



Office franco-allemand pour les énergies renouvelables  
Deutsch-französisches Büro für erneuerbare Energien

**EPEX**SPOT

NOTE DE SYNTHÈSE

## Vente directe des énergies renouvelables sur la Bourse Européenne de l'Électricité

Un retour d'expérience sur la transition énergétique française et allemande

Février 2015

Auteur : Patrick Adigbli, Head of Public Affairs, EPEX SPOT  
p.adigbli@epexspot.com

Contact : Audrey Mathieu, chargée de mission systèmes & marchés,  
OFAEnR  
audrey.mathieu.extern@bmwi.bund.de

Soutenu par :



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :



Ministère  
de l'Écologie,  
du Développement  
durable  
et de l'Énergie

## Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par un expert externe pour l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR). Cette contribution est diffusée via la plateforme proposée par l'OFAEnR. Les points de vue énoncés dans la note représentent exclusivement ceux de l'auteur. La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFAEnR décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFAEnR n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFAEnR concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

## Sommaire

<b>A. Développement des énergies renouvelables en Europe .....</b>	<b>4</b>
A.I. Politique énergétique européenne .....	4
A.II. Énergies renouvelables en Allemagne et en France .....	4
<b>B. La Bourse Européenne de l'Électricité, acteur central de la transition énergétique.....</b>	<b>6</b>
B.I. Vue d'ensemble du marché et du fonctionnement du négoce de l'électricité .....	6
B.II. Le rôle de la Bourse Européenne de l'Électricité EPEX SPOT.....	7
B.III. Le couplage des marchés européens, pilier de la transition énergétique .....	9
<b>C. Retour d'expérience – Commercialisation des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité.....</b>	<b>12</b>
C.I. Mécanismes de soutien en France et en Allemagne - Obligation d'achat et EEG (lois sur les énergies renouvelables) .....	12
C.II. Développement de la vente directe en Allemagne.....	14
C.III. Intégration des énergies renouvelables dans les marchés européens couplés d'EPEX SPOT.....	18
C.IV. Flexibilité, la clé pour une intégration des énergies renouvelables dans le marché .....	19
<b>D. Résumé et perspectives .....</b>	<b>22</b>
<b>Sources .....</b>	<b>24</b>

## A. Développement des énergies renouvelables en Europe

### A.I. Politique énergétique européenne

Après le paquet énergie-climat 2020 et ses objectifs « 20-20-20 », l'Union Européenne a décidé de poursuivre sa politique de lutte contre le changement climatique. Lors du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014, les 28 chefs d'État et de gouvernement se sont mis d'accord sur les nouveaux objectifs européens à atteindre d'ici 2030 en matière de climat et d'énergie. Outre l'adoption d'un objectif contraignant visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % par rapport au niveau de 1990, ainsi que d'un objectif indicatif visant à améliorer l'efficacité énergétique en économisant au moins 27 % de la consommation d'énergie, le Conseil européen a adjoint un objectif d'au moins 27 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale de l'UE.<sup>i</sup>

Pour assurer la transition vers un système énergétique compétitif, sûr et durable, la Commission européenne accorde donc un rôle clé aux énergies renouvelables. Il est un fait que le développement des énergies hydraulique, éolienne et solaire, de la biomasse et de la géothermie influe durablement sur le secteur de l'électricité. Tandis que l'énergie hydraulique reste la source d'énergie renouvelable dominante en Europe, les sources d'énergie variables, comme l'éolien et le photovoltaïque, connaissent depuis quelques années une croissance soutenue (voir tableau 1).

	Monde	UE 28	France	Allemagne
Hydraulique	1 000	124	25	6
Biomasse	88	35	~1	8
Éolien	318	117	7	34
Photovoltaïque	142	82	4	36
Géothermie	12	1	~1	0
TOTAL	1 560	360	37	84

**Tableau 1** – Tableau récapitulatif des sources d'énergie renouvelables (état fin 2013, capacités installées en GW)

Analyse : EPEX SPOT ; sources : REN 21<sup>ii</sup>, Observ'ER<sup>iii</sup>

### A.II. Énergies renouvelables en Allemagne et en France

Pour les années à venir, les politiques énergétiques de la France et de l'Allemagne portent sur un développement dynamique des énergies renouvelables.

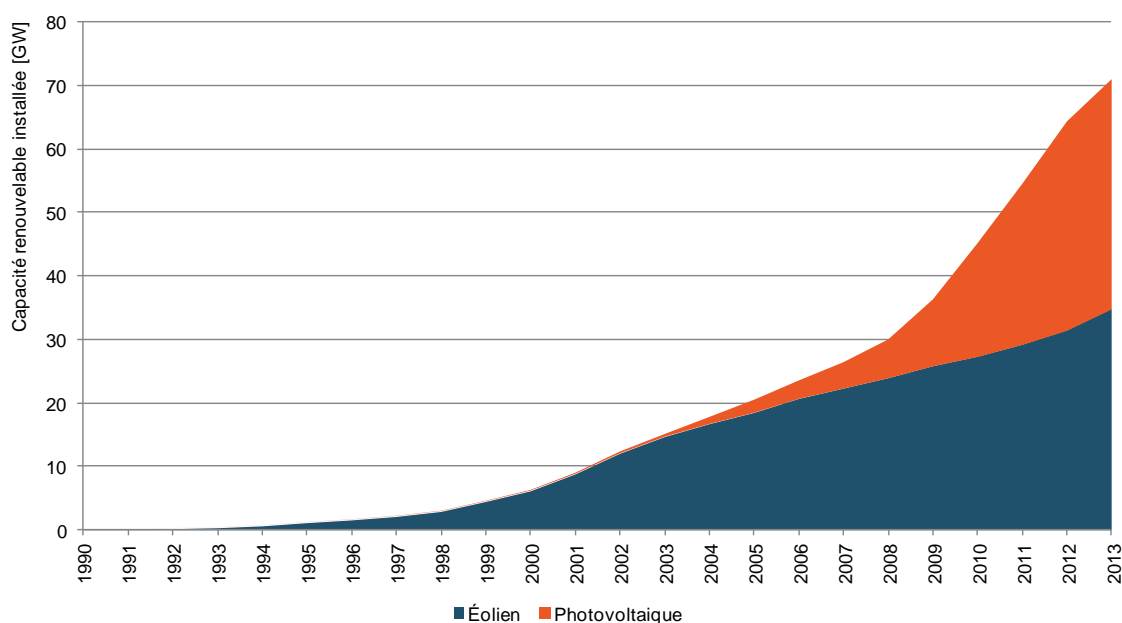
**En Allemagne**, les objectifs du concept énergétique fixés par le gouvernement fédéral prévoient 35 % d'énergies renouvelables dans la consommation électrique en 2020, 50 % en 2030 et 80 % en 2050. Ces objectifs sont confirmés et précisés par l'accord de coalition signé entre les partis politiques allemands CDU, CSU et SPD. Il y est spécifié : « *Le développement des énergies renouvelables se poursuit selon un calendrier bien défini par la loi : 40 à 45 % en 2025 et 55 à 60 % en 2035. La poursuite du développement sera examinée chaque année en termes de réalisation des objectifs, de développement du réseau et de la faisabilité des financements [...]* ».<sup>iv</sup>

« Le développement des énergies renouvelables [en Allemagne] se poursuit selon un calendrier bien défini par la loi : de 40 à 45 % en 2025 et de 55 à 60 % en 2035. »

Accord de coalition CDU, CSU & SPD, 2013

*La poursuite du développement sera examinée chaque année en termes de réalisation des objectifs, de développement du réseau et de la faisabilité des financements [...]* ».<sup>iv</sup>

En Europe, l'Allemagne fait partie des précurseurs en termes de développement des énergies renouvelables. Avec la transition énergétique, le gouvernement fédéral a décidé en 2011 d'accélérer la sortie du nucléaire d'ici 2022, tout en renforçant ses objectifs de développement d'énergies renouvelables. En 2014, leur part dans la production électrique a atteint un niveau record de 25,8 %.<sup>v</sup> Pour l'Allemagne, c'est la première fois que les énergies renouvelables représentent la principale source de production d'électricité. Pour y parvenir, les nouvelles installations éoliennes et photovoltaïques ont joué un rôle majeur (voir figure 1).



**Figure 1** - Développement des capacités installées en énergie solaire et éolienne en Allemagne

Analyse : EPEX SPOT, Source : BMWi <sup>vi</sup>

**En France**, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte » le 14 octobre 2014.<sup>vii</sup> D'ici 2030, la transition énergétique vise en premier lieu des objectifs climatiques ainsi que le renforcement de l'indépendance énergétique :

- réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 ;
- baisser de 20 % la consommation énergétique finale par rapport à 2012 ;
- réduire de 30 % la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles par rapport à 2012 ;
- accroître à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie ;
- porter à 50% la part du nucléaire dans la production d'électricité d'ici 2025.

« Accroître à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie. »  
Objectif pour 2030 ancré dans le projet loi sur la transition énergétique français

Actuellement, la France comptabilise une puissance renouvelable installée s'élevant à 37 GW, l'énergie hydraulique occupant toujours le premier rang avec plus de 25 GW.

## B. La Bourse Européenne de l'Électricité, acteur central de la transition énergétique

### B.I. Vue d'ensemble du marché et du fonctionnement du négoce de l'électricité

Parallèlement au développement des énergies renouvelables, le secteur énergétique a connu ces deux dernières décennies une transformation fondamentale. Au milieu des années 90, l'Europe a en effet décidé la libéralisation du marché de l'électricité entraînant le dégroupage de la chaîne énergétique.

