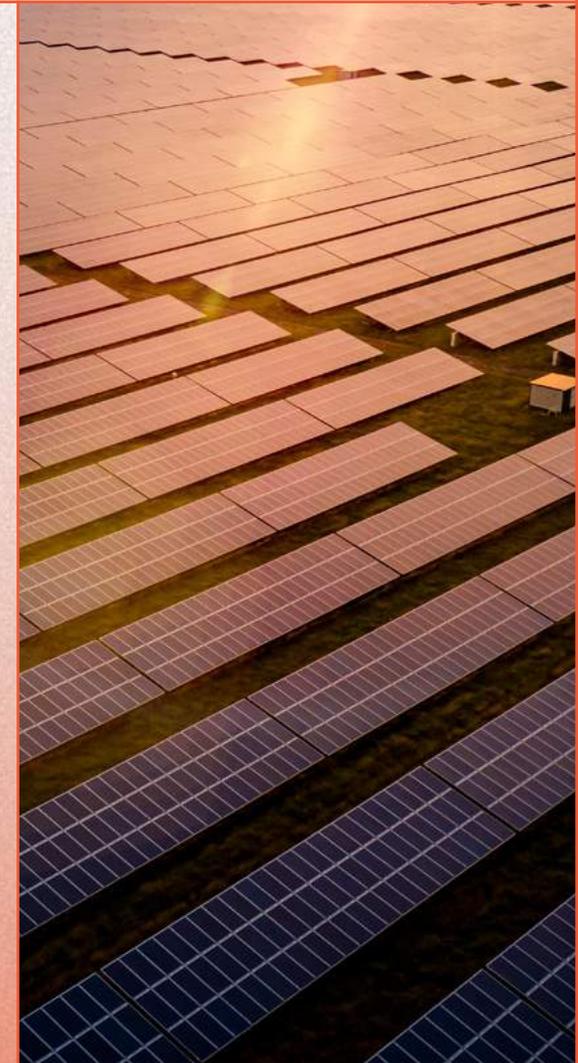


# RECOMMANDATIONS D'EPEX SPOT POUR UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE DÉCARBONÉ

Juin 2022  
Paris





**RECOMMANDATIONS**  
P. 03

**AVANT-PROPOS DE**  
**Ralph Danielski,**  
**CEO d'EPEX SPOT**  
P. 06

# 1

## **IMPORTANCE DES MARCHÉS ET DES SIGNAUX DE PRIX POUR LA DÉCARBONATION**

P. 07



**Des signaux de prix pertinents  
comme base des décisions  
efficaces des acteurs du marché**

P. 08



**S'appuyer sur le dispositif  
existant de couplage de marché  
européen pour favoriser  
la concurrence et l'innovation**

P. 13

# 2

## **DYNAMISER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES PAR LE BIAIS DES MARCHÉS**

P. 19



**Vers une intégration complète  
du marché des énergies  
renouvelables**

P. 20



**Un marché organisé des GO :  
un signal prix transparent  
pour valoriser la source verte  
du mégawattheure**

P. 26

# 3

## **VALORISATION DE LA FLEXIBILITÉ POUR TRANSFORMER LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES**

P. 31



**De nouveaux signaux de prix  
complémentaires pour résoudre  
la congestion du réseau et libérer  
le potentiel de flexibilité du côté  
de la demande**

P. 32



**La voie à suivre :  
nouvelle solution de plateforme  
d'échange de flexibilité**

P. 35

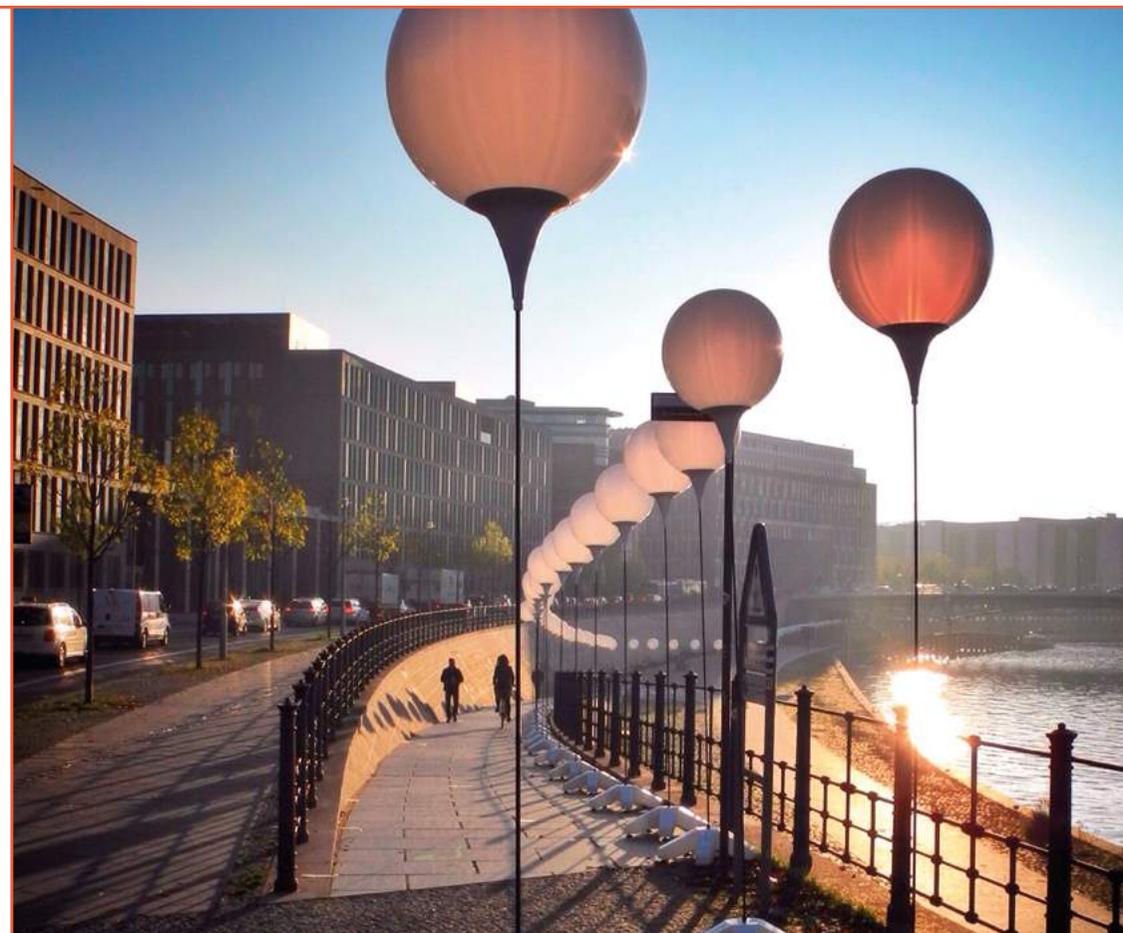
# RECOMMANDATION 1 : IMPORTANCE DES MARCHÉS ET DES SIGNAUX DE PRIX POUR LA DÉCARBONATION

## FORMATION DES PRIX SUR LES MARCHÉS AU COMPTANT EUROPÉENS

- Des signaux de prix pertinents facilitent un approvisionnement en électricité sûr, propre et abordable. Les distorsions du prix du marché de gros de l'électricité, telles que les plafonds de prix, doivent donc être évitées.
- Continuer de se fonder sur la formation des prix au coût marginal permet une répartition des coûts efficace, réduit les coûts pour les consommateurs et définit les bonnes incitations à investir dans de technologies propres.

## COUPLAGE DES MARCHÉS EUROPÉENS

- S'appuyer sur l'architecture de couplage de marché existante afin de réduire le délai de mise sur le marché des nouveaux produits et fonctionnalités. L'architecture actuelle de couplage de marché a permis de réaliser des projets importants et contribue à la sécurité du système et de l'approvisionnement.
- Permettre la concurrence entre les bourses de l'électricité dans tous les États membres de l'Union européenne (UE) pour offrir aux acteurs du marché des opportunités d'échanges supplémentaires et élargir les avantages du marché unique de l'électricité pour tous les consommateurs européens.



# RECOMMANDATION 2 : DYNAMISER LES ÉNERGIES RENEUVELABLES PAR LE BIAIS DES MARCHÉS



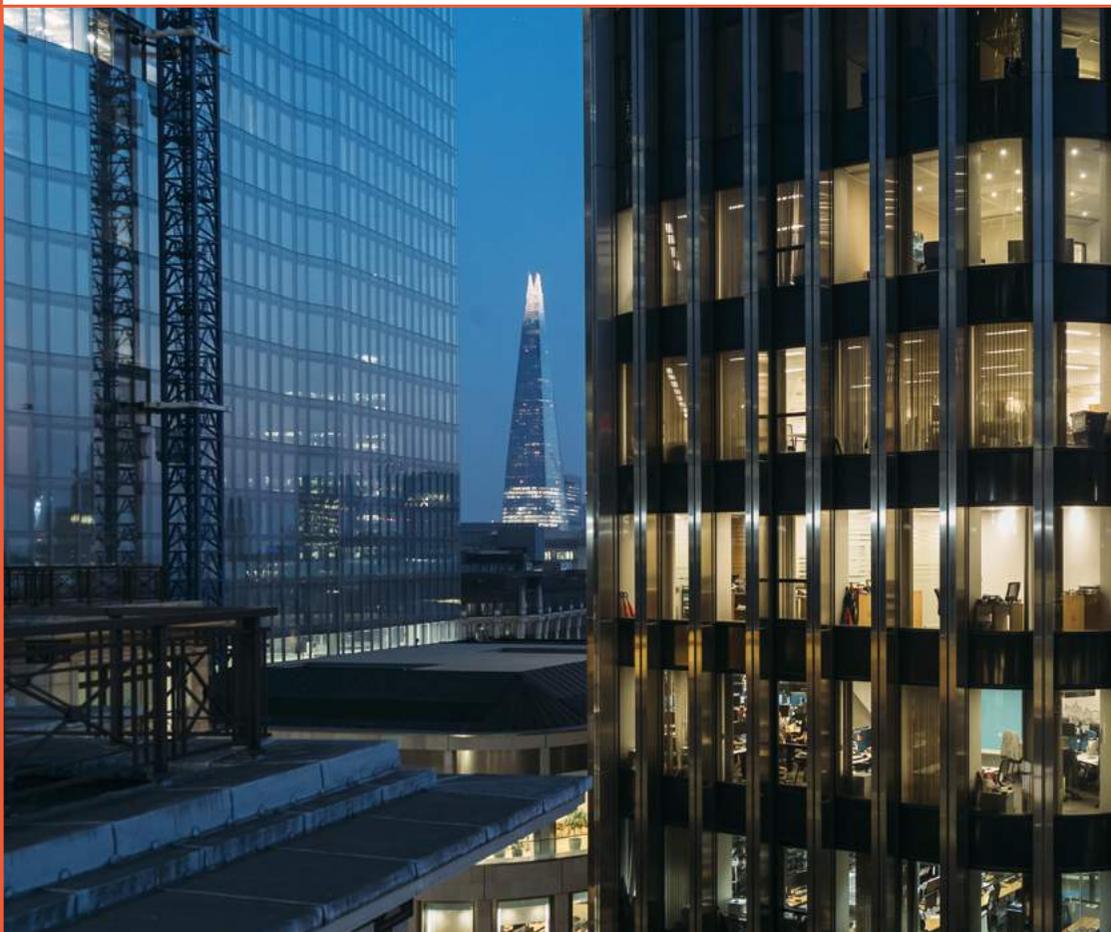
## INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENEUVELABLES DANS LE MARCHÉ

- Éliminer progressivement les régimes de soutien aux énergies renouvelables, même les primes de rachat basées sur le marché, qui faussent le prix de marché. Ces mécanismes de soutien doivent être remplacés par toutes les rémunérations possibles du marché (bourse de l'électricité, Garanties d'Origine (GO), conventions d'achat d'électricité (« PPA »), etc.).
- Durant la phase de transition, certains mécanismes de soutien seront probablement encore nécessaires. Ces régimes de soutien doivent être justifiés par une défaillance avérée du marché qui ne peut être palliée autrement, clairement limités dans le temps, fondés sur le marché et harmonisés au niveau européen, afin de minimiser les effets de distorsion de ces mesures et de garantir des conditions de concurrence équitables dans l'ensemble de l'UE.

