automatisation des processus et le développement des compteurs intelligents.

Des solutions transitoires seront par conséquent nécessaires pour que les centrales post-subvention restent dans le marché et ne soient pas démantelées ou mises en autoconsommation. Des changements dans le cadre réglementaire pourraient permettre des profils de charge standard ou de génération normalisée au lieu de l'équilibrage obligatoire à 15 minutes, et par là-même éviter les coûteux compteurs intelligents. Des procédures d'émission standardisées pour les GO pourraient également permettre de réduire les coûts administratifs. Une prolongation pure et simple des tarifs d'achat pour des années supplémentaires pour des centrales qui sont déjà amorties après 20 ans de subventions serait difficile à justifier politiquement et entraverait les efforts des entreprises qui sont en train de développer les nouveaux modèles économiques pour l'exploitation de centrales post-subvention.

Contrats de différence : Qu'est-ce qui fait la différence ?

L'idée du contrat de différence (ci-après CfD pour *contract for difference*, aussi appelé prime d'achat symétrique par opposition avec la prime d'achat asymétrique en place, par exemple, en Allemagne), provient de la différence entre la rémunération garantie (valeur de référence) et la valeur de marché. Si la différence entre la rémunération garantie et la valeur de marché est positive, le producteur d'énergie renouvelable reçoit la prime de marché habituelle (voir schéma 5, 2^e barre). Si la différence est négative, le CfD prévoit un remboursement (schéma 5, 3^e barre). Les incitations pour les opérateurs sur le marché spot vont toujours vers une performance plus élevée que la valeur de marché afin de maximiser les profits individuels.



* Valeur de référence : rémunération garantie, par exemple tarif ou prime d'achat +/- revenus du marché

** Revenus du marché : revenus individuels de chaque opérateur

*** Valeur du marché : prix moyen sur le marché de l'électricité

Schéma 5 : Le fonctionnement du contrat de différence (CfD), Source : EPEX SPOT

Le concept du CfD est discuté dans le contexte de la chute des coûts de génération d'électricité de source renouvelable et de l'augmentation des prix de l'électricité sur le marché de gros. Les CfD sont déjà utilisés, entre autres, au Royaume-Uni, en France, au Danemark et en Pologne. L'exploitant d'une centrale produisant de l'énergie de source renouvelable reçoit toujours une prime d'achat si le revenu du marché est inférieur à la valeur de référence (voir schéma 5, 2^e barre). Il est donc protégé vis-à-vis du risque de prix bas sur le marché de gros, comme dans le système de primes d'achat flexibles. Cependant, à la différence du système de prime d'achat, il doit payer la différence entre le revenu de marché et le tarif de référence si les revenus de marché sont supérieurs (voir schéma 5, 3^e barre). Cela signifie que les opportunités et les risques liés à des prix de marché hauts ou bas pour les exploitants de centrales d'énergie renouvelable et les consommateurs d'électricité sont équilibrés de manière égale.

Sur le marché spot, les incitations pour une commercialisation la plus efficace des énergies renouvelables sont comparables que le système soit celui du CfD ou celui de la prime d'achat, étant donné que la paramétrisation est la même. Néanmoins, les CfD constituent un net pas en arrière sur la voie d'une intégration réussie dans le marché. Pour le marché de l'électricité à terme, les CfD auraient un impact considérable. La principale différence entre le CfD et la prime d'achat est que le risque lié au prix du marché est entièrement mutualisé avec le CfD, alors qu'avec la prime d'achat, le risque est assumé graduellement par les soumissionnaires si cela est autorisé. La mutualisation du risque de prix du marché n'incite plus les investisseurs dans les énergies renouvelables à couvrir leurs risques sur le marché. Il existe cependant déjà des façons adéquates de couvrir ces risques sur le marché, il n'existe donc de besoin de mutualisation de ces risques. Au contraire, le CfD signifierait un pas en arrière du point de vue de l'intégration des énergies renouvelables dans le marché. Au lieu de développer de nouveaux systèmes de subvention, l'attention devrait se porter sur la façon dont les mécanismes de subventions actuels pourraient être progressivement éliminés pour atteindre la pleine intégration dans le marché pour les énergies renouvelables, ces dernières étant entièrement rémunérées dans le marché.

Garanties d'origine pour l'électricité de source renouvelable : Une plus grande transparence est nécessaire !