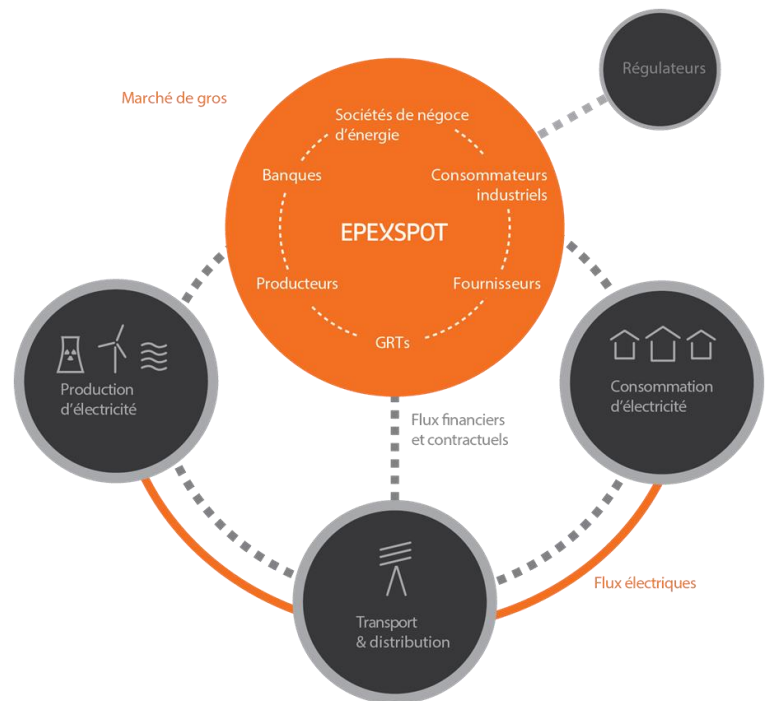
Au-delà de la séparation entre la production d'électricité, le réseau de transport et de distribution ainsi que la commercialisation de l'électricité, il s'agissait pour l'UE de créer un marché intérieur européen de l'électricité fortement concurrentiel.

Cette réorganisation a fait naître de nouveaux besoins, et notamment celui d'organiser le négoce de l'électricité entre les maillons de la chaîne de valeur. De cette nécessité sont nées les bourses d'électricité qui assurent un accès non discriminatoire à un marché de gros transparent, fiable et efficace.

Le négoce de l'électricité avec des produits standardisés, tel qu'il se déroule tous les jours sur la bourse EPEX SPOT, est donc un des résultats les plus visibles de la libéralisation du marché de l'électricité. En ce sens, la bourse de l'électricité s'est à présent établie comme un pilier central de la chaîne de valeur énergétique.

L'électricité présente des caractéristiques physiques qui déterminent sa commercialisation. L'offre et la demande doivent être équilibrées à tout moment de la journée pour garantir la stabilité du réseau ; l'électricité est un produit difficile à stocker ; enfin, la demande est en règle générale peu flexible, tandis que l'offre provenant de sources d'énergie renouvelables devient de plus en plus variable. Le marché de l'électricité est un reflet de ces réalités et s'organise en différents sous-marchés qui se différencient en premier lieu par leurs délais de livraison.<sup>viii</sup>

Sur le **marché à terme** se négocient des contrats à long et à moyen terme, soit quelques semaines, mois ou années avant échéance. Ce marché sert en première ligne aux acteurs pour gérer le risque prix (couverture / *hedging*) mais il sert aussi à assurer l'approvisionnement de la demande prévisible (*sourcing*) ou bien à spéculer. Les quantités



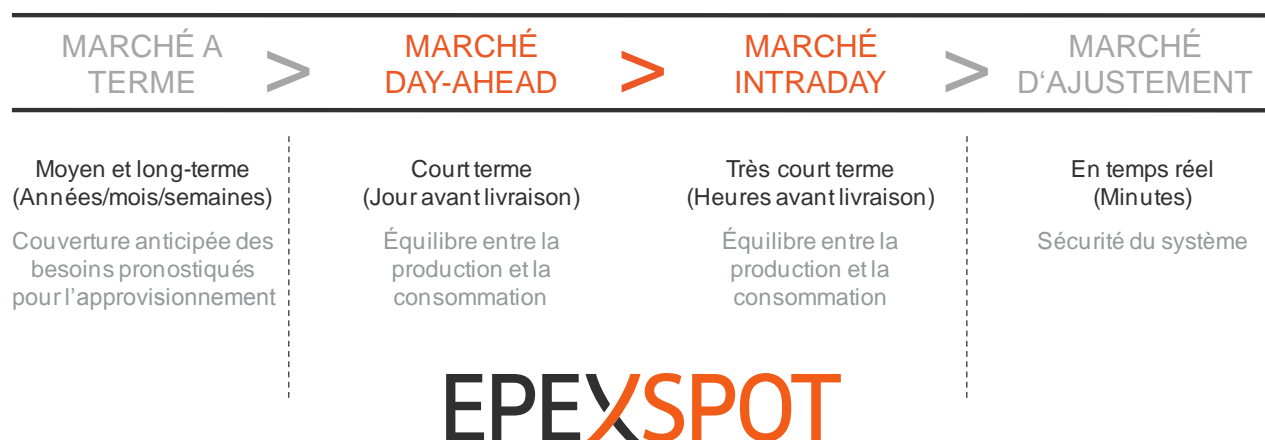
**Figure 2** – Commerce de l'électricité comme pilier de la chaîne de valeur  
Source : EPEX SPOT

L'offre et la demande doivent être à tout moment de la journée équilibrées pour garantir la stabilité du réseau.

fournies sur le marché à terme proviennent en règle générale de centrales électriques conventionnelles, dont la production d'électricité est planifiable à long terme. Les acheteurs se protègent ainsi des fluctuations de prix à court terme. Ces contrats à terme se soldent soit par une livraison physique soit par un règlement financier.

Sur les **marchés spot**, en revanche, ce sont des contrats à court terme qui sont négociés et qui donnent lieu à une livraison physique. EPEX SPOT rassemble producteurs, distributeurs, consommateurs industriels, banques et gestionnaires de réseau de transport qui cherchent à court terme à vendre leur production d'électricité ou à couvrir leur besoin en électricité. Ces acteurs participent à deux types de marché : le marché J-1 (*day ahead*) qui détermine le prix pour chaque heure du lendemain dans le cadre d'une enchère journalière. Et le marché intrajournalier (*intraday*) qui permet aux acteurs de négocier des contrats en continu 24 heures sur 24, et ce jusqu'à 45 minutes avant la livraison. Les marchés spot contribuent ainsi à l'équilibre à court terme entre la production et la consommation, et se solde toujours par une livraison physique, c'est à dire par une livraison réelle via les réseaux de transport. En raison des caractéristiques physiques de l'électricité et de l'injection de plus en plus variable provenant de sources d'énergie renouvelables, le négoce à court terme se voit attribuer un rôle toujours croissant. Le marché spot est la plateforme où, entre autres, se négocient les énergies renouvelables variables et plus difficilement prévisibles sur le long terme.

Les **marchés d'ajustement** organisés par les gestionnaires de réseau de transport jouent par ailleurs un rôle important dans la fiabilité du système, et contribuent à assurer la stabilité du réseau en matière de fréquence et de tension. L'ajustement permet de corriger rapidement tout écart imprévu de production ou de consommation.



**Figure 3** – Rôle de la bourse spot dans le fonctionnement chronologique du marché

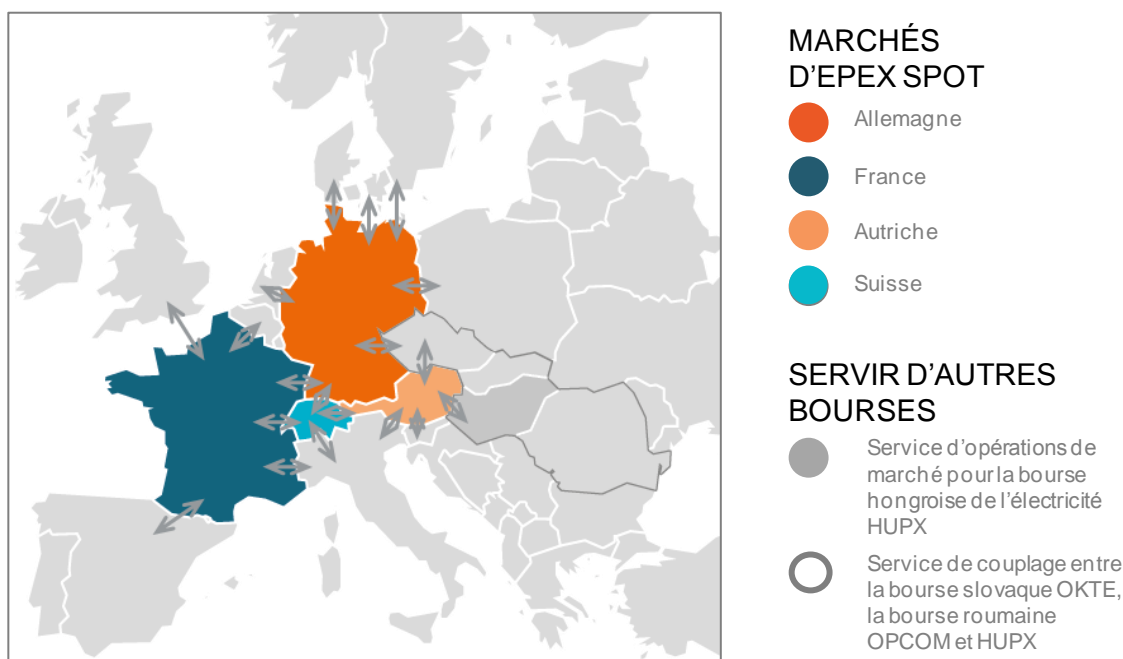
Source : EPEX SPOT

## B.II. Le rôle de la Bourse Européenne de l'Électricité EPEX SPOT

La Bourse Européenne de l'Électricité EPEX SPOT (European Power Exchange) organise les marchés spot à court terme de l'électricité pour l'Allemagne, la France, l'Autriche et la Suisse. Ensemble, ces pays représentent 1 200 TWh, soit plus d'un tiers de la consommation électrique en Europe. Le volume d'électricité négocié sur les marchés organisés par EPEX SPOT s'élève à plus de 380 TWh en 2014.

EPEX SPOT est une société indépendante de droit européen (Societas Europaea) qui siège à Paris et dispose de filiales à Leipzig, Berne et Vienne. L'entreprise est née en 2008 de la fusion des bourses de l'énergie allemande et française.