## GARANTIES D'ORIGINE POUR L'ÉLECTRICITÉ RENEUVELABLE

- Entériner l'utilisation des GO dans toute l'Union européenne et faciliter la normalisation pour assurer le transfert des GO entre les registres. Réduire la durée de validité des GO d'un an actuellement à un mois ou moins. Une durée de validité plus courte permet de faire correspondre les GO avec une production et une consommation d'électricité proche du temps réel.
- Émettre des GO pour les énergies renouvelables, tant non subventionnées que subventionnées pour permettre à tous les producteurs d'électricité renouvelable de bénéficier de flux de revenus supplémentaires du marché, de soutenir l'utilisation des PPA et d'éliminer le besoin de subventions pour les technologies renouvelables matures.

# RECOMMANDATION 3 : VALORISER LA FLEXIBILITÉ POUR TRANSFORMER LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES



## CONGESTION DU RÉSEAU ET FLEXIBILITÉ DE LA DEMANDE

- Donner des incitations aux gestionnaires de réseau afin qu'ils s'engagent dans des processus d'approvisionnement flexibles en complément du renforcement du réseau.
- Éviter les obstacles à la participation aux processus du marché pour les flexibilités à petite échelle et du côté de la demande.

## MARCHÉS LOCAUX DE FLEXIBILITÉ

- Arbitrer les investissements dans le réseau avec d'autres solutions "douces", notamment en recourant aux marchés locaux de flexibilité, pour favoriser l'efficacité de la transition énergétique.
- s'appuyer sur des plates-formes et des opérateurs neutres pour assurer une correspondance transparente des ordres et l'émergence de signaux de prix significatifs. La répartition des rôles et des tâches entre les fournisseurs de flexibilité (c'est-à-dire les agrégateurs), les gestionnaires de réseaux et les opérateurs de plateformes doit être claire.

# Ralph Danielski

CEO d'EPEX SPOT



La situation actuelle de persistance de prix élevés de l'électricité est sans précédent. Nous avons assisté à une augmentation des prix de l'électricité de plus de 200% en moins d'un an, à partir de l'automne 2021. Mais en ces temps de turbulences, le marché de l'électricité fonctionne de manière parfaitement fiable et précise. Le marché de gros de l'électricité fournit chaque jour des signaux de prix forts et significatifs. Il continue de refléter avec précision les fondamentaux de l'offre et de la demande et rend la situation actuelle transparente, comme l'ACER le souligne à juste titre dans son évaluation d'avril 2022 de la conception du marché de gros de l'électricité de l'UE.

Les solutions résident dans une expansion massive des énergies renouvelables combinée à une plus grande flexibilité du système, par exemple grâce à la gestion de la demande, aux capacités de stockage, à la flexibilité locale et à des échanges proches du temps réel. La décarbonation permet à l'Europe d'être indépendante des importations

d'énergie, comme le prévoit le plan REPowerEU de la Commission européenne de mai 2022. Mais quelles sont les mesures concrètes à envisager pour parvenir à un système électrique décarboné ?

En tant que Bourse européenne de l'électricité organisant les marchés physiques à court terme, EPEX SPOT participe à la décarbonation du secteur de l'énergie avec des produits et services innovants. Des signaux de prix pertinents sont à la base des décisions d'investissement des acteurs du marché et constituent les bonnes incitations pour un approvisionnement en électricité sûr, propre et abordable. Le couplage des marchés européens de l'électricité facilite l'intégration des énergies renouvelables et contribue largement à la sécurité d'approvisionnement. Les marchés de l'électricité avec une libre formation des prix contribuent donc directement à réaliser la transition énergétique de la manière la plus efficace. De nouveaux signaux de prix pour la flexibilité locale peuvent résoudre la congestion du réseau et libérer le potentiel de la flexibilité du côté de la demande.

C'est pourquoi EPEX SPOT continue de travailler au développement de nouvelles plateformes d'échange de flexibilité et contribue ainsi à la décarbonation du secteur de l'électricité.

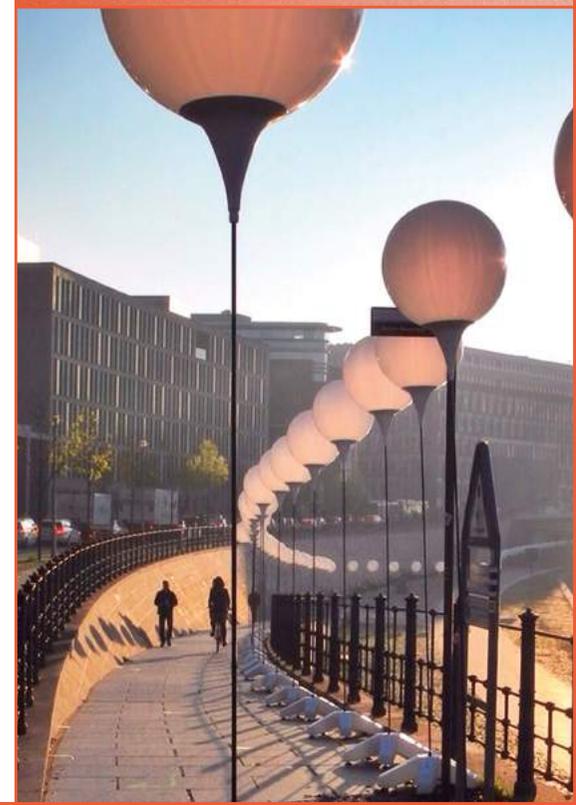
Ce document présente nos recommandations politiques pour un système électrique décarboné, basées sur notre expertise et notre expérience de longue date en tant que plus grande bourse de l'électricité en Europe. Le document se concentre sur l'importance des marchés et des signaux de prix pour la décarbonation (chapitre 1), la stimulation des énergies renouvelables par les marchés (chapitre 2) et la valorisation de la flexibilité pour transformer les systèmes électriques (chapitre 3).

Nous invitons chaleureusement les décideurs européens à prendre en compte nos considérations lors de la discussion du plan REPowerEU de la Commission européenne et de la promotion d'un marché européen de l'électricité intégré et compétitif.



IMPORTANCE  
DES MARCHÉS  
ET DES SIGNAUX  
DE PRIX POUR  
LA DÉCARBONATION

1



# DES SIGNAUX DE PRIX PERTINENTS À L'ORIGINE DE DÉCISIONS EFFICACES SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ



## Pouvoir de tarification

La clé de la transition énergétique est d'obtenir un mix énergétique répondant aux exigences de neutralité carbone, de sécurité d'approvisionnement et de rentabilité. Les marchés de gros de l'électricité peuvent contribuer à chacun de ces objectifs et la volonté d'intégrer pleinement les sources d'énergie renouvelables dans les marchés de gros est un instrument essentiel à cet égard. En premier lieu, le marché fournit aux acteurs du marché des incitations à faire des offres correspondant à leurs coûts marginaux réels sur les marchés de l'électricité dérivés et au comptant, et la répartition se fait donc selon l'ordre de mérite.

- Des signaux de prix pertinents incitent à un approvisionnement en électricité sûr, propre et abordable. Les distorsions du prix du marché de gros de l'électricité, telles que les plafonds de prix, doivent donc être évitées.
- Continuer de se fonder sur la formation des prix au coût marginal conduit à la répartition la plus efficace, réduit les coûts pour les consommateurs et définit les bonnes incitations à investir dans de technologies propres.

## FORMATION DES PRIX SUR LES MARCHÉS SPOT EUROPÉENS

### Le principe de la formation du prix au coût marginal



### Tarifcation au coût marginal ("pay-as-clear") :

- Permet à tous les producteurs de couvrir leurs coûts
- Assure la sécurité d'approvisionnement
- Incite les producteurs à faire des offres à leurs coûts réels
- Crée des incitations à l'investissement dans les nouvelles technologies propres

### Le signal prix du marché est déterminant :

- à court terme : pour les décisions de production et de consommation
- à long terme : pour donner des signaux d'investissement dans de nouveaux actifs énergétiques

Source : ACER 2021 ; RTE 2020.

## Le système de répartition basé sur la vente au coût marginal sert plusieurs objectifs

Il garantit les prix les plus bas pour les consommateurs finaux et l'industrie européens car le générateur ayant les coûts les plus bas (ou la volonté de vendre au prix le plus bas, pour être plus précis) est appelé en premier. Lorsque l'on déplore de trop faibles coûts, il faut être conscient du fait que des prix bas sont un signal bienvenu en ce qui concerne la pauvreté énergétique ou la concurrence mondiale.

Le prix réel du marché est celui pour lequel l'offre d'électricité correspond à la demande. Sur le marché journalier, qui fournit également le prix de règlement pour les marchés des dérivés, un prix uniforme est déterminé à un volume total qui est obtenu par optimisation du bien-être global. Parmi les ordres passés, ce prix représente le prix le plus élevé qu'un acheteur est prêt à payer et le prix le plus bas qu'un vendeur est prêt à accepter. Cela permettra aux générateurs capables de produire à des prix inférieurs de récupérer leurs coûts d'investissement. Lorsque l'on déplore les coûts élevés, il faut également prendre en compte qu'ils envoient des signaux d'investissement, favorisent l'efficacité énergétique et rendent inutile un soutien public supplémentaire.

La transition énergétique vise à remplacer les sources d'énergie conventionnelles par des sources d'énergie bas carbone ou neutres en carbone. Il existe un large éventail d'outils politiques communément acceptés qui sont conçus pour favoriser cette évolution, par exemple les modèles de primes de marché pour les énergies renouvelables, les systèmes d'échange de quotas d'émissions (ETS) ou d'autres moyens de fixer le prix du carbone. Les marchés de gros entièrement intégrés offrent le lien optimal pour ces instruments à des coûts optimaux, car toutes les sources et technologies peuvent entrer en concurrence. Si les décideurs politiques ont la possibilité d'orienter cette concurrence dans une certaine mesure, le résultat reste le même : le mix énergétique alloué est rentable, notamment par rapport à une allocation entièrement régulée et/ou orientée.