Une GO est un document électronique qui prouve au client final qu'un volume précis d'électricité provient d'une source d'énergie renouvelable spécifique, ou est produit en cogénération. Une GO établit la traçabilité d'une

source d'énergie verte depuis le producteur jusqu'au client final, en pleine transparence. Elle est reconnue dans toute l'UE. Chaque pays a son propre administrateur de registre nommé par l'État, par exemple EEX en France et UBA en Allemagne. La capacité installée croissante des énergies renouvelables, le besoin d'atteindre les objectifs climatiques et la suppression progressive des subventions rendent un marché des GO performant d'autant plus nécessaire. Les GO peuvent créer des sources supplémentaires de revenus provenant du marché pour les centrales d'énergie renouvelable. Le marché des GO européen croît chaque année avec un volume de GO dépassant 600 TWh, et une demande qui a dépassé les 500 TWh en 2018.

Un marché des GO organisé et transparent est nécessaire pour offrir aux acteurs du marché un moyen de valoriser la « part verte » d'un MWh. Les GO peuvent déjà s'échanger sur les marchés de gré à gré, mais il n'y a pas de marché organisé pour la négociation de GO et aucun prix de référence n'existe pour ces dernières. Seules des estimations de prix, proposées par certaines agences spécialisées, sont actuellement disponibles. Comparé aux échanges bilatéraux, le négoce de GO sur les marchés offre de multiples avantages pour les acteurs du marché. Tout d'abord, outre la neutralité et la sécurité financière des transactions, cela crée un signal prix transparent. Sur la base de l'offre et de la demande, la plateforme d'échange, en tant qu'acteur neutre, calcule et publie un prix des GO. Le manque de transparence du marché actuel des GO est une des principales barrières au développement de la liquidité de ce marché.

Les contrats d'achat d'électricité ne sont pas une menace pour la liquidité du marché spot

Les contrats d'achat d'électricité (PPA, pour « Power Purchase Agreement ») connaissent un succès grandissant depuis quelques années comme source de revenus issue uniquement du marché pour les énergies renouvelables non subventionnées. Cependant, les contrats bilatéraux pour la livraison d'un volume prédéfini d'électricité à un certain prix entre un fournisseur et un consommateur ne sont pas fondamentalement nouveaux. Les contrats bilatéraux ont toujours existé, on peut donc douter que les PPA aient un effet « révolutionnaire » sur le marché de l'électricité ou sur le négoce d'électricité en Bourse. Le marché spot est le marché physique qui permet d'équilibrer la production et d'anticiper les déviations. Même dans un contexte de développement des PPA, ceci reste pertinent car les énergies renouvelables sont sujettes à des fluctuations constantes que même les PPA ne peuvent prévoir au MWh près. Seuls les marchés Day-Ahead et Intraday peuvent intégrer efficacement le caractère fluctuant des énergies renouvelables.

Ce mécanisme fonctionne de pair avec le marché à long terme. EEX voit dans les contrats à terme standards sur l'électricité l'instrument permettant de couvrir les risques à long terme des PPA, selon les tendances du marché, par exemple la couverture du risque des PPA sur le marché de l'électricité espagnol. Cela permet aux énergies renouvelables d'exister sans subvention tout en offrant l'opportunité aux opérateurs et aux investisseurs de gérer le risque de prix des PPA sur le long terme.

Contact

Kora Töpfer

Responsable senior des affaires publiques & réglementaires :
k.toepfer@epexspot.com

Arnault Martin

Analyste Quantitatif, Produits & Marchés
a.martin@epexspot.com

A propos d'EPEX SPOT

La bourse européenne de l'électricité EPEX SPOT SE et ses sociétés filiales gèrent les marchés de l'électricité au comptant pour Central Ouest Europe, le Royaume-Uni et pour le Danemark, la Finlande, la Norvège et la Suède. En tant que membre de EEX Group, un groupe d'entreprises opérant des marchés internationaux de matières premières, EPEX SPOT œuvre à créer un marché européen unique de l'électricité. Plus que 300 membres négocient de l'électricité à travers douze pays. Des gestionnaires de réseaux de transport détiennent 49 % d'EPEX SPOT par le holding HGRT. Pour plus d'informations, visitez www.epexspot.com.

EPEX SPOT SE, 5 boulevard Montmartre, 75002 Paris (France), info@epexspot.com, www.epexspot.com

Public & Regulatory Affairs, publicaffairs@epexspot.com

Offices: Transformatorweg 90, 1014 AK Amsterdam (The Netherlands); Regus at The Chancellor Office, Rahel-Hirsch-Straße 10, 10557 Berlin (Germany); Marktgasse 20, 3011 Bern (Switzerland); Treesquare, Square de Meeûs 5-6, 1000 Brussels (Belgium); 11 Westferry Circus, Canary Wharf, London E14 4HE (United Kingdom); Mayerhofgasse 1/19, 1040 Vienna (Austria)