Comptabilisant plus de 220 membres et un effectif de près de 100 personnes, EPEX SPOT est aujourd'hui un pilier du marché européen de l'électricité. Lors d'une visite, Peter Altmaier, Directeur de la Chancellerie et ancien Ministre fédéral de l'Environnement, a qualifié la Bourse Européenne de l'Électricité EPEX SPOT comme étant un exemple de coopération franco-allemande réussi dans le secteur de l'énergie.<sup>ix</sup>



**Figure 4** – Marchés d'EPEX SPOT

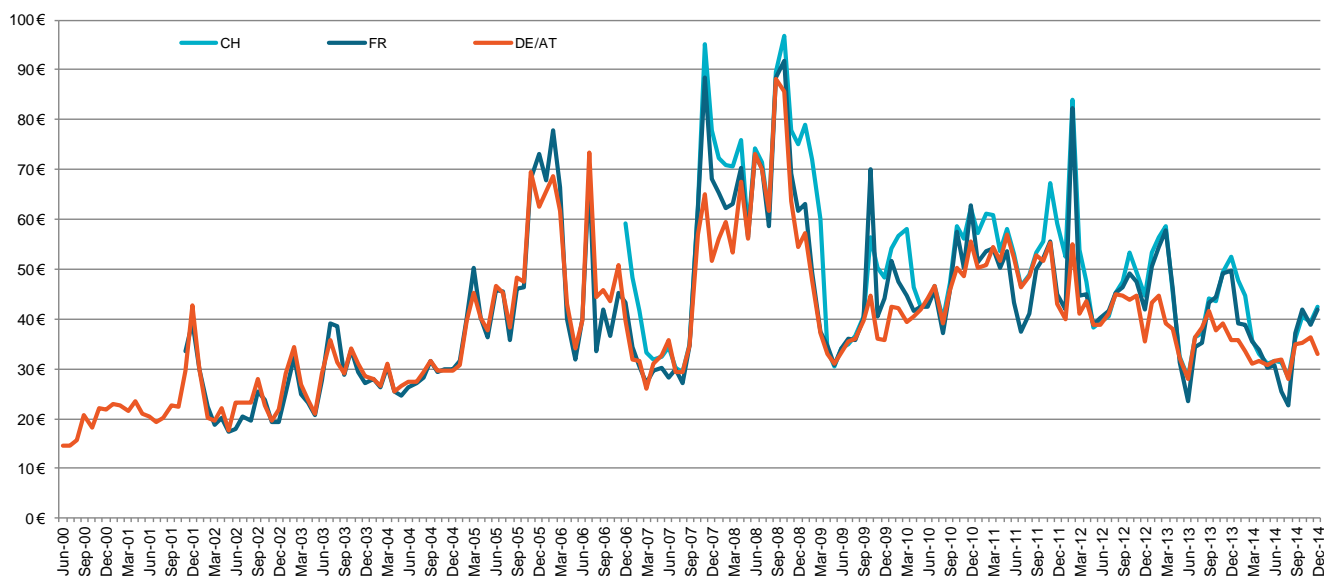
Source : EPEX SPOT

Le prix de référence contribue à une utilisation efficace de l'infrastructure du réseau, à son bon fonctionnement et à la sécurité d'approvisionnement.

La fonction principale de la bourse de l'électricité consiste à confronter offre et demande de la manière la plus large possible afin de calculer et publier quotidiennement un prix de référence. Celui-ci se détermine par l'intersection entre les courbes d'offre et de demande et correspond en règle générale aux coûts variables de la dernière unité de production dans le « *merit order* ».

Ce prix de référence de la bourse est déterminant pour assurer l'efficacité du marché de l'électricité. Il guide les décisions de production et de consommation à court terme, ainsi que les investissements à long terme dans de nouvelles capacités de production. Par ailleurs, le signal prix de la bourse peut aider les consommateurs industriels et résidentiels à moduler/gérer leur consommation. Mais il leur permet aussi de prendre conscience de la réelle valeur de l'électricité et à les sensibiliser à l'éco-citoyenneté. Finalement, le prix de référence contribue à une utilisation efficace de l'infrastructure du réseau, à son bon fonctionnement et à la sécurité d'approvisionnement.





Marché	2009	2010	2011	2012	2013	2014
DE/AT (Phelix)	38,85	44,49	51,12	42,60	37,78	32,76
FR	43,01	47,50	48,89	46,94	43,24	34,63
CH (Swissix)	47,92	51,02	56,18	49,52	44,73	36,79

**Figure 5 & Tableau 2** – Prix de référence pour le marché européen de l'électricité

Source : EPEX SPOT

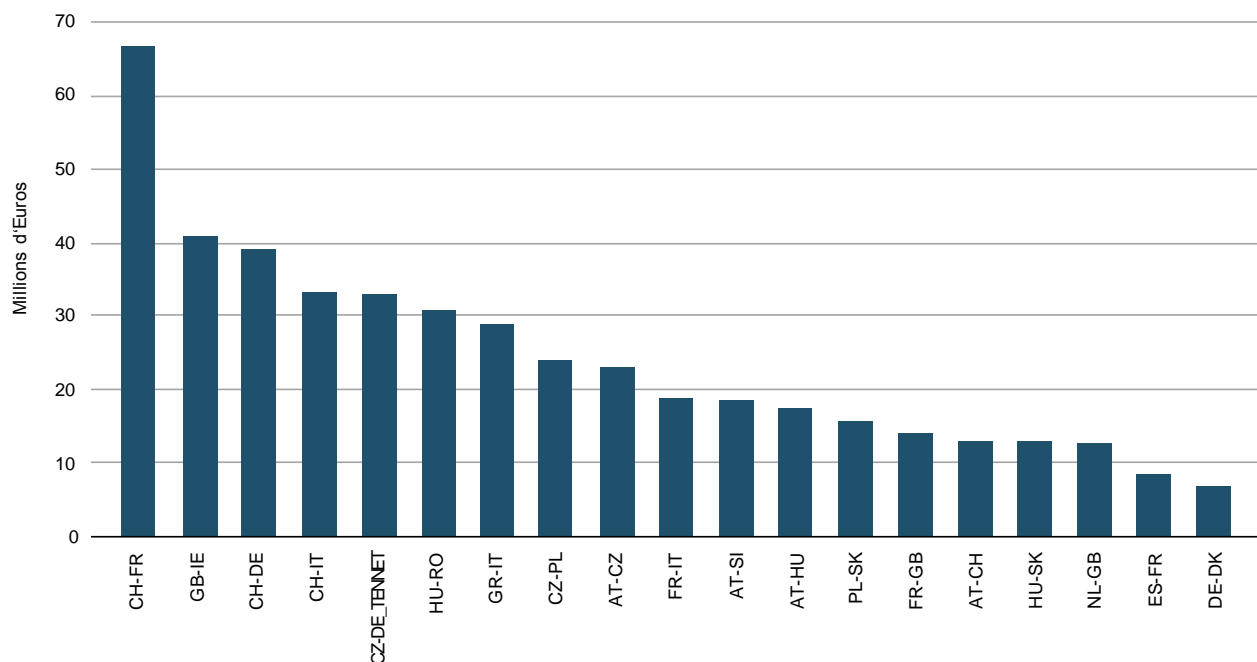
### B.III. Le couplage des marchés européens, pilier de la transition énergétique

Cela fait longtemps déjà que les marchés de l'électricité nationaux ne sont plus des « îlots électriques ». En effet, les marchés européens sont aujourd'hui largement couplés entre eux – tant au niveau physique via les réseaux électriques transfrontaliers, qu'au niveau économique par le biais du couplage des bourses de l'électricité.

Le couplage des marchés *day ahead* est un élément clé dans la réalisation du marché intérieur européen de l'électricité.

Avant le couplage des marchés il fallait, en plus du négoce d'électricité proprement dit, réserver des capacités de transport dans le cadre d'une enchère « explicite » pour chaque transaction transfrontalière. Ce procédé demandait à être amélioré, en raison d'une exploitation insuffisante des capacités disponibles aux frontières et de flux d'électricité économiquement inefficaces (de la zone avec le prix le plus haut vers la zone avec le prix le plus bas).

Les marchés d'Europe sont largement couplés entre eux et continuent à se rapprocher – tant au niveau physique via les réseaux électriques transfrontaliers, qu'économique par le biais du couplage des bourses de l'électricité.



**Figure 6** – Dégradation du bien-être socio-économique due à l'absence de couplage des marchés (2012, par frontière)

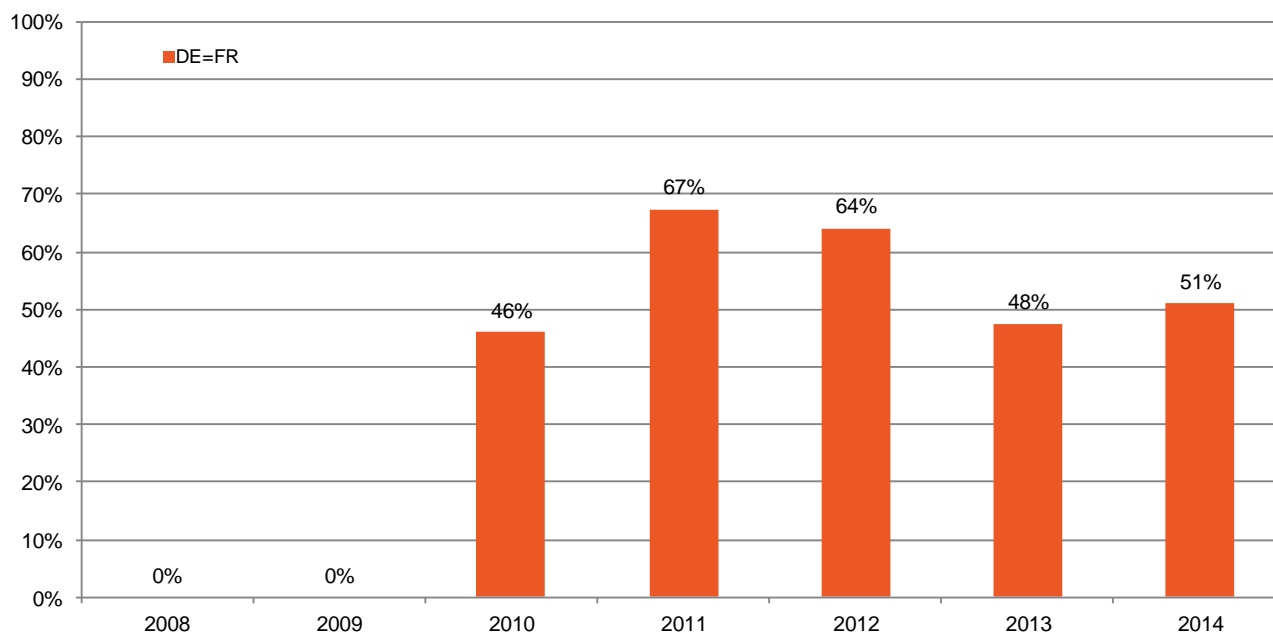
Source : ENTSO-E

En 2006, bien avant l'entrée en vigueur du troisième paquet énergie de l'UE, les bourses de l'électricité, en coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport, ont lancé le couplage des marchés en France, en Belgique et aux Pays-Bas. En 2010, le couplage a été étendu au Centre-Ouest de l'Europe (CWE), incluant les marchés allemand et autrichien.<sup>x</sup>