Cela signifie que, chaque acteur ayant sa fourchette de prix préférée, il y a donc aussi des prix qui ne lui conviennent pas. Dans tous les cas, le signal de prix a sa valeur et peut véhiculer des informations précieuses pour les acteurs du marché, les gestionnaires de réseau, les consommateurs, les autorités ou toute autre partie prenante tant que le signal de prix reste impartial. Il fournit alors un retour d'expérience précieux pour identifier une offre excédentaire, une demande excessive, une information insuffisante, une réglementation imparfaite, etc. Le prix du marché au comptant est également utilisé dans les réglementations nationales comme base pour le calcul de la prime de rachat pour les énergies renouvelables ou pour la définition du prix de compensation des déséquilibres.

Chez EPEX SPOT, nous opérons des marchés physiques à court terme sur lesquels s'échange de l'électricité pour aujourd'hui (intra-journaliers) et demain (journaliers). En appariant l'offre et la demande, nous créons ces signaux de prix justes, transparents et ordonnés qui déclenchent les décisions susmentionnées à tous les niveaux du système électrique.

## Prix négatifs et hausses de prix

**Prix négatifs du marché de gros :** Dans un passé récent, les prix négatifs ont suscité de vives inquiétudes quant au bon fonctionnement des marchés de gros de l'électricité. En effet, devoir payer pour vendre un bien qui a généralement une valeur intrinsèque semble étrange et pourrait amener spontanément à conclure à une défaillance du marché. En réalité, des prix négatifs n'ont jamais représenté un équilibre à long terme. Au contraire, ils doivent être compris comme des effets négatifs résultant d'une flexibilité insuffisante du mix de production et de régimes de soutien obsolètes. En d'autres termes, ils sont apparus lorsque les acteurs du marché étaient trop rigides pour ajuster leur production ou n'étaient tout simplement pas incités à éviter les prix négatifs. Alors que les sources d'énergie renouvelables étaient privilégiées par la priorité dans la répartition et des tarifs de rachat, qui visent plutôt à les aider à rester en dehors du marché et à ne pas être obligées de réagir aux signaux de prix, les anciennes centrales électriques au charbon



ainsi que les actifs nucléaires n'avaient pas la possibilité d'ajuster leur production rapidement. Ne pas pouvoir réagir à une baisse des prix et/ou ne pas être obligé de réagir, voilà ce qui peut produire des prix négatifs. Cependant, cela ne doit pas être interprété comme une défaillance du marché mais plutôt comme le signal qu'il est nécessaire de modifier les régimes d'aide publique et d'investir dans le développement de moyens de production plus flexibles. De plus, la pertinence des centrales « must-run », qui ne peuvent réduire leur production, peut être réévaluée. Le signal du marché pour ces dernières est pourtant certainement démotivant : celles qui ne peuvent pas s'adapter rapidement doivent accepter des prix négatifs et ne sont donc pas incitées à fonctionner.

**Hausse de prix en 2021 :** la forte augmentation des prix de l'électricité en 2021 a également été interprétée par certains comme une défaillance du marché. En réalité, si l'on examine les fondamentaux, elle peut s'expliquer par l'interaction de (a) une pénurie mondiale de gaz, (b) une augmentation des prix des émissions de carbone et (c) une production relativement faible à partir de sources renouvelables. Il est encourageant de constater que la production éolienne peut être interprétée comme un moyen d'obtenir des prix plutôt bas. Cependant, les parties prenantes doivent être conscientes de la nature volatile de cette source. Si la production renouvelable est faible, un marché fonctionnant correctement garantit que des sources plus chères remplaceront le déficit qui en résulte. La hausse du prix des émissions de carbone est réclamée depuis plusieurs années. Une augmentation des prix des émissions de CO<sub>2</sub> accroît les incitations à éviter les émissions de carbone par des mesures d'efficacité énergétique ou des investissements dans les énergies renouvelables. La hausse des prix du carbone peut s'expliquer en analysant les attentes des acteurs du marché. En préconisant au niveau politique une transition plus perturbatrice et plus rapide vers une plus grande part des énergies renouvelables, il faut s'attendre à ce que les quotas d'émission soient rares. Dans le même temps, lorsque la production d'énergie renouvelable est faible et que des volumes considérables doivent être remplacés par des centrales conventionnelles, le besoin de quotas augmente tout simplement – et une demande croissante entraîne des prix plus élevés. En ce qui concerne les prix du charbon et du gaz naturel, nous devons être conscients de la nature de plus en plus mondiale de ces marchés.

# FOCUS

## Zones de prix

- Les prix du marché résultent de la confrontation de l'offre et de la demande dans une zone géographique spécifique, la zone de prix. Les zones de prix sont le fondement géographique de la formation des prix.
- L'examen des zones de prix doit être impartial et ouvert à la fois aux fusions et aux scissions des zones de prix. L'utilisation des frontières des États membres pour la délimitation dans l'algorithme de clustering signifie exclure *ex ante* les fusions de zones de prix de deux pays ou plus. Cela limite les configurations possibles des zones de prix et exclut les configurations d'un ou plusieurs pays qui pourraient s'avérer efficaces à l'avenir. Nous recommandons donc d'autoriser les fusions entre les zones de prix.
- La zone de prix germano-luxembourgeoise est une réussite et permet l'intégration de grandes quantités de production renouvelable. Cependant, il est urgent d'accélérer l'expansion du réseau et de réduire ainsi les coûts élevés de « redispatching ». Une scission de la zone de prix ne réduira pas les problèmes de congestion physique, mais affaiblira les arguments en faveur d'une extension urgente du réseau et rendra l'intégration des énergies renouvelables encore plus coûteuse.

## Utilisation des mécanismes de capacité uniquement en dernier recours

- Le marché Energy Only Market est la solution privilégiée pour relever le défi de la flexibilité, avec des marchés à court terme et d'équilibrage qui fonctionnent bien. Les signaux de prix de référence fondés sur le marché constituent la base de la prise de décision pour les participants au marché.
- Pourtant, le problème du manque de rentabilité ou « missing money » – c'est-à-dire les situations où les prix de l'électricité sont trop bas pour inciter à la construction de nouvelles capacités de production – exacerbé par les subventions aux énergies renouvelables, signifie que les signaux de prix pourraient ne pas être suffisamment efficaces pour orienter les investissements vers le mix optimal. Il existe des États membres de l'UE où la poursuite de l'amélioration du marché « Energy Only » s'avère inapplicable ou insuffisante pour faire face aux problèmes majeurs en matière de sécurité d'approvisionnement. Dans ces États, les mécanismes de capacité peuvent être un complément raisonnable au marché de l'énergie.
- Dans ces cas, des mécanismes de capacité doivent être conçus selon les critères suivants : les mécanismes de capacité devraient être aussi neutres que possible sur le plan technologique et ouverts à une participation transfrontalière. La participation des énergies renouvelables doit être envisagée en fonction de leur crédit de capacité. De même, les ressources de modulation de la demande et les actifs de flexibilité distribuée devraient être traités sur un pied d'égalité avec la production dans le processus d'appel d'offres. Si possible, les mécanismes de capacité devraient être conçus comme des instruments temporaires et réévalués après un certain temps.

## Marchés d'équilibrage

- Les marchés d'équilibrage fournissent un équilibre en temps réel entre l'offre et la demande pour maintenir la fréquence du réseau à 50 Hertz. La directive européenne sur l'équilibrage définit des règles harmonisées pour l'acquisition, l'activation et le règlement de services d'équilibrage dans le but d'améliorer l'intégration des énergies renouvelables et le développement de la flexibilité également sur les marchés d'équilibrage.
- Grâce à leur expertise, les bourses de l'électricité peuvent contribuer aux services d'équilibrage. C'est par exemple le cas de la vente aux enchères de la réponse en fréquence en Grande-Bretagne, opérée conjointement par EPEX SPOT et National Grid ESO. Nous apportons également notre expertise en matière d'opérations de marché à la Plateforme européenne d'équilibrage TERRE. TERRE atteste qu'une coordination plus étroite au niveau européen permet d'optimiser l'échange d'énergie d'équilibrage afin de réduire les coûts globaux du système, au profit du consommateur final européen.
- Pour le bon fonctionnement de l'ensemble du marché de l'énergie, il est essentiel que les acteurs du marché aient de fortes incitations économiques à s'équilibrer jusqu'à la livraison sur le marché spot au lieu de compter sur une énergie d'équilibrage coûteuse. Plus généralement, la conception de schémas d'allocation pour l'équilibrage doit être choisie de manière à ne pas nuire aux échanges sur les marchés de gros.

# FAVORISER LA CONCURRENCE ET L'INNOVATION PAR LE COUPLAGE DES MARCHÉS EUROPÉENS DE L'ÉLECTRICITÉ

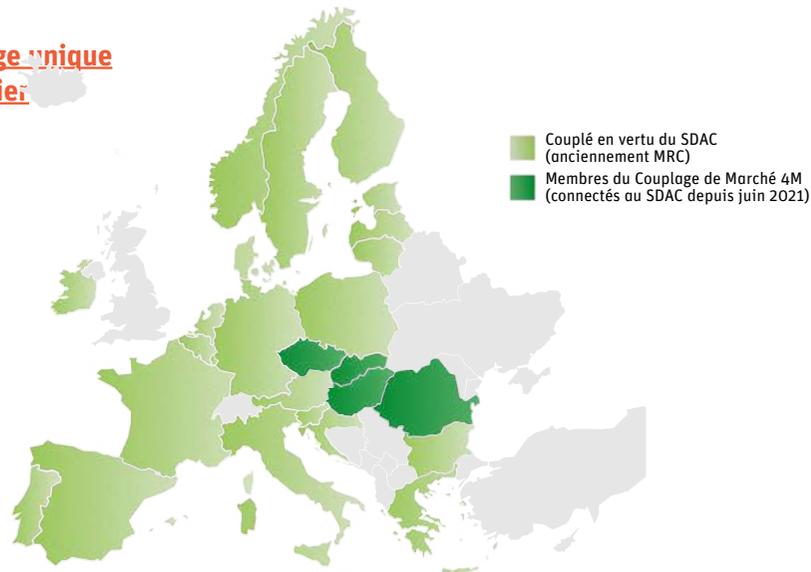


**Le couplage des marchés au sein de l'Union européenne est une réalité depuis près de 15 ans et apporte des avantages quotidiens considérables à l'industrie et aux consommateurs finaux européens.**

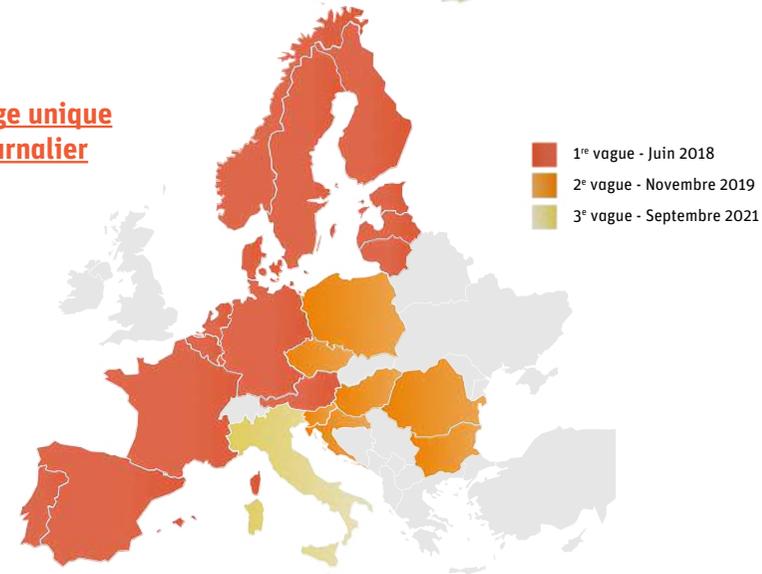
**Le couplage unique journalier (SDAC)** couple les marchés journaliers de 27 pays (voir carte ci-dessous). En juin 2021, le projet de Couplage 4M (République Tchèque, Hongrie, Roumanie et Slovaquie) a été intégré au Couplage de marché européen. Le SDAC comprend 61 zones de prix, 35 Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRT) et 16 opérateurs

- Utiliser l'architecture de couplage de marché existante pour augmenter l'efficacité organisationnelle et les processus de prise de décision afin de réduire le délai de mise sur le marché des nouveaux produits et fonctionnalités. L'architecture actuelle de couplage de marché a permis de réaliser des projets importants et contribue à la sécurité du système et de l'approvisionnement.
- Permettre la concurrence entre les bourses de l'électricité dans tous les États membres de l'UE pour offrir aux acteurs du marché des opportunités d'échanges supplémentaires et élargir les avantages du marché unique de l'électricité pour tous les consommateurs européens.

### Couplage unique journalier (SDAC)



### Couplage unique infrajournalier (SIDC)

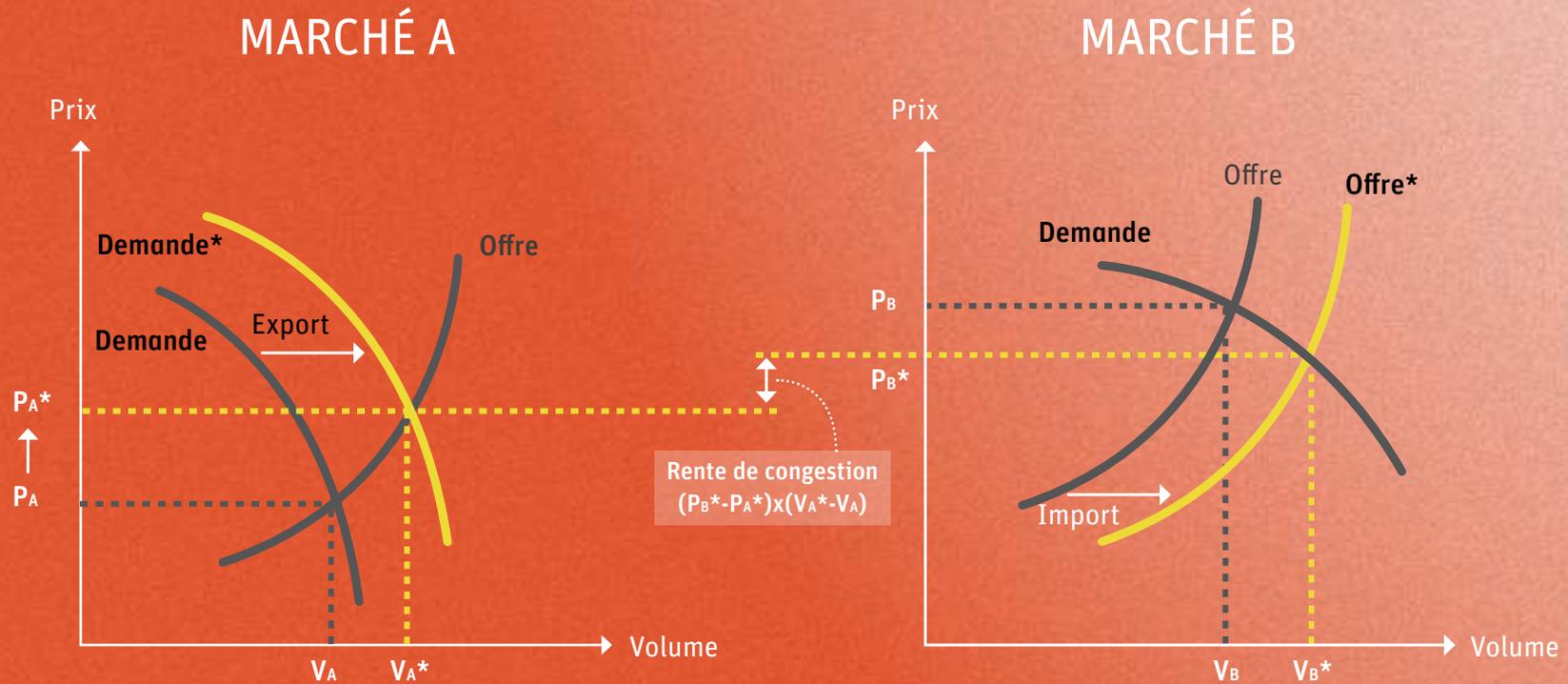


Depuis janvier 2022

du marché de l'électricité (NEMO). Le Couplage des marchés européens couvre des pays représentant 98,6 % de la consommation de l'UE et 1 530 TWh de volumes échangés couplés dans une solution de marché en 2020, malgré la pandémie de COVID-19.

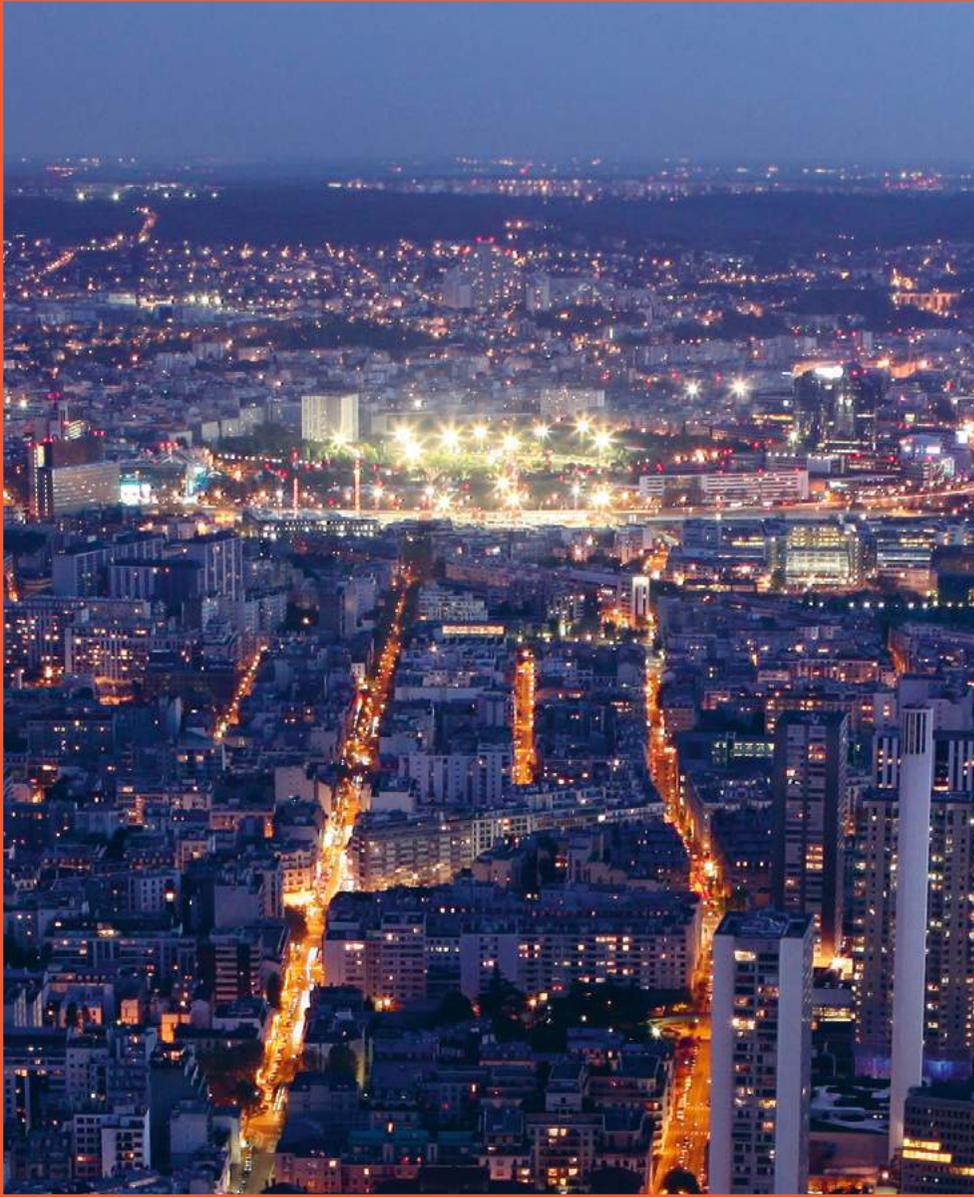
**Le Couplage unique infrajournalier (SIDC)** couple actuellement les marchés infrajournaliers continus de 23 pays (voir carte ci-dessous). L'intégration de la Grèce et de la Slovaquie est prévue courant 2022. Le SIDC comprend 31 zones de prix, 32 GRT et 10 NEMO. 82 TWh de volumes couplés infrajournaliers ont été échangés dans le cadre de plus de 40 millions de transactions en 2020.

Dans le mécanisme de couplage de marché, les prix et les flux d'électricité entre les pays des capacités transfrontalières disponibles sont calculés sur différentes bourses d'électricité en même temps de la manière la plus efficace. Grâce à un calcul coordonné des prix et des flux, la capacité transfrontalière disponible est utilisée plus efficacement et la différence de prix entre deux ou plusieurs zones de marché est réduite, comme le montre le graphique ci-contre.



**Bien-être = Surplus vendeur + Surplus acheteur + Rente de congestion**

**Bien-être (Découplé) ≤ Bien-être (Congestion) ≤ Bien-être (Couplage total)**



## Les prix convergent en raison du couplage des marchés européens

Dans l'exemple ci-dessus, sur le marché A, la demande et l'offre se rencontrent à un prix inférieur. Sur le marché B, la demande et l'offre se rencontrent à un prix plus élevé. Avec le couplage des marchés, sur le marché A, la demande augmente en raison des exportations vers le marché B. Sur le marché B, l'offre augmente en raison des importations en provenance du marché A. Les nouveaux prix d'équilibre des deux marchés convergent : les prix augmentent sur le marché A et baissent sur le marché B. La différence résiduelle est la rente de congestion, c'est-à-dire l'écart de prix entre deux marchés liés par un couplage de marchés survenant lorsqu'il y a congestion à la frontière.

Dans un contexte de capacités transfrontalières illimitées et d'absence de congestion, les prix entre toutes les zones de prix participant au couplage de marché convergeraient 100 % du temps. Pourtant, en raison de capacités transfrontalières limitées, les prix diffèrent toujours, mais ont convergé 43 % du temps en 2020 sur les marchés d'EPEX SPOT, soit une légère augmentation par rapport à 42 % en 2019.