Après avoir constaté les succès économiques rencontrés par cette initiative privée, le Conseil européen s'est saisi du sujet pour annoncer le 4 février 2011 : « *The internal market should be completed by 2014 so as to allow gas and electricity to flow freely* ». <sup>xi</sup> Parallèlement, l'Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) a développé une feuille de route sur l'intégration régionale des marchés *day ahead* en Europe. <sup>xii</sup> Les gestionnaires des réseaux de transport et les bourses spot de l'électricité travaillent depuis main dans la main à la mise en œuvre de cette feuille de route, accompagnés par les commissions nationales compétentes en matière de régulation de l'énergie.

L'introduction du couplage des marchés permet pour la première fois de négocier conjointement l'électricité et les capacités transfrontalières dans le cadre d'une enchère « implicite ». L'utilisation des interconnexions est ainsi maximisée, le flux d'électricité entre les marchés optimisé et le bien-être socio-économique amélioré.

Un autre effet du couplage est le rapprochement des prix entre les marchés couplés. En cas de capacités transfrontalières suffisantes, les prix d'électricité des marchés convergent, c'est-à-dire qu'une totale harmonisation des prix est atteinte. Entre l'Allemagne et la France, par exemple, les prix ont convergé dans 51 % des heures de l'année 2014 (voir figure 7).



**Figure 7** – Convergence des prix entre l'Allemagne et la France

Source : EPEX SPOT

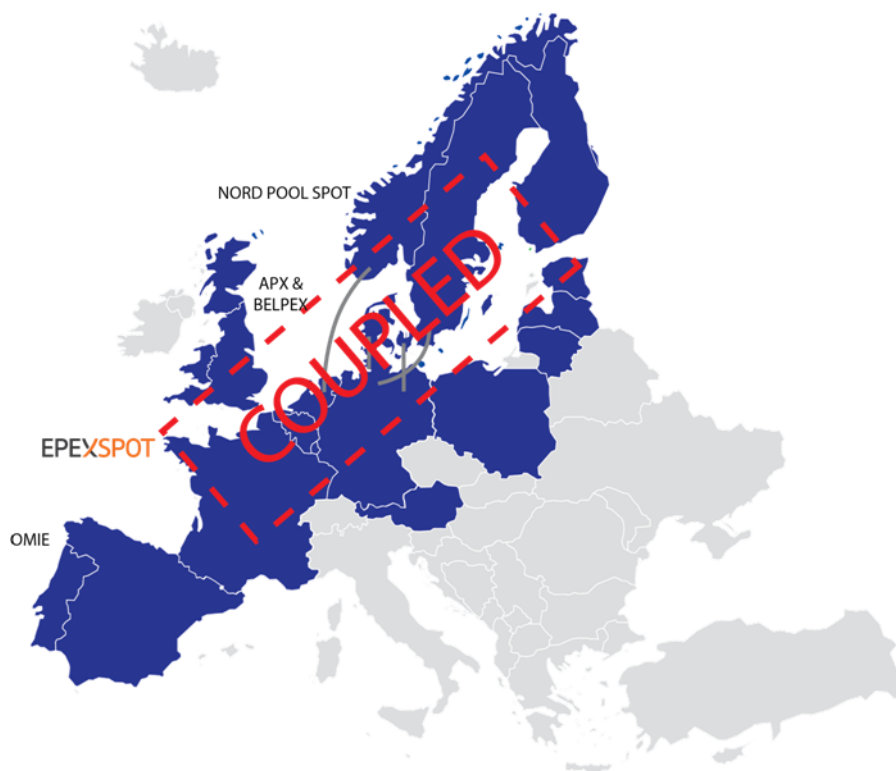
Depuis 2014, 17 États membres des régions Nord-Ouest de l'Europe (NWE) et Sud-Ouest de l'Europe (SWE) participent au couplage européen des marchés, basé sur le modèle dit « *Price Coupling of Regions* » (PCR). Le prix de l'électricité et les flux d'énergie sont désormais calculés de manière uniforme. Le territoire du PCR s'étend de la péninsule ibérique aux pays baltes et couvre 75 % de la consommation électrique européenne. Par conséquent, l'électricité est aujourd'hui négociée sur un marché unifié de l'Algarve au Cap Nord. Cette forme de négoce de l'électricité favorise une synchronisation de l'offre et de la demande qui est efficace en termes de coûts et contribue aux objectifs européens en matière de climat et d'énergie.

## Le couplage des marchés favorise une synchronisation de l'offre et de la demande qui est efficace en termes de coûts

D'autres projets régionaux de couplage des marchés sont actuellement en cours et cherchent *in fine* à s'intégrer aux régions NWE et SWE. Citons ici en premier lieu les projets « *Italian Borders Working Table* » et « *Central Eastern Europe* ». Le premier vise le couplage des pays limitrophes de l'Italie, le second vise principalement le couplage des marchés de l'Europe de l'Est. Par ailleurs, le couplage entre la République tchèque, la

Slovaquie et la Hongrie a été effectué en 2012 à l'aide d'EPEX SPOT, qui gère aujourd'hui encore le couplage pour les bourses locales. En novembre 2014, cette région a été élargie à la Roumanie sur la base de la solution PCR et baptisée « *4M Market Coupling* ». <sup>xiii</sup>

EPEX SPOT est impliquée dans quasiment tous les projets de couplage des marchés. En effet, les marchés de la Bourse Européenne de l'Électricité se trouvent au cœur de l'Europe et sont connectés avec les pays voisins par 19 interconnexions. De par cette situation centrale, il semble naturel qu'EPEX SPOT fasse avancer l'intégration des marchés européens de l'électricité.



**Figure 8** – Couplage des marchés en Europe, basé sur le modèle dit « Price Coupling of Regions » (PCR) (état : 2014)  
Source : EPEX SPOT

## C. Retour d'expérience – Commercialisation des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité

### C.I. Mécanismes de soutien en France et en Allemagne - Obligation d'achat et EEG (lois sur les énergies renouvelables)

**En France**, la législation en vigueur prévoit que les producteurs d'énergie renouvelable signent un contrat d'achat avec EDF (ou, le cas échéant, avec les entreprises locales de distribution « ELD »). Les producteurs voient ainsi leur production d'énergie renouvelable rémunérée selon un tarif d'achat fixe, garanti sur une période entre 10 et 20 ans, indépendamment du prix de marché.

La loi prévoit par ailleurs le remboursement à EDF et aux ELD de la totalité des charges découlant de cette obligation d'achat. Les règles de calcul de ces charges sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie CRE. La compensation de ces charges s'effectue via la contribution au service public de l'électricité, ou CSPE, qui est supportée par le consommateur final (la CSPE s'élève à 16,5 euros/MWh en 2014).

Dans le cadre de la *deuxième conférence environnementale* en septembre 2013, le Président de la République française a souligné la nécessité de revisiter les modes de soutien existants aux énergies renouvelables.<sup>xiv</sup> L'objectif est de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique et de favoriser durablement leur développement. Dans ce contexte, le ministère français de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (MEDDE) a réalisé en février 2014, une consultation des parties prenantes et groupes d'intérêt.<sup>xv</sup> Le document de

consultation explique le fonctionnement actuel du système électrique et présente différentes options qui permettraient de développer le mode de soutien actuel des énergies renouvelables en vue d'améliorer l'intégration de ces dernières dans le système et les marchés.

Des objectifs similaires sont poursuivis par une consultation publique réalisée en septembre 2014 par la Commission de régulation de l'énergie CRE. Le document de consultation fait remarquer que « la CRE et EDF ont analysé l'opportunité d'organiser la mise à disposition de l'électricité produite par les installations sous obligation d'achat pour tous les acteurs, par la commercialisation de ces volumes sur les différents marchés de l'électricité ».<sup>xvi</sup>

**En Allemagne**, l'intégration des énergies renouvelables au marché s'effectue progressivement depuis plusieurs années. La loi allemande sur le développement des énergies renouvelables (dite la loi sur les énergies renouvelables ou EEG) régule depuis l'année 2000 la priorité accordée aux énergies renouvelables, ainsi que leur tarif d'achat pour leur injection dans le réseau public.