**L'augmentation de l'efficacité économique et du bien-être grâce au couplage de marché :** Dans l'exemple ci-dessus, le vendeur sur le marché A peut vendre à un prix plus élevé (surplus vendeur) et l'acheteur sur le marché B peut acheter à un prix inférieur (surplus acheteur). Un volume total plus élevé peut être échangé, car les vendeurs compétitifs ont accès à des marchés supplémentaires et les acheteurs sensibles aux prix disposent de plus d'options pour choisir. Les capacités transfrontalières sont utilisées de manière optimale. Une rente de congestion est générée, qui peut être utilisée par les GRT pour réduire les tarifs du réseau ou couvrir les coûts des investissements dans le réseau pour augmenter les capacités transfrontalières. L'ACER estime les gains de bien-être créés par le couplage de marché à plus de 1 milliard d'euros par an. Des bénéfices sociaux supplémentaires de plus de 1,5 milliard d'euros par an sont estimés à l'avenir grâce à la poursuite du couplage des marchés pour toutes les échéances à travers l'UE, en particulier des marchés d'équilibrage.

## Le couplage des marchés européens apporte de nombreux avantages pour l'industrie et les consommateurs européens :

- Utilisation optimale des interconnexions facilitant la gestion de la congestion
- Effet de lissage des pics de prix négatifs ou positifs
- Atténuation des conditions météorologiques extrêmes (c.-à-d. vague de froid, tempête) par d'autres zones du marché
- Augmentation de la sécurité d'approvisionnement grâce à l'intégration du marché, puisqu'elle ne dépend plus d'un pays individuel
- Optimisation de l'utilisation des ressources (par exemple, moins d'effacement de la production d'énergies renouvelables)

## Révision du règlement CACM : effets possibles pour le marché

Le couplage de marché a commencé dès 2007 en tant qu'initiative entre les bourses d'électricité et les GRT. Le règlement 2015/1222 sur l'allocation de la capacité et la gestion de la congestion (règlement CACM) a inscrit le couplage de marché existant dans la législation européenne. Il a également fourni un cadre aux bourses d'électricité pour l'extension des services à d'autres marchés européens. Depuis lors, la configuration actuelle du couplage de marché a prouvé sa résilience, notamment face à la concurrence accrue entre les bourses d'électricité, à plusieurs extensions géographiques et techniques, ainsi qu'à la crise COVID-19.

Opérant des marchés au cœur de l'Europe, EPEX SPOT participe activement au fonctionnement des mécanismes européens de couplage unique journalier et intrajournalier. EPEX SPOT est un élément moteur de la réussite de la solution de couplage unique journalier (SDAC) et de couplage unique intrajournalier (SIDC).

Le règlement CACM est actuellement en cours de révision. Les propositions actuelles peuvent mettre en péril l'achèvement du marché unique européen de l'électricité et des projets associés pour plusieurs raisons :

- L'efficacité, l'efficience et la transparence du système global pourraient être compromises par la création de niveaux de gouvernance et d'intermédiaires supplémentaires ;



- la sécurité des opérations pourrait être affaiblie, car les options de gouvernance conduisent à la création d'un « point unique de défaillance » potentiel qui pourrait augmenter les risques et les impacts d'un incident et, finalement, mettre en danger la sécurité énergétique ;
- d'importants coûts de transition induits par une nouvelle configuration peuvent détourner des ressources de projets critiques visant à étendre la portée géographique du couplage des marchés et à rendre de nouveaux produits disponibles, ceci au détriment des objectifs du Pacte Vert de l'UE;
- un allongement du délai de mise sur le marché des innovations peut résulter des propositions de modifications de l'organisation du marché et de nouvelles restrictions imposées aux bourses d'électricité.

Par conséquent, les aspects suivants doivent être pris en considération pour la révision du règlement CACM :

- **Assurer la stabilité.** Le couplage des marchés est déjà une réalité et plusieurs projets importants sont en cours. Un cadre cohérent et stable est essentiel pour poursuivre la mise en œuvre d'un système de couplage de marché résilient et garantir la sécurité des opérations à tout moment.
- **Poursuivre le développement de l'architecture actuelle.** Pour accélérer l'intégration du marché tout en permettant à la concurrence et à l'innovation de prospérer, EPEX SPOT considère qu'il est urgent de consolider l'architecture actuelle et de la développer davantage. L'objectif est d'améliorer l'efficacité, de réduire les délais de mise sur le marché des projets, d'éviter les démarches auprès des autorités réglementaires et d'apporter plus de transparence sur le fonctionnement et l'évolution du couplage de marché.
- **Assurer la transition des NEMO monopolistiques vers le modèle concurrentiel.** Pour favoriser une concurrence loyale entre les opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO), l'approche la plus efficace consiste à assurer la transition des NEMO monopolistiques vers le modèle concurrentiel. Six ans après l'entrée en vigueur du règlement CACM, un tiers des États membres de l'UE autorisent les NEMO monopolistiques, ce qui signifie que dans un tiers des États membres de l'UE, aucune concurrence entre les bourses d'électricité n'est possible. Les bénéfices de l'ouverture d'un pays à la concurrence entre bourses d'électricité sont nombreux, notamment en termes d'opportunités de négoce pour les acteurs du marché, d'accès à l'innovation de produits, de réduction de la charge administrative et financière, et de rentabilité.



**DYNAMISER LES ÉNERGIES  
RENOUVELABLES PAR  
LE BIAIS DES MARCHÉS**



# VERS UNE INTÉGRATION COMPLÈTE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE MARCHÉ



## La formation des prix durant la phase de transition vers un secteur énergétique décarboné

Une **phase de transition** s'impose sur la voie de la décarbonation avec l'objectif d'intégrer pleinement les sources d'énergie renouvelables dans le marché. Certains mécanismes de soutien seront probablement encore nécessaires à ce stade.

Toutefois, cela implique que de nouvelles centrales doivent être construites là où elles sont le plus efficaces, indépendamment des frontières nationales et des régimes de soutien. Pour garantir un nombre suffisant de nouvelles installations renouvelables pendant la phase de transition vers l'intégration complète du marché, on peut également imaginer un soutien aux énergies renouvelables sous la forme de paiements de capacité (pour chaque kW installé) au lieu de paiements de primes de rachat (pour chaque kWh produit). En termes d'intégration du marché, les paiements de capacité représenteraient une étape supplémentaire vers l'intégration complète du marché, car les producteurs d'énergies renouvelables offriraient leur électricité à des coûts marginaux, comme toute autre source d'électricité. Il en va de même pour les installations conventionnelles, qui pourraient encore être nécessaires dans la phase de transition.

- Les régimes de soutien aux énergies renouvelables, même les primes de rachat basées sur le marché, faussent le prix de marché et devraient être progressivement remplacés par toutes les rémunérations possibles du marché (bourse de l'électricité, GO, conventions d'achat d'électricité (PPA), etc.). Cela conduira à une formation plus efficace des prix de marché et permettra aux contribuables/consommateurs d'électricité de faire des économies
- Durant la phase de transition, certains mécanismes de soutien seront probablement encore nécessaires. Ces régimes de soutien doivent être justifiés par une défaillance avérée du marché à laquelle il n'a pas été remédié autrement, être clairement limités dans le temps, fondés sur le marché et harmonisés au niveau européen, afin de minimiser les effets de distorsion de ces mesures et de garantir des conditions de concurrence équitables dans l'ensemble de l'UE.



La rémunération reposera sur les revenus du marché, provenant de la rémunération de la ressource, à savoir le prix de la Bourse de l'électricité pour chaque MWh produit, de la rémunération liée à la source de l'électricité produite (garantie d'origine - GO) et d'autres services qui peuvent être fournis au niveau du système (équilibre, gestion de la congestion et services auxiliaires). Ainsi, outre les marchés de gros concurrentiels et liquides, un marché du CO<sub>2</sub> et un marché des garanties d'origine (GO) performants sont nécessaires. Cela contribuera à ce que les énergies renouvelables puissent se refinancer sur le marché. De plus, les consommateurs d'électricité ou les contribuables n'auront plus à payer les subventions. Actuellement, les prix des GO sont bas (les GO d'hydraulique nordique standards valant pour la plupart entre 0,10 et 2,50 €/GO ces dernières années), mais les prix devraient augmenter en raison de la demande croissante et des objectifs politiques d'expansion des énergies renouvelables.

Parvenir à une intégration complète des énergies renouvelables dans le marché ne sera pas facile car cela implique également que les bonnes décisions réglementaires soient prises concernant un régime transitoire de soutien aux énergies renouvelables. Toutefois, de nombreux acteurs du marché ont déjà développé des modèles économiques prometteurs de rémunération des énergies renouvelables par le marché, comme par exemple les nouveaux modèles de commercialisation directe.

La part des énergies renouvelables volatiles augmentant, les prix deviendront également plus volatils. Durant les heures de forte production d'énergies renouvelables, les prix seront proches de zéro, alors qu'aux heures où la production à partir de sources renouvelables est faible, les centrales électriques conventionnelles fixeront le prix. Avec l'augmentation du prix des émissions de carbone et la concurrence mondiale de la demande de gaz naturel, ces pics seront considérables. Cependant, l'organisation du marché européen de l'électricité offre déjà un antidote sous la forme de couverture sur les marchés des dérivés. En outre, ces pics sont nécessaires pour attirer certains instruments qui seront cruciaux pour un marché de l'électricité sans carbone : la modulation de la demande et les installations de stockage.

1

### INTÉGRATION PURE DANS LE SYSTÈME



2

### PHASE DE TRANSITION



3

### INTÉGRATION COMPLÈTE DANS LE MARCHÉ



- Rémunération réglementée (tarif de rachat)



- Aucune réaction au signal du marché
- Pas de risque de prix



- Absence de responsabilité (« produire et oublier »)



- Les GRT sont chargés de la commercialisation des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité
- Offres indépendantes du prix (- 500 €/MWh)

- Rémunération mixte : revenus du marché et régime de soutien (prime de rachat)

- Une certaine réaction au signal prix du marché
- Un certain risque de prix

- Pleine responsabilité d'équilibrage

- De nouveaux acteurs émergent : commercialisation directe / agrégateurs qui commercialisent via une bourse de l'électricité
- Offre au coût d'opportunité, non au coût marginal

- pas de régime de soutien mais une rémunération basée sur le marché (bourse de l'électricité, GO, PPA, etc.)

- Pleine réaction au signal prix du marché
- Plein risque de prix de marché

- Pleine responsabilité d'équilibrage

- Tout les acteurs du marché, notamment les acteurs de la commercialisation directe / agrégateurs, les entreprises de services aux collectivités, les petits acteurs du marché, etc.
- Offre au coût marginal

## La formation des prix durant la phase de pérennisation

**Durant la phase de pérennisation**, la part des énergies renouvelables étant encore supérieure, ces évolutions vont se poursuivre. Par conséquent, le signal prix du marché doit également rester non faussé pour stimuler la modulation de la demande et utiliser pleinement les actifs de stockage. Le signal prix ne doit pas être biaisé à la baisse, ce qui est essentiel pour stimuler l'investissement dans les capacités de production. Les énergies renouvelables seront pleinement exposées au signal prix du marché et y réagiront parfaitement.

La principale crainte concernant le signal de prix durant cette phase de pérennisation est que l'électricité soit abondante ou rare, du fait qu'elle est produite à partir de sources en majorité volatiles, ce qui entraînera des prix bas ou négatifs si l'électricité est disponible et peut être vendue ; et des pics de prix considérables si la demande ne peut être satisfaite par ces sources volatiles. Cette perspective fait donc craindre que le signal prix soit insuffisant.

Les décideurs politiques ont déjà identifié le besoin d'une modulation de la demande et d'actifs de stockage pour compléter la production variable. Durant la phase de pérennisation, ces outils assureront la stabilisation du prix de marché et ajouteront du sens au signal de prix.

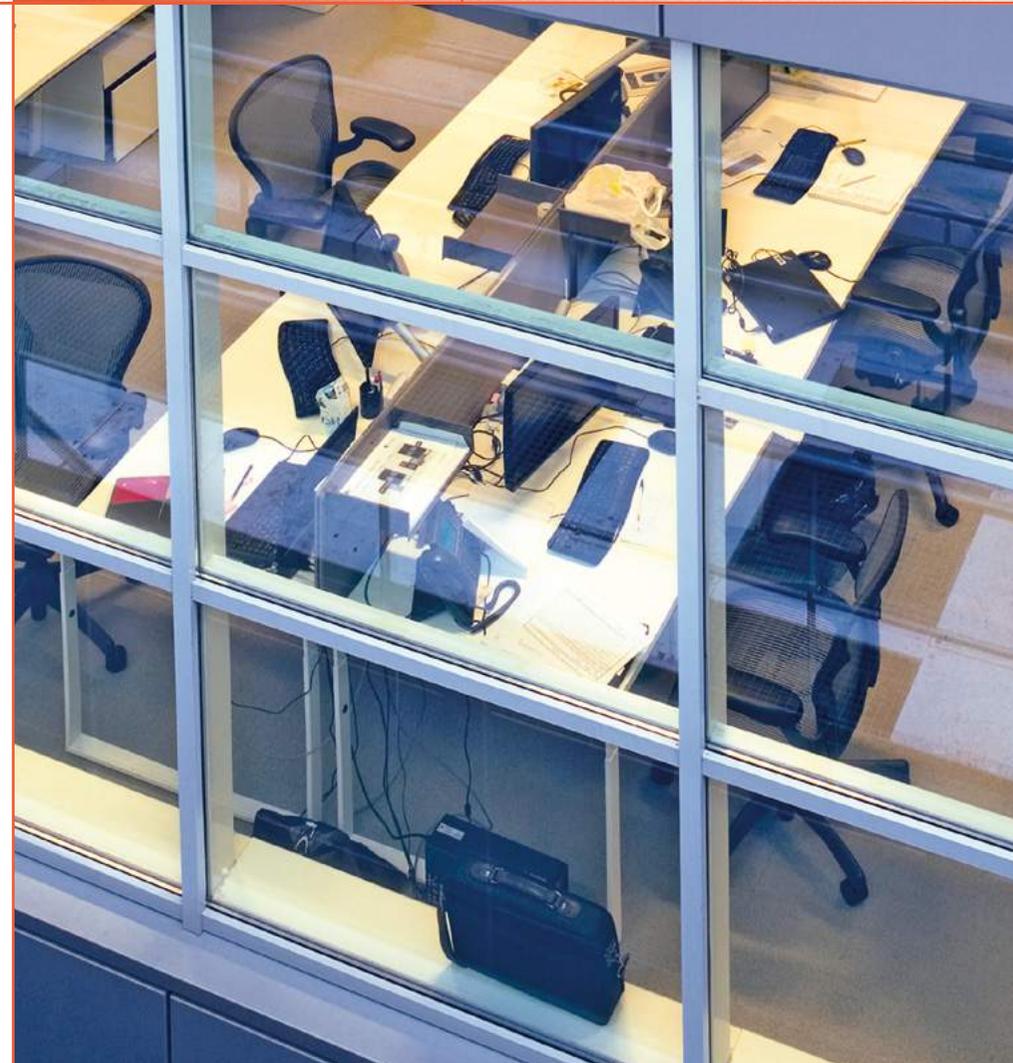
- **Un degré plus élevé de flexibilité** de la demande contribuera à assurer un équilibre plus régulier entre l'offre et la demande. Au même moment, la capacité à contrôler et déplacer la demande (c'est-à-dire la flexibilité de l'offre) sera récompensée par l'écart de prix entre les différentes unités de temps du marché.
- **Stocker l'électricité** peut être interprété de la même manière puisque cela permet de contrôler le moment où l'électricité est offerte sur le marché. Les pertes de transformation ou de stockage représentent un prix à payer pour y parvenir, qui fonctionne de la même manière que les coûts marginaux de la courbe d'ordre de mérite actuelle. De plus, si l'énergie est transformée, son prix peut être interprété comme un gain d'opportunité, ce qui peut à nouveau fixer le prix dans le comportement des vendeurs.



## La bourse de l'électricité en tant que moteur de l'intégration efficace des énergies renouvelables dans le marché

EPEX SPOT a développé le marché de l'électricité en accompagnant et en permettant l'intégration des énergies renouvelables grâce à des systèmes plus performants et des produits novateurs, en particulier des produits granulaires échangés automatiquement au plus près du temps réel.

- **Transactions proches du temps réel/Réduction des délais :** Avec la pénétration croissante des énergies renouvelables, les échanges se rapprochent du temps réel à mesure que les prévisions deviennent plus précises. EPEX SPOT a sans cesse raccourci les délais sur tous ses marchés intrajournaliers continus. 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. En Finlande, les échanges sont même possibles jusqu'à la livraison. Pourtant, dans d'autres pays, comme le Danemark, la Suède et la Norvège, il n'est pas possible d'effectuer des transactions au cours de la dernière heure avant la livraison.
- **Produits à 15 et 30 minutes :** Les produits intrajournaliers avec une granularité plus fine, en particulier les produits à 15 et 30 minutes, offrent aux acteurs du marché une plus grande capacité à ajuster les déviations dans leurs prévisions horaires, à affiner les portefeuilles clients et à gérer les hausses de production. Première bourse de l'électricité en Europe, EPEX SPOT a introduit en 2011 le commerce transfrontalier de produits à 15 minutes sur les marchés intrajournaliers continus en Autriche, en Allemagne et en Suisse, et en 2018 en Belgique et aux Pays-Bas. Ces produits ont été déplacés vers le couplage unique intrajournalier (SIDC) dès qu'ils sont devenus mondiaux, c'est-à-dire lorsque les GRT ont permis d'effectuer des échanges au-delà des frontières avec une granularité de 15 minutes en 2020.



- **Enchères intrajournalières complémentaires** : EPEX SPOT a lancé des enchères intrajournalières locales complémentaires de 15 minutes en 2014, tout d'abord en Allemagne. Les enchères intrajournalières complémentaires étaient vivement souhaitées par les acteurs du marché. Pour compléter l'enchère intrajournalière locale de 15 minutes en Allemagne, EPEX SPOT a introduit des enchères intrajournalières couplées de 30 minutes en Grande-Bretagne et de 60 minutes en Suisse. En octobre 2020, EPEX SPOT a lancé avec succès de nouvelles enchères intrajournalières dans quatre pays : l'Autriche, la Belgique, la France et les Pays-Bas. Ces contrats de flexibilité facilitent l'intégration des flux d'électricité intermittents dans le marché, jouant ainsi un rôle clé dans la décarbonation du secteur de l'énergie. Les actifs renouvelables sont en nombre croissant sur le marché et sont donc essentiels pour faciliter une transition énergétique rentable, offrant un prix de référence fiable. Suite à une décision de l'ACER, le lancement d'enchères intrajournalières paneuropéennes est prévu pour 2023. Nous pensons que le nombre d'enchères intrajournalières doit être limité et lié à de nouveaux calculs des capacités transfrontalières.
- EPEX SPOT a lancé de **nouveaux produits « After-Market »** (après livraison) en janvier 2021 en Belgique et aux Pays-Bas. Ces produits permettent aux acteurs du marché d'effectuer des transactions jusqu'à un jour après la livraison. La possibilité d'équilibrer leurs positions même après la livraison, lorsqu'ils disposent de toutes les informations définitives sur la production et la consommation, permet aux acteurs du marché de réduire les coûts des déséquilibres. Ces contrats étaient vivement souhaités par nos membres.



# UN MARCHÉ ORGANISÉ DES GO : UN SIGNAL PRIX TRANSPARENT POUR VALORISER L'ORIGINE VERTE DE L'ÉLECTRICITÉ



## Les garanties d'origine (GO) sont un outil indispensable pour tracer l'origine de l'électricité

Dans un réseau maillé avec une multitude de producteurs et de consommateurs, il n'est physiquement pas possible de garantir que l'électricité produite par un producteur spécifique soit transportée vers un consommateur spécifique, car les électrons ne peuvent pas être suivis et identifiés le long du réseau. Cela nécessite la mise en place d'un système complémentaire qui trace l'origine de l'électricité et rémunère la production renouvelable à sa valeur. Ceci est rendu possible grâce au mécanisme des GO mis en œuvre conformément à la directive européenne sur les énergies renouvelables 2009/28/CE.

- Entériner l'utilisation des GO dans toute l'Union européenne et faciliter la normalisation pour assurer le transfert des GO entre les registres.
- Réduire la durée de validité des GO d'un an actuellement à un mois ou moins. Une durée de validité plus courte permet de faire correspondre les GO avec une production et une consommation d'électricité approchant du temps réel.
- Émettre des GO pour les énergies renouvelables, tant non subventionnées que subventionnées afin de permettre à tous les producteurs d'électricité renouvelable de bénéficier de flux de revenus supplémentaires du marché, de soutenir l'utilisation des conventions d'achat d'électricité (PPA) et d'éliminer le besoin de subventions pour les technologies renouvelables matures.



Ce mécanisme permet de valoriser l'origine de l'électricité et est principalement utilisé pour suivre l'origine de la production d'énergies renouvelables. Une GO est un document électronique qui prouve au client final qu'une quantité précise d'électricité provient d'une source d'énergie spécifique, par exemple, d'une source renouvelable ou d'une centrale de cogénération. Une GO établit la traçabilité d'une source d'énergie verte, du producteur au client final, garantissant une transparence totale pour les consommateurs. 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. En garantissant la traçabilité de l'électricité de sources renouvelables, les GO favorisent la production et la consommation d'électricité verte et encouragent les investissements dans les énergies renouvelables.

### **Transparence totale pour le consommateur, rémunération supplémentaire issue du marché pour le fournisseur**

Un mégawattheure produit par une centrale électrique alimentée par une source renouvelable à différentes valeurs : la valeur de l'électricité de base (en €/MWh), et la valeur de l'origine (ou propreté) de l'électricité (en €/garantie d'origine), si le consommateur final l'a demandée. De plus en plus de consommateurs ne veulent pas seulement acheter de l'électricité, ils veulent aussi connaître son origine et acheter de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Pour les producteurs, la part verte de l'électricité produite a une valeur et peut leur offrir une rémunération supplémentaire issue du marché. Un fournisseur qui achète des GO montre son appréciation de la technologie correspondante et fournit des revenus supplémentaires au producteur d'origine. Cela incite les acteurs du marché à investir davantage dans les technologies pour lesquelles les prix des GO sont les plus élevés.