Après son amendement en juillet 2011, la loi EEG 2012 prévoit un tarif d'achat garanti sur 20 ans pour les énergies renouvelables. Selon les dispositions légales du décret allemand sur le mécanisme de compensation qui sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010, les gestionnaires de réseau de transport allemands sont tenus de commercialiser sur la bourse de l'électricité toute électricité issue d'énergies renouvelables pour laquelle le producteur bénéficie d'un tarif d'achat fixe.<sup>xvii</sup> Les quantités prévisionnelles définies la veille sont vendues à l'enchère J-1 d'EPEX SPOT. Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau de transport, résultant du différentiel entre les paiements du tarif d'achat et les revenus sur le marché, sont financés par le consommateur final via la contribution EEG (en 2015, la contribution EEG s'élève à 61,7 euros/MWh).<sup>xviii</sup>

Par ailleurs, la loi EEG 2012 entend encourager la vente directe par le modèle de « prime de marché ». Les dits « commercialisateurs directs » peuvent vendre leur production directement sur le marché et sont, par conséquent, en partie tributaires des prix du marché. Ce type de commercialisation sera traité en détail au *chapitre C.II*. Dans ce cas encore, la totalité des coûts générés est répercutée par la contribution EEG. Enfin, il convient de mentionner également la vente directe selon le principe du « privilège électricité verte » et la « vente directe sans primes ni incitations financières ».

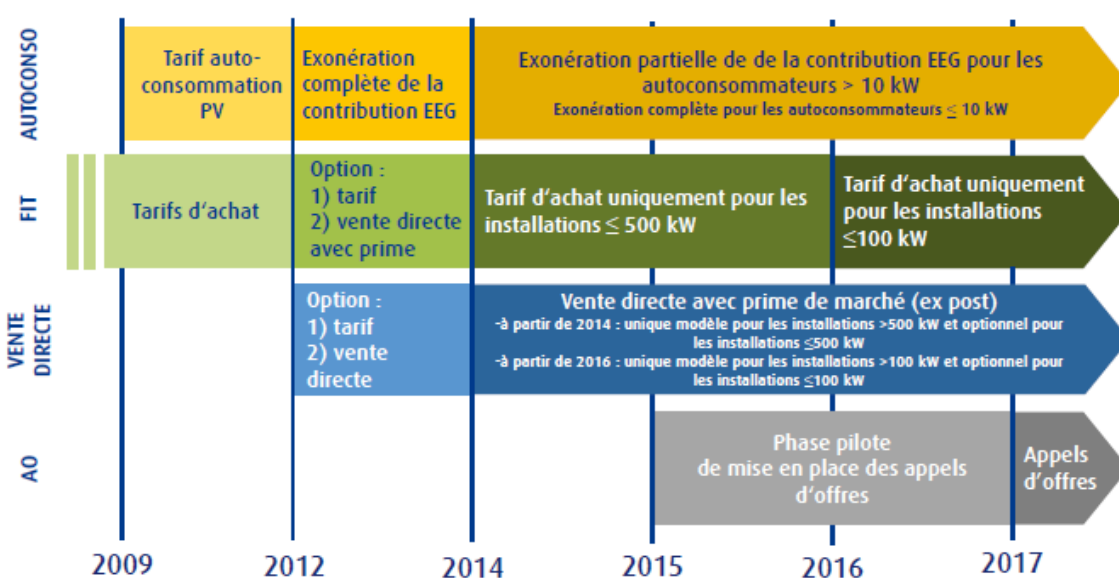


Figure 9 – Représentation chronologique des différents modèles de rémunération en Allemagne (état : 2014)

Source : OFAEnR

Selon les lignes directrices européennes pour les aides d'État environnementales et énergétiques<sup>xix</sup>, ainsi que la loi EEG 2014 amendée en été 2014, les nouvelles installations d'une certaine capacité sont contraintes à la vente directe de l'électricité renouvelable produite. Depuis le 1<sup>er</sup> août 2014, le tarif d'achat fixe jusqu'ici en vigueur ne s'applique donc plus qu'aux petites installations. Quant aux installations mises en service avant le 1<sup>er</sup> août 2014, elles sont soumises à la protection des droits acquis : la modification en termes de tarifs d'achats ne les concerne pas.

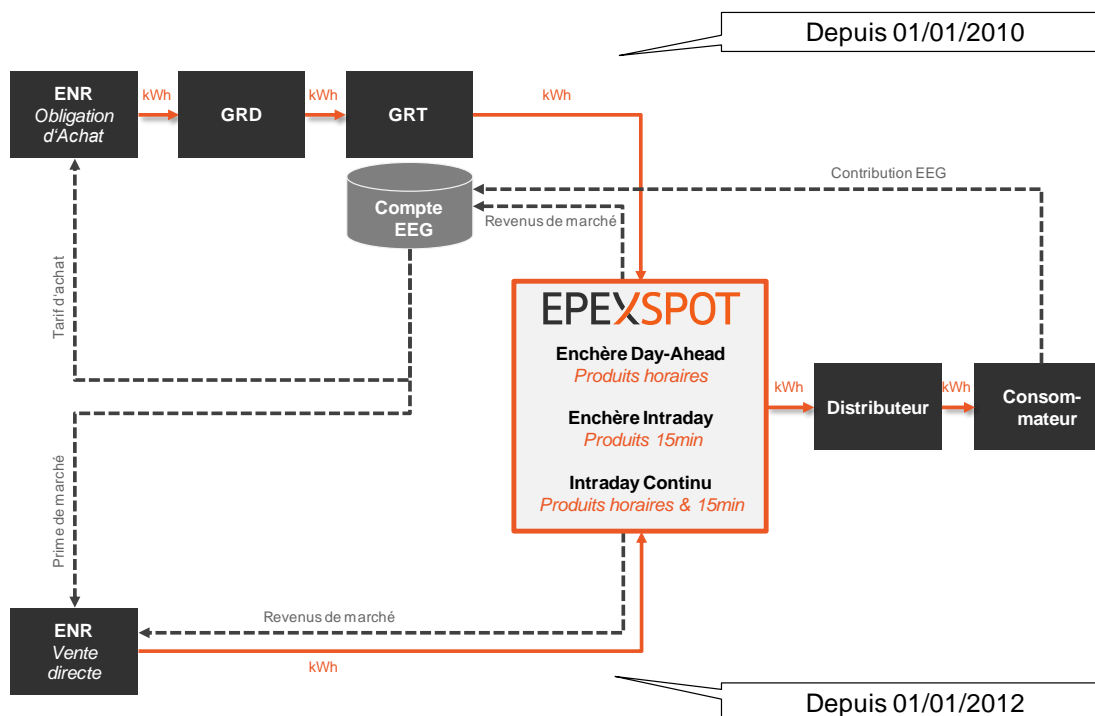
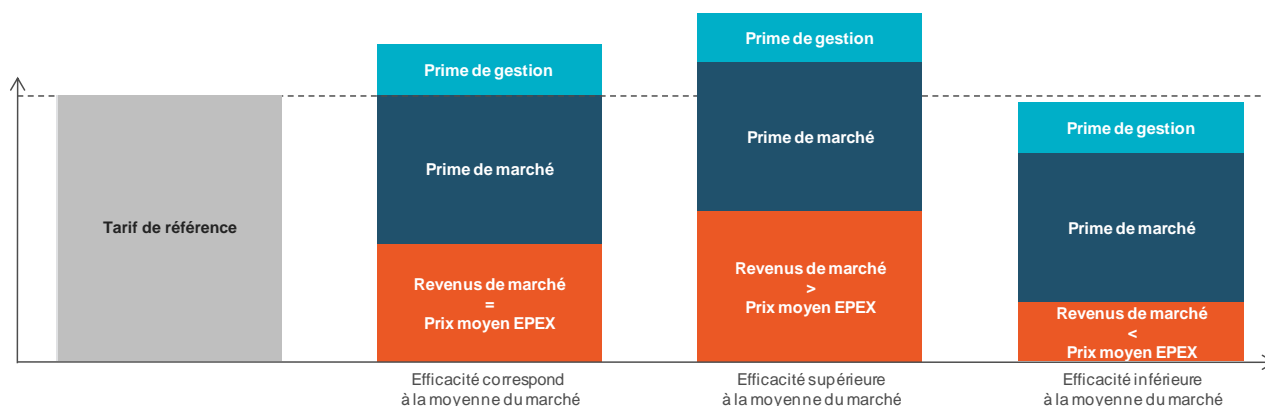


Figure 10 – Commercialisation des énergies renouvelables en Allemagne (représentation schématique)

Source : EPEX SPOT

## C.II. Développement de la vente directe en Allemagne

Depuis janvier 2012, les producteurs d'énergie renouvelable peuvent choisir de directement commercialiser leur production sur le marché de l'électricité. Ils peuvent se charger eux-mêmes de la commercialisation ou mandater un prestataire. En effet, ces dernières années plusieurs agrégateurs se sont établis pour prendre en charge la commercialisation des volumes renouvelables pour leurs clients et pour offrir des services d'analyse et de gestion de portefeuille, de prévision ou d'entretien. En plus des recettes découlant de la vente, réalisée par exemple sur les marchés J-1, infrajournaliers, à terme ou d'ajustement, ces « commercialisateurs directs » se voient rembourser la différence entre le tarif d'achat spécifique au type de l'installation et le prix moyen mensuel de la bourse EPEX SPOT, sous forme d'une « prime de marché ». Par ailleurs, les risques et coûts liés à la vente directe sont compensés par une « prime de gestion ».