## Nécessité d'un marché organisé fournissant un signal prix transparent et robuste

Comme tout autre produit, les GO ont besoin d'un marché adéquat sur lequel elles peuvent s'échanger. Un marché primaire pleinement fonctionnel existe et les GO peuvent déjà être négociées sur un marché de gré à gré actuellement, grâce aux normes fournies par l'Association of Issuing Bodies (AIB) pour assurer les transferts de GO non seulement au sein des registres nationaux mais également entre les registres. Le marché européen des GO se développe d'année en année avec une offre proche de 800 TWh et une demande atteignant presque 700 TWh en 2020. Les consommateurs finaux veulent de plus en plus connaître l'origine de leur électricité domestique, tout comme les entreprises commerciales et industrielles. Les fournisseurs d'électricité ont développé des offres vertes pour répondre aux besoins de leurs clients et les entreprises s'approvisionnent sur le marché. Mais le marché réclame la transparence et des normes de négociation : il manque aujourd'hui une référence de prix transparente et robuste pour montrer la valeur d'une variété de GO. C'est l'un des principaux obstacles au développement de la liquidité du marché actuel des GO. Un marché européen régi par des normes de négociation venant compléter celles de l'AIB est nécessaire. Un marché organisé des GO s'impose.



## Lancement du premier marché paneuropéen des GO en 2022

EPEX SPOT prévoit de lancer un marché paneuropéen pour les GO au deuxième trimestre 2022, sous réserve que les tests soient réussis et que le marché soit prêt. Une mise aux enchères au comptant de GO aura lieu une fois par mois et sera gérée par EPEX SPOT. La compensation et le règlement se feront via la chambre de compensation ECC, et EEX assurera la livraison via son registre de GO. L'organisation de ces nouvelles enchères paneuropéenne au comptant prévoit une mise aux enchères multilatérale mensuelle pour les GO issues des installations de production d'énergies renouvelables dans des pays sélectionnés qui font partie du système européen de certification énergétique (EECS). Les acheteurs et les vendeurs auront accès à des GO spécifiques et génériques dans le cadre d'une enchère « pay-as-clear » (au coût marginal), optimisant ainsi la liquidité du marché. Plusieurs niveaux de spécificité dans trois dimensions seront disponibles : pays, technologie et régime de subvention. Une GO spécifique peut être, par exemple, l'énergie solaire néerlandaise sans régime de subventions. Une GO générique englobe tous les pays, toutes les technologies et tous les régimes de subventions. Des indices seront publiés après chaque vente aux enchères, fournissant des signaux de prix transparents au marché. Les GO sur un mois de production spécifique ou sur une période de production plus longue seront disponibles à la négociation dans le respect tant des cadres réglementaires généraux de l'UE que de la réglementation spécifique à la France. Notre configuration flexible pourra s'adapter au développement du marché et à l'évolution du cadre réglementaire, par exemple en modifiant une dimension existante (nouveau pays, nouvelle technologie), ou en ajoutant une nouvelle dimension ou des produits de granularité plus fine dans l'espace et le temps.

## LE NÉGOCE DES GO SUR UN MARCHÉ ORGANISÉ OFFRE DE NOMBREUX AVANTAGES POUR LES ACTEURS DU MARCHÉ PAR RAPPORT AU NÉGOCE BILATÉRAL

- Accès à un marché anonyme
- Règles de marché claires et transparentes
- Produits standardisés
- Conditions de concurrence équitables entre les acteurs du marché
- Sécurité financière des transactions *via* une chambre de compensation
- Calcul et publication de références de prix justes et transparentes



## Moteur de la transition énergétique

Un marché organisé pour le négoce de GO promeut le développement ultérieur des énergies renouvelables du fait de l'établissement d'un prix juste et transparent pour la qualité verte de l'électricité renouvelable. À condition que leurs prix soient suffisamment élevés, les GO fournissent des revenus supplémentaires aux exploitants de centrales alimentées par des énergies renouvelables. La rémunération des GO crée des incitations supplémentaires à l'investissement dans de nouvelles centrales renouvelables. En outre, un marché organisé des GO renvoyant des signaux de prix transparents contribue à renforcer la confiance des consommateurs dans l'électricité produite à partir de sources renouvelables et peut ainsi augmenter la demande.

## Un cadre réglementaire fiable et harmonisé est essentiel

Nous nous félicitons des mesures visant à **entériner l'utilisation des GO dans toute l'Union européenne** et à **faciliter la normalisation pour assurer le transfert des GO entre les registres**. Les obstacles qui subsistent à l'échange de GO entre les pays de l'UE seront encore réduits. Notre prochaine mise aux enchères de GO apportera plus de confiance, de normalisation et de transparence au marché et soutiendra ainsi son développement. Outre ces progrès, un cadre réglementaire est nécessaire également qui renforce encore le rôle des GO dans l'intégration des énergies renouvelables dans le marché et d'une plus grande harmonisation à travers l'UE. Les obstacles au négoce transfrontalier des GO au sein de l'UE seront levés. La demande de GO doit être augmentée, par exemple en élargissant l'applicabilité des GO et en permettant aux gestionnaires de réseau d'utiliser les GO pour les pertes sur les réseaux.

**À l'avenir, la granularité temporelle des GO, qui est actuellement d'un an, sera encore réduite** à un mois, voire moins. Par granularité temporelle d'une GO on entend le temps qui s'écoule entre la production de l'électricité et l'expiration de la GO pour l'électricité produite (date de la consommation d'électricité), c'est-à-dire sa période de validité. Une réduction de la durée de validité, par exemple à une semaine, un jour ou même une heure, permettra de faire correspondre les GO avec une production et une consommation d'électricité à court terme. Cela contribuera à renforcer la confiance dans le marché des GO.

**Les GO doivent être délivrées aux énergies renouvelables non subventionnées et subventionnées**, comme suggéré par la Commission européenne dans son projet de révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED III). Cela permettra à tous les producteurs d'électricité renouvelable de bénéficier de flux de revenus supplémentaires du marché, de soutenir l'utilisation des conventions d'achat d'électricité (PPA) et d'éliminer le besoin de subventions pour les technologies renouvelables matures. Pourtant, si des GO sont également délivrées pour les énergies renouvelables subventionnées, il faudra tenir compte du fait que certains acheteurs souhaitent différencier les GO des énergies renouvelables subventionnées des GO des énergies renouvelables non subventionnées. Dans la mise aux enchères au comptant de GO, nous préciserons donc les caractéristiques du régime de subvention de manière à répondre aux besoins des acteurs du marché et à offrir une transparence totale aux consommateurs.

3



VALORISATION DE  
LA **FLEXIBILITÉ** POUR  
TRANSFORMER LES  
SYSTÈMES ÉLECTRIQUES

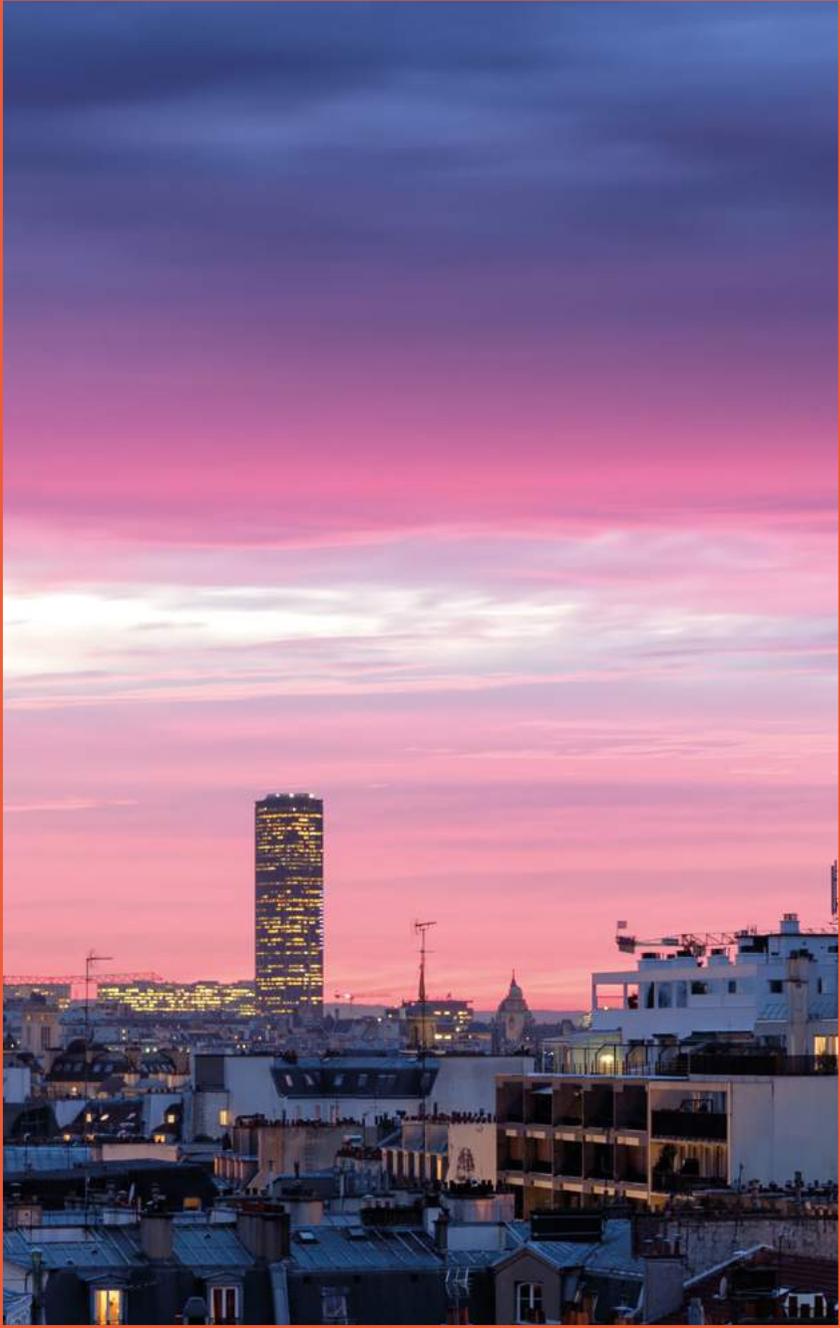
# DE NOUVEAUX SIGNAUX DE PRIX COMPLÉMENTAIRES POUR RÉSOUDRE LA CONGESTION DU RÉSEAU ET LIBÉRER LE POTENTIEL DE FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE LA DEMANDE



## Gérer les congestions du réseau et libérer le potentiel de flexibilité de la demande sont des principaux défis de la transition énergétique

L'une des préoccupations croissantes concernant le système électrique est le problème de sa congestion, ou, en d'autres termes, savoir si le réseau électrique est adéquatement dimensionné pour transporter et distribuer l'énergie électrique de la production aux centres de consommation en évitant les situations de congestion dans lesquelles le réseau n'est pas développé de manière à pouvoir accueillir les flux d'énergie là où ils se produisent. Le développement des énergies renouvelables intermittentes et la décentralisation du système électrique ont entraîné une augmentation des congestions au cours des dernières années au niveau du transport et continueront à augmenter tant au niveau du transport que de la distribution.

- Des incitations pour que les gestionnaires de réseau s'engagent dans des processus d'approvisionnement en flexibilité basé sur le marché, en complément du renforcement du réseau.
- Éviter les obstacles à la participation aux processus du marché pour les flexibilités à petite échelle et du côté de la demande.