**Figure 11** – Modèle de « prime de marché » en Allemagne  
Analyse : EPEX SPOT; sources : PwC, gestionnaire de réseau de transport

Le modèle de « prime de marché » offre aux commercialisateurs directs l'opportunité de maximiser les recettes par rapport aux tarifs d'achat fixes (voir figure 11) :

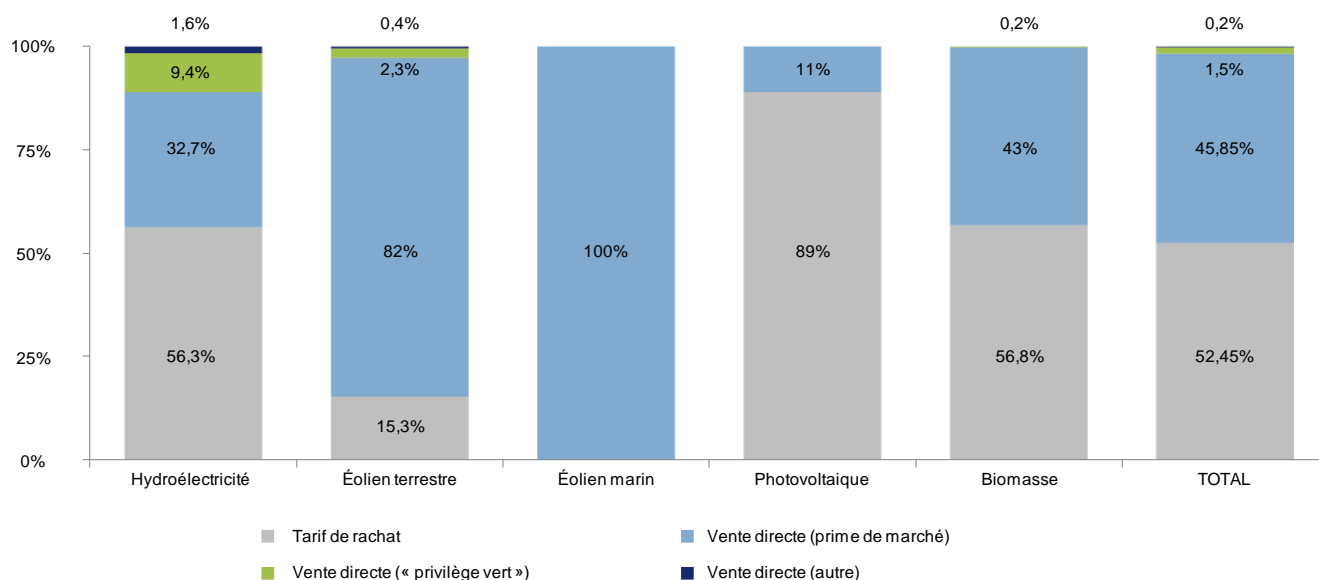
- la « prime de marché » assure aux exploitants d'installations renouvelables une protection contre d'éventuelles pertes subies sur le marché en compensant la différence entre le prix moyen mensuel de la bourse et le tarif d'achat ;
- si l'installation est exploitée efficacement sur le marché, de manière à s'assurer des recettes supérieures au prix moyen de la bourse, il est alors possible d'engendrer des profits supplémentaires par rapport au tarif d'achat (par exemple en vendant à des périodes où les prix sont plus élevés, en limitant l'offre en cas de prix négatifs, en ayant recours au marché d'ajustement, etc.) ;
- la « prime de gestion » offre un bonus supplémentaire qui dédommage les charges induites par la vente directe (prévisions, frais de commercialisation, ...).

À titre de responsables d'équilibre, les commercialisateurs directs assument la responsabilité économique pour les prévisions ainsi que pour la compensation entre injection et soutirage réellement effectués dans leur périmètre. Si le volume effectivement injecté est inférieur aux quantités commercialisées à la bourse en J-1, le responsable d'équilibre est tenu d'acquérir les quantités d'électricité manquantes (sur le marché spot, par exemple). Si le volume est supérieur aux quantités commercialisées à la bourse en J-1, il est tenu à vendre les quantités d'électricité excédentaires. Si un périmètre n'est pas équilibré à temps, le gestionnaire du réseau de transport facture l'énergie d'ajustement requise au responsable de ce périmètre. Les commercialisateurs directs sont ainsi incités à minimiser l'énergie d'ajustement.

Tout en renforçant la compétitivité, la vente directe favorise l'intégration progressive des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité :

- Les énergies renouvelables agissent sur le marché de l'électricité de manière identique aux autres sources de production
- Incitation à adopter un comportement vertueux répondant aux besoins du système et à une commercialisation efficace :
  - amélioration de la précision des prévisions,
  - pilotage des installations,
  - flexibilisation de l'injection.

La vente directe connaît une popularité croissante depuis quelques années. Ainsi, fin 2014 plus de la moitié de la puissance renouvelable installée en Allemagne recourt au modèle optionnel de la « prime de marché », en particulier dans le secteur éolien (voir figure 12). Avec l'entrée en vigueur de la loi EEG 2014, cette forme de vente directe est obligatoire pour les nouvelles installations dont la puissance dépasse la limite fixée à 500 kW.



**Figure 12** – Puissance installée selon le mécanisme de soutien en 2013 (pourcentage de la puissance éligible au soutien)  
 Analyse : OFAEnR, source : BDEW (association allemande des industries de l'énergie et de l'eau)

	Déc. 2014 (en MW)	Déc. 2013 (en MW)	Déc. 2012 (en MW)
Hydraulique	641	485	392
Gaz	284	120	42
Biomasse	4 557	2 920	1 936
Géothermie	11	5	0
Éolien terrestre	31 868	27 153	23 929
Éolien en mer	622	508	248
Solaire	5 961	4 297	1 993
<b>TOTAL</b>	<b>43 943</b>	<b>35 488</b>	<b>28 541</b>

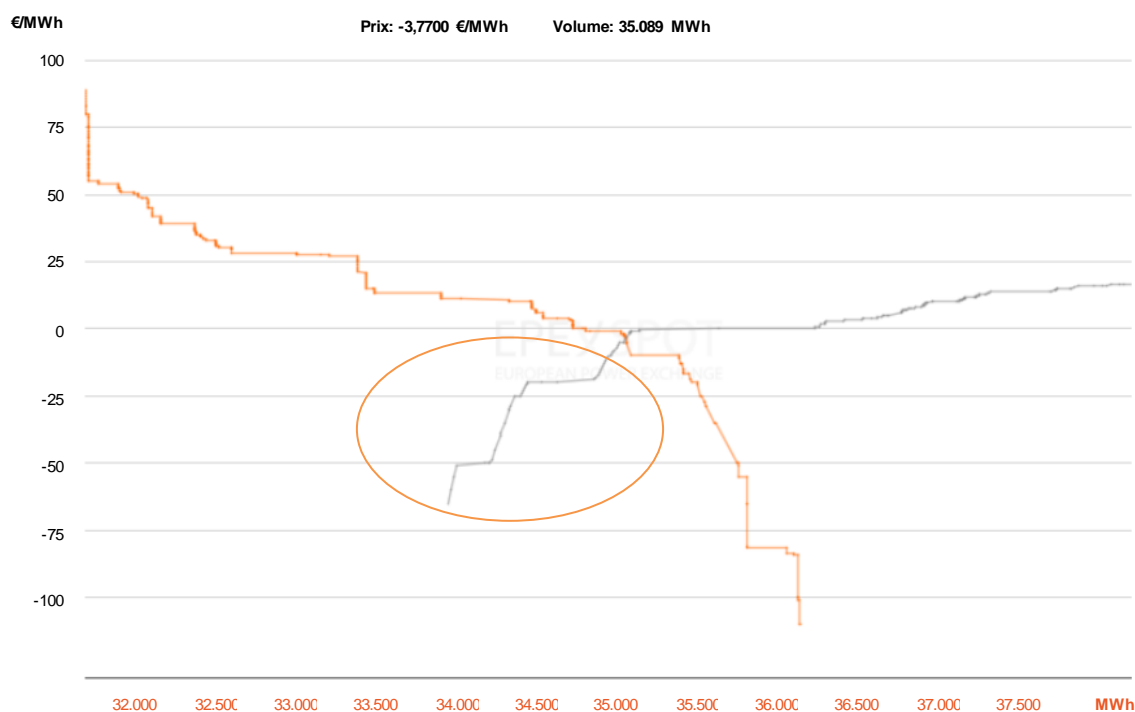
**Tableau 3** – Puissance installée ayant recours à la vente directe selon le modèle de la « prime de marché »  
 Analyse : EPEX SPOT; source : Gestionnaires de réseau de transport

Depuis le lancement du modèle de la « prime de marché », les commercialisateurs directs sont de plus en plus actifs sur EPEX SPOT. La fluctuation des prix négociés à la bourse, qui changent toutes les heures et de plus en plus souvent tous les quarts d'heure, influence considérablement le comportement de ces acteurs.

À titre d'exemple, nous pouvons citer les réactions accrues des commercialisateurs directs aux prix négatifs. Depuis l'introduction du modèle de la « prime de marché », on constate le rôle de plus en plus important du signal prix de la bourse lors de périodes de prix négatifs. Les commercialisateurs directs commencent à limiter leurs offres dès l'ap-



partition de prix négatifs. Cette tendance est visible dans les courbes agrégées des prix de l'enchère J-1 d'EPEX SPOT (voir figure 13). Même si aujourd'hui les commercialisateurs directs ne réagissent pas encore pleinement au signal prix du marché spot, cette tendance représente une évolution importante comparée à l'approche « *produce-and-forget* » du tarif d'achat fixe.



**Figure 13** – Courbes agrégées, 16 février 2014 entre 6 et 7 heures

Source : EPEX SPOT

L'apparition de prix négatifs à la bourse est un phénomène relativement rare, qui survient lorsqu'une faible consommation rencontre une importante production non-flexible. Ces prix négatifs ne sont en aucun cas une aberration du marché – au contraire, il s'agit d'un signal prix pertinent, indiquant un excès d'offre sur le court terme. Les prix doivent donc pouvoir devenir négatifs pour éviter les situations de rationnement et pour inciter la flexibilité des moyens de production, l'effacement ou encore le stockage de l'électricité. Néanmoins un marché avec des prix négatifs fréquents reflète une surcapacité structurelle.

Bien qu'elles n'en soient pas l'unique cause, les sources d'énergie renouvelable dites « fatales » jouent un rôle dans la formation de prix négatifs. Ceci est surtout valable pour les énergies renouvelables sous tarif d'achat, alors que le mécanisme de prime de marché permet d'atténuer le niveau des prix négatifs (voir figure 13). Au-delà du rôle des énergies renouvelables, l'apparition de prix négatifs est accentuée par le fait que certains moyens de production thermiques peu flexibles continuent à injecter dans le réseau en période de faible demande, soit pour des raisons économiques (les coûts d'arrêt et de redémarrage surpassant les pertes prévues) ou de sécurité du système. L'épisode de prix de base négatif en France et Belgique de juin 2013 en témoigne (voir figure 14).

Il est à noter que le couplage de marché réduit le risque d'apparition de prix négatifs extrêmes – en effet, la possibilité d'exporter le surplus de production non-flexible vers des marchés limitrophes permet d'atteindre des prix négatifs moins prononcés, voire même de les éviter.

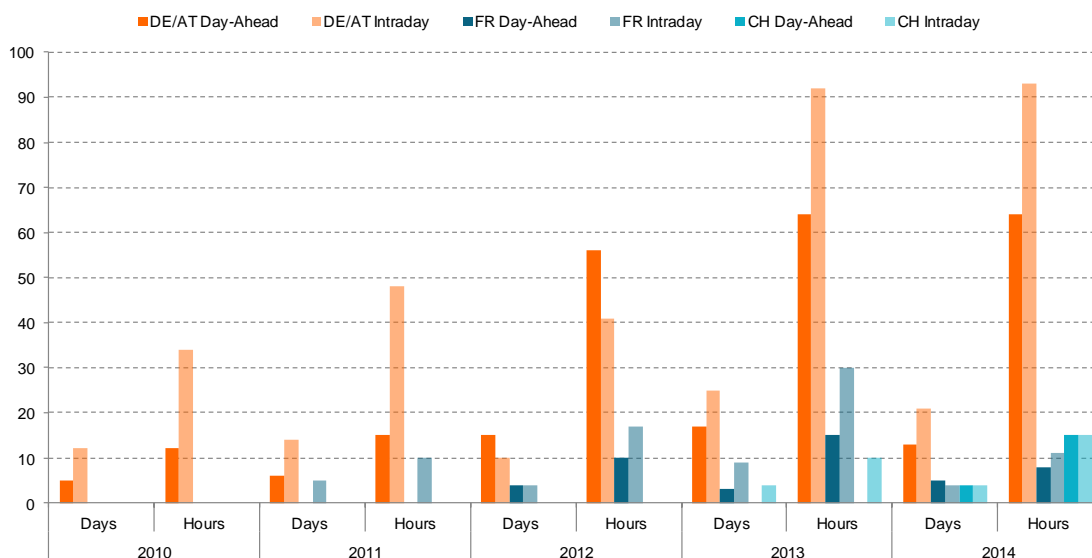


Figure 14 – Occurrence de prix négatifs

Source : EPEX SPOT

### C.III. Intégration des énergies renouvelables dans les marchés européens couplés d'EPEX SPOT

L'introduction progressive du couplage des marchés accompagne depuis des années le développement dynamique des énergies renouvelables en Europe. Le couplage permet en premier lieu d'absorber des quantités croissantes d'électricité issues d'énergie renouvelables dans un marché élargi, et de limiter ainsi l'influence sur la fixation des prix.

Dans un contexte européen fortement compétitif, les quantités renouvelables participent ainsi à une large synchronisation de l'offre et de la demande qui dépasse de loin les frontières nationales. Les excédents et déficits nationaux sont compensés par les marchés couplés. L'utilisation des interconnexions est maximisée, le bien-être socio-économique est accru, et d'éventuels pics de prix positifs ou négatifs sont endigués. En règle générale, les marchés couplés sont ainsi moins livrés aux fluctuations journalières ou saisonnières induites par la production d'électricité issue d'énergies renouvelables.

Selon le ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), le marché de l'électricité a « *montré de remarquables capacités d'adaptation* » et « *a fait ses preuves [...] dès la première phase de la transition énergétique* ». <sup>xx</sup>

La Bundesnetzagentur, l'Agence fédérale allemande des réseaux, corrobore ce constat dans son rapport d'évaluation : depuis 2010, les gestionnaires de réseau de transport allemands commercialisent avec succès et en toute transparence les quantités d'électricité sous obligation d'achat sur les marchés européens couplés d'EPEX SPOT. <sup>xxi</sup>

Les énergies renouvelables sont donc *de facto* intégrées depuis des années dans le marché spot de l'électricité couplé à l'échelle européenne – dans un premier temps dans la région Centre-Ouest de l'Europe et, depuis 2014, dans 17 pays au Nord, Sud et Centre-Ouest de l'Europe. <sup>xxii</sup> Les marchés d'EPEX SPOT intègrent ainsi l'électricité issue d'énergies renouvelables de manière économiquement efficace et transparente.

Les énergies renouvelables sont *de facto* intégrées depuis des années dans le marché spot de l'électricité couplé à l'échelle européenne.

## C.IV. Flexibilité, la clé pour une intégration des énergies renouvelables dans le marché

Le développement de la production variable issue d'énergies renouvelables accroît le besoin en flexibilité des marchés de l'électricité en Europe.

Dans ce contexte, la bourse a progressivement établi des marchés intrajournaliers continus et les a couplés entre eux. EPEX SPOT a rendu possible le négoce transfrontalier entre l'Allemagne et la France en 2010<sup>xxiii</sup> et l'a élargi en 2012 à l'Autriche<sup>xxiv</sup> et en 2013 à la Suisse<sup>xxv</sup>.

Le négoce flexible de l'électricité sur des marchés intrajournaliers liquides est un moyen efficace pour intégrer des énergies renouvelables variables dans le marché. Le marché intrajournalier fonctionne 24 heures sur 24 entre l'Allemagne, la France, l'Autriche et la Suisse : il permet aux acteurs du marché d'équilibrer efficacement et à court terme leurs portefeuilles, en se basant sur des prévisions plus fiables. Les acteurs du marché peuvent ainsi réduire leurs besoins en énergie d'ajustement et sont en mesure de réagir en temps réel à des événements imprévus (défaillance inattendue d'une unité de production ou erreur de prévision, par exemple).

Le développement dynamique des volumes négociés sur les marchés intrajournaliers témoigne de cette réussite : ils ont décuplés au cours des cinq dernières années.

Par ailleurs, EPEX SPOT est la première bourse en Europe à proposer depuis 2011 la possibilité de négocier des produits quart d'heure sur le marché intrajournalier.<sup>xxvi</sup>

Ce négoce de produits quart d'heure est d'ailleurs possible en transfrontalier entre l'Allemagne et la Suisse depuis 2013 – une autre première en Europe.

Les volumes négociés sur les marchés intrajournaliers ont décuplés au cours des cinq dernières années.

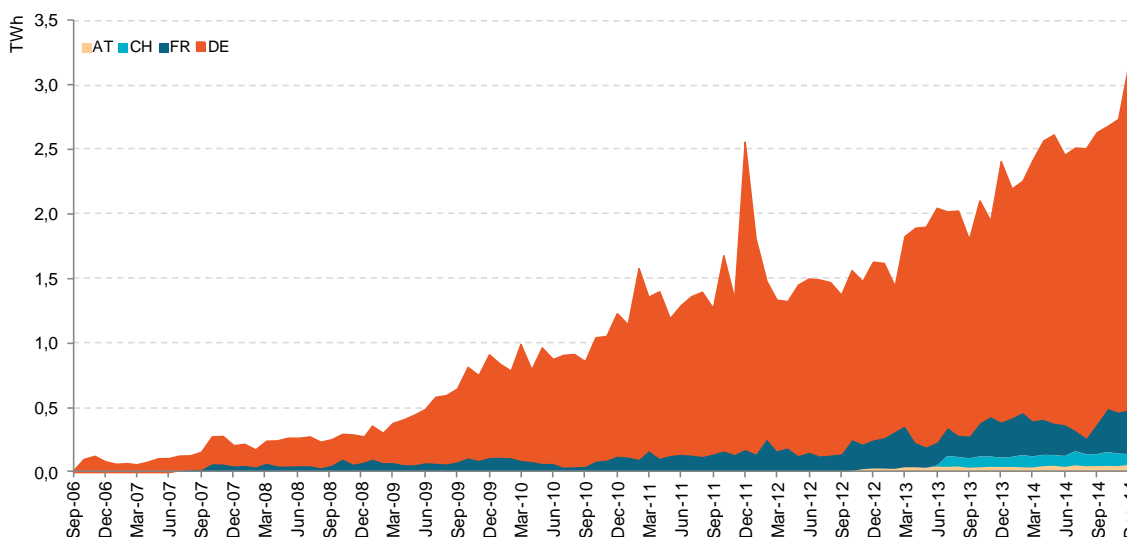


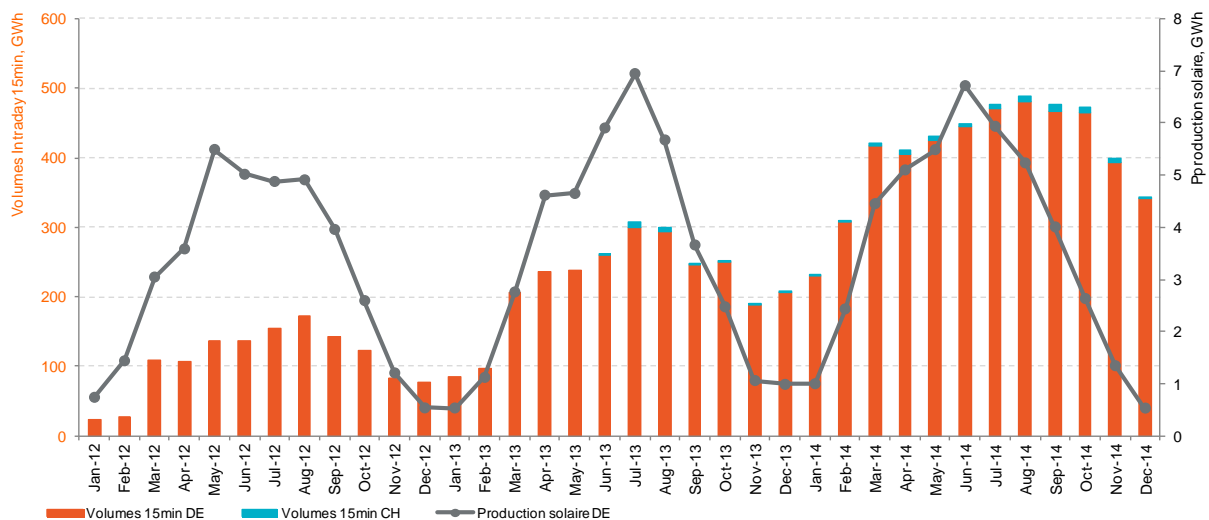
Figure 15 – Quantités d'électricité vendues sur les marchés intrajournaliers d'EPEX SPOT