Cette tendance sera renforcée par la poursuite de la croissance des énergies renouvelables, par de nouvelles dispositions réglementaires (telles que la règle européenne des 70 % fixant l'objectif de 70 % de capacité de transport transfrontalier disponible pour les échanges d'ici 2025) et par la progression de l'électrification des secteurs du chauffage et de la mobilité. Relever un tel défi en comptant uniquement sur l'expansion du réseau s'avérerait très coûteux pour le consommateur final européen et ne semble même pas réaliste dans certains pays de l'UE très avancés dans la transition de leur système énergétique. Il sera de la plus haute importance d'utiliser toutes les flexibilités que le système peut offrir pour soutenir le développement des énergies renouvelables et accélérer l'électrification.

Les marchés locaux de flexibilité pour une gestion de la congestion basée sur le marché représentent une solution "douce" et rentable pour compléter le développement du réseau pour relever le défi de la congestion du réseau en utilisant au mieux les flexibilités du système, y compris la flexibilité du côté de la demande. Les marchés de flexibilité instaurent un lieu d'échange qui centralise efficacement les offres de flexibilité locales pour la gestion de la congestion. D'une part, les opérateurs de réseau sont en mesure de résoudre les congestions physiques de manière fiable et économique. D'autre part, les fournisseurs de flexibilité bénéficient d'une opportunité de revenus supplémentaires provenant de la rétribution de la flexibilité qu'ils peuvent fournir. Grâce à une plateforme d'échange, l'offre et la demande sont déterminées de manière anonyme, permettant l'émergence d'un signal de prix transparent. Ce signal de prix est également important pour les investissements futurs.

Le recours accru à la flexibilité du côté de la demande est actuellement limité par différents facteurs. Pour inciter davantage les consommateurs à flexibiliser leur demande à l'avenir, il faudrait par exemple continuer à développer l'infrastructure de compteurs intelligents. En outre, la part des taxes et des redevances dans la facture d'électricité des consommateurs finaux devrait être réduite, de sorte que la part du prix de l'électricité joue un rôle plus déterminant.

Ces dernières années, d'importants travaux de recherche et développement ont été réalisés dans toute l'Europe pour trouver des solutions pratiques à ce problème de flexibilité, et plusieurs initiatives clés ont vu le jour.

Le projet enera, auquel ont participé le groupe EWE et EPEX SPOT, a mené à la création du premier marché de la flexibilité sur la période 2017-2020. EPEX SPOT a conçu, développé, mis en œuvre et exploité un marché de flexibilité à court terme pour la gestion de la congestion dans le nord-ouest de l'Allemagne. Le projet a montré qu'un marché de flexibilité est non seulement techniquement réalisable, mais qu'il offre également une réelle valeur ajoutée en éliminant les congestions physiques locales

grâce à l'utilisation d'un marché. L'effacement de la production d'énergies renouvelables a pu être évité et de nouveaux potentiels de flexibilité ont été ouverts. De nouvelles façons de rémunérer la flexibilité ont été trouvées et la coordination entre les gestionnaires de réseau a été renforcée.

Le projet enera a démontré l'importance, pour la réussite du projet, de la séparation claire des rôles entre a) les gestionnaires de réseau, b) la bourse de l'électricité, acteur neutre, gérant les opérations de marché, et c) les fournisseurs de flexibilité gérant l'optimisation de leurs actifs.

## La séparation des rôles :

### Offre de flexibilité

#### FOURNISSEURS DE FLEXIBILITÉ :

- Centrales électriques
- Agrégateurs
- Centrales électriques virtuelles
- Stockage
- Énergies renouvelables



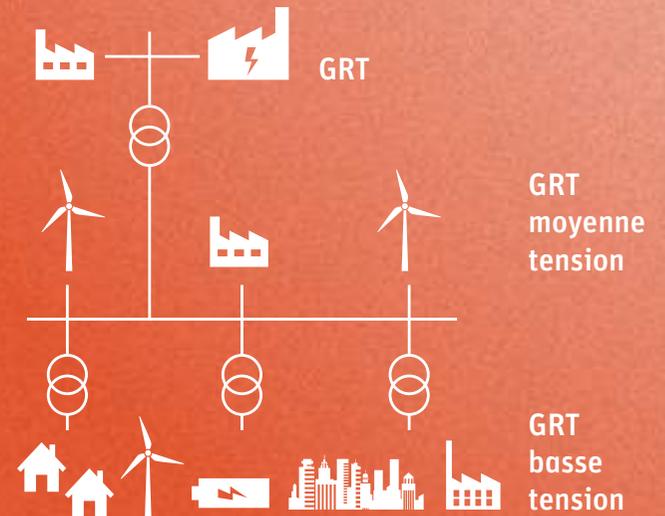
### Plateforme d'échange de flexibilité



Systèmes de trading • Norme  
Transparence • Coordination  
Neutralité



### Demande de flexibilité des gestionnaires de réseau





# LA VOIE À SUIVRE : NOUVELLE SOLUTION DE PLATEFORME D'ÉCHANGE DE FLEXIBILITÉ



## Les gestionnaires de réseau sont responsables de la sécurité de l'approvisionnement

À ce titre, ils doivent éviter les congestions avant qu'elles ne se produisent. Outre les investissements dans le réseau, une solution complémentaire pour résoudre les congestions est l'utilisation de la flexibilité, c'est-à-dire la capacité des actifs connectés au réseau à augmenter ou à réduire leur consommation ou leur production. L'utilisation de la flexibilité peut également optimiser les coûts et les investissements du réseau.

Traditionnellement, les gestionnaires de réseaux de transport ont utilisé la flexibilité dans des processus régulés ou semi-régulés (via des procédures de redistribution), tandis que les gestionnaires de réseau de distribution se sont surtout concentrés sur le renforcement du réseau. Pour passer à l'étape suivante de la transition énergétique, il faudra changer de paradigme et de culture, afin d'accroître la "flexibilisation" du réseau et du système électrique en Europe.

- Arbitrer les investissements dans le réseau avec d'autres solutions "douces", notamment en recourant aux marchés locaux de flexibilité, pour favoriser la rentabilité de la transition énergétique.
- S'appuyer sur des plates-formes et des opérateurs neutres pour un appariement transparent des ordres et l'émergence de signaux significatifs de prix. La répartition des rôles et des tâches entre les fournisseurs de flexibilité (c'est-à-dire les agrégateurs), les opérateurs de systèmes et les opérateurs de plateformes doit être claire.



Le paquet « énergie propre » marque le début d'une nouvelle approche de la gestion de la congestion, favorisant des solutions basées sur le marché ainsi que des achats flexibles sur le marché et incitant les gestionnaires de réseau à mieux coordonner leurs opérations ; le tout dans l'intérêt d'une transition énergétique rentable :

- La gestion de la congestion doit être fondée sur le marché (Règlement (UE) 2019/943 Art. 13) ;
- Les GRD doivent envisager des options alternatives à l'investissement dans le réseau, telles que l'acquisition de services de flexibilité sur le marché (Directive (UE) 2019/944 art. 32) ;
- Les GRT et les GRD doivent coordonner leurs opérations (Règlement (UE) 2019/943 Art. 57).

La Commission européenne estime que jusqu'à 5 milliards d'euros par an d'investissements dans le réseau de distribution peuvent être évités en augmentant les capacités de flexibilité. Pourtant, à travers l'Europe, il existe divers cadres nationaux qui n'incitent pas toujours les gestionnaires de réseau à optimiser les coûts d'investissement dans le réseau avec de nouvelles ressources de flexibilité émergentes. Bien que les marchés locaux de la flexibilité constituent un facteur majeur de l'utilisation efficace des ressources de flexibilité, il est nécessaire de créer des incitations compatibles pour que les gestionnaires de réseau s'engagent dans des processus d'approvisionnement flexibles au lieu de renforcer le réseau.

EPEX SPOT a acquis la plateforme Local Energy Market (LEM) de Centrica en octobre 2021. La plateforme d'enchères LEM fournit une solution basée sur le marché pour l'échange de flexibilité énergétique. Elle a été développée et testée pour permettre aux gestionnaires de réseau d'utiliser des actifs flexibles pour gérer les congestions du réseau. Elle offre un processus de bout en bout pour les gestionnaires de réseau, y compris la pré-négociation, le registre de flexibilité et la post-négociation. Comparé au trading en continu, proposé sur la plateforme précédemment utilisée par EPEX SPOT pour son offre de flexibilité locale, la plateforme d'enchères LEM permet une optimisation et une coordination plus efficace entre GRD et GRT. Les marchés locaux de flexibilité deviendront de plus en plus pertinents, complémentaires des marchés de gros de l'électricité, et fourniront des solutions intelligentes pour la transition énergétique.



## Les plateformes de marché de la flexibilité sont un mécanisme de marché pour :

- Améliorer l'efficacité des marchés locaux de flexibilité, par rapport aux accords bilatéraux, en créant un espace économique explicite partagé,
- Réduire les barrières à l'entrée pour les petits acteurs du marché,
- Permettre une standardisation des produits et des processus tout en gardant une agilité permettant de s'adapter au marché local ou aux contraintes réglementaires, et ne pas se retrouver avec un modèle unique préjudiciable,
- Maximiser l'utilisation efficace du réseau existant et donc réduire les coûts d'extension du réseau,
- Tout en trouvant la solution la plus rentable en faisant jouer la concurrence entre les actifs, et
- Parvenir à une augmentation globale significative du bien-être social.

## REDISPATCH 2.0

En Allemagne, l'introduction de Redispatch 2.0 est un premier pas positif vers l'intégration de flexibilités plus petites. Cependant, la réforme à elle seule ne suffit pas. Le Redispatch 2.0 ne permet pas d'intégrer la flexibilité côté charge ou de développer davantage de capacités flexibles, comme le gouvernement fédéral le reconnaît à juste titre dans son plan de réforme du marché. De nouvelles règles doivent être trouvées pour le marché allemand. Une solution transitoire reconnaissant les défis posés par les congestions structurelles actuelles serait un modèle hybride dans lequel le redispatching basé sur le marché est limité aux flexibilités à petite échelle tandis que les actifs existants de production restent dans le redispatching fondé sur les coûts. Les flexibilités à petite échelle incluent notamment toutes les flexibilités qui ne peuvent pas être rémunérées en fonction des coûts, telles que les flexibilités côté charge (véhicules électriques, pompes à chaleur). Cela limite l'impact négatif potentiel sur le système des anticipations de hausses et de baisses de prix et permet le développement de nouvelles flexibilités pour accompagner la transition énergétique, permettant à terme aux opérateurs de réseau d'utiliser l'option de flexibilité la plus favorable pour eux. Il s'agirait donc d'une étape intermédiaire efficace et prospective sur la voie d'un redispatching pleinement fondé sur le marché. Cela ouvrirait également la voie à une plus grande harmonisation à long terme avec les pays voisins appliquant des approches fondées sur le marché.



La Bourse Européenne de l'Electricité EPEX SPOT SE et ses filiales gèrent les marchés physiques de l'électricité au comptant dans 13 pays : en Europe centrale occidentale, au Royaume-Uni, en Suisse, dans les pays nordiques et en Pologne. En tant que membre d'EEX Group, un groupe d'entreprises organisant les marchés internationaux des matières premières, EPEX SPOT œuvre à créer un marché paneuropéen de l'électricité. Plus de 300 membres échangent de l'électricité sur EPEX SPOT. 49 % de son capital est détenu par la holding de gestionnaires de réseau de transport (HGRT). Pour plus d'informations, veuillez consulter [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com)