Source : EPEX SPOT

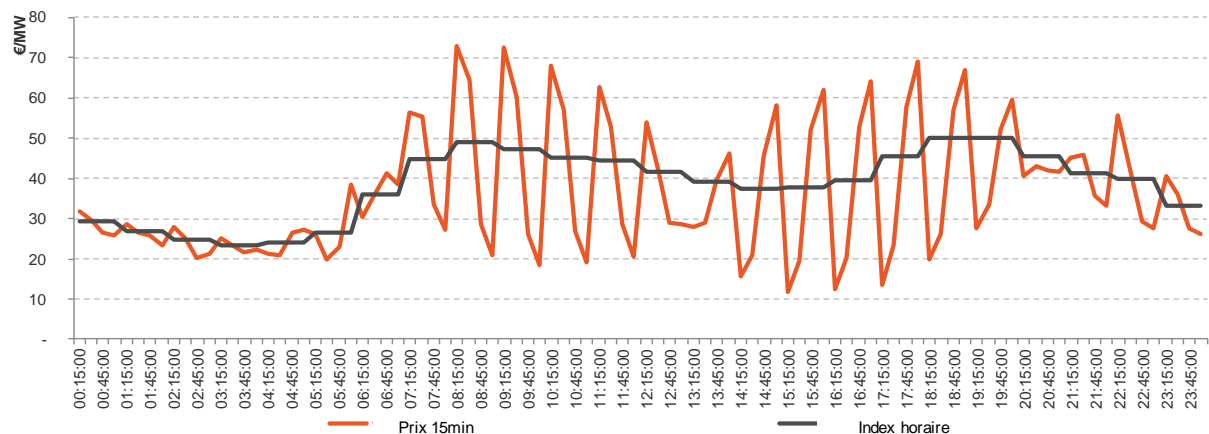
Le produit quart d'heure est un outil précieux pour affiner l'équilibre entre l'offre et la demande. Le signal prix de ce type de produit valorise la flexibilité tout en incitant les acteurs à adopter un comportement vertueux répondant aux besoins du système. Différents chiffres soulignent le fait que les produits quart d'heure représentent un marché d'avenir :

- Depuis leur lancement en 2011, près de 9.0 TWh ont été négociés ;
- En 2013 et 2014, les volumes négociés ont doublé d'une année sur l'autre ;
- La moyenne mensuelle est actuellement d'un demi-térawattheure ;
- Avec une cinquantaine d'entreprises actives, le négoce de produits quart d'heure compte à présent autant d'acteurs de marché que celui des produits horaires en 2012 ;
- Le produit quart d'heure représente jusqu'à 30 % des quantités négociées par mois sur le marché allemand infrajournalier.

La bourse examine par ailleurs l'introduction de contrats 30 minutes (produit demi-heure) sur le marché infrajournalier français. Ce produit supplémentaire correspond au modèle d'ajustement en France et vise à satisfaire au besoin des acteurs de marché locaux pour mieux équilibrer les énergies renouvelables variables.



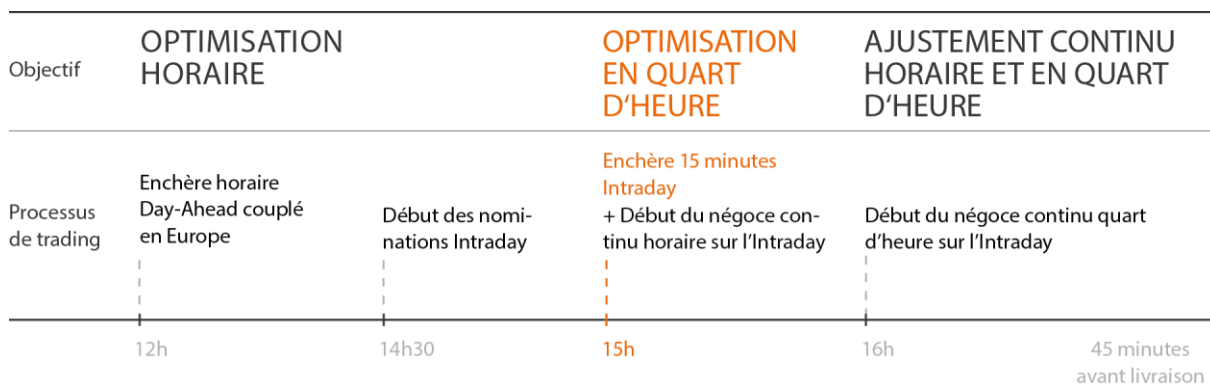
**Figure 16** –Volumes de produits quart d'heure négociés par mois sur le marché infrajournalier  
Source : EPEX SPOT



**Figure 17** – Comparaison des prix des produits horaires et quart d'heure  
Source : EPEX SPOT

En plus du négoce sur le marché intrajournalier continu, EPEX SPOT a lancé en décembre 2014 l'enchère intrajournalière pour les contrats quart d'heure en Allemagne. Il est ainsi possible de négocier à 15 heures les 96 contrats quart d'heure du lendemain dans le cadre d'une enchère spécialement prévue à cet effet. Par ce procédé, les responsables d'équilibre sont mieux à même de répondre aux variations de production et de consommation au quart d'heure près, d'affiner la gestion des portefeuilles clients et de compenser les divergences intra-horaires de leurs prévisions.<sup>xxvii</sup> Voici quelques avantages significatifs :

- possibilité de participation pour les PME qui n'ont pas forcément accès au marché intrajournalier continu (qui nécessite des équipes en 24/7) ;
- formation d'un prix de référence transparent et robuste pour les contrats quart d'heure grâce à la concentration de la liquidité en début du processus intrajournalier ;
- incitation à la flexibilité par un signal prix clair pour les produits quart d'heure (sans amalgame avec les produits horaires, voir figure 16), en connaissance des résultats J-1 et juste avant l'ouverture du négoce intrajournalier continu ;
- facilité de mise en place du fait que les opérations s'appuient sur des processus de négoce et de clearing déjà existants et recourent à des systèmes de négociation qui ont déjà fait leurs preuves (ETS) ;
- algorithme EUPHEMIA qui a déjà fait ses preuves dans le couplage des marchés J-1 européens et garantit un traitement correct des quantités négociées.



**Figure 18** –Vue d'ensemble d'une journée en bourse, incluant la nouvelle enchère quart d'heure  
Source : EPEX SPOT

## D. Résumé et perspectives

Pour assurer la transition vers un système énergétique compétitif, sûr et durable, la Commission européenne accorde un rôle clé aux énergies renouvelables. Elles devraient par conséquent continuer à se développer en France comme en Allemagne.

Parallèlement à cette évolution, le secteur énergétique européen connaît une transformation profonde depuis quelques années. L'Europe aspire à créer un marché intérieur de l'électricité compétitif, permettant au gaz et à l'électricité de circuler librement. Le marché de gros et les bourses de l'électricité sont les résultats les plus visibles de cette libéralisation du marché de l'électricité.

La Bourse Européenne de l'Électricité EPEX SPOT organise les marchés spot à court terme de l'électricité pour l'Allemagne, la France, l'Autriche et la Suisse. Son rôle est d'organiser la confrontation de l'offre et de la demande afin de déterminer le prix de référence de l'électricité. C'est une fonction essentielle pour assurer un marché de l'électricité efficace.

Le couplage des marchés est un élément central pour l'achèvement du marché intérieur européen de l'électricité et la réalisation de la transition énergétique.

En coopération avec les gestionnaires de réseau de transport et les autorités de régulation, la bourse fait par ailleurs progresser le couplage des marchés J-1 en Europe. Le couplage des marchés est un élément central pour l'achèvement du marché intérieur européen de l'électricité et la réalisation de la transition énergétique. Il a en effet fait ses preuves dès la première heure de la transition énergétique : le couplage permet d'absorber des quantités croissantes d'électricité issues de sources d'énergie renouvelables dans un marché qui s'étend à présent à 17 États membres de l'Europe du Nord, Sud et Centre-Ouest, et limite ainsi les impacts sur les prix.

Avec le développement de la production renouvelable variable, les marchés de l'électricité en Europe affichent un besoin accru en flexibilité. Dans ce contexte, les marchés intrajournaliers continuent à se développer fortement. Le négoce continu de l'électricité entre l'Allemagne, la France, l'Autriche et la Suisse permet aux acteurs du marché d'équilibrer efficacement leur production et consommation en se basant sur des prévisions plus fiables. De plus, les contrats quart d'heure en Allemagne offrent des possibilités additionnelles pour optimiser l'équilibre entre l'offre et la demande.

Ces dernières années, les marchés couplés J-1 et intrajournaliers d'EPEX SPOT se sont ainsi avérés être des outils fiables pour assurer l'intégration des énergies renouvelables dans le marché :

- grande diversité d'acteurs du marché de plus en plus responsabilisés ;
- croissance de la liquidité du marché de gros et simplification de l'accès au marché ;
- transparence améliorée grâce à une meilleure accessibilité aux données du marché et du système ;
- flexibilisation du négoce grâce au développement des marchés intrajournaliers et des produits court terme.

En France comme en Allemagne, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables devraient par ailleurs évoluer ces prochaines années, dans l'objectif de progressivement rapprocher les énergies renouvelables aux marchés. Des deux côtés du Rhin, des réflexions sont actuellement menées afin de renforcer la compétitivité, d'inciter à un comportement vertueux répondant aux besoins du système et de stabiliser la dynamique des coûts :

- **Développement de la vente directe** : lancement de la vente directe en France, et réflexions en Allemagne sur le lancement d'une vente directe basée sur une prime de marché fixe.
- **Calcul du montant des aides grâce à des mécanismes concurrentiels** : un modèle d'appel d'offres devrait être lancé en Allemagne au plus tard dès 2017. Un projet pilote prévoit au cours de l'année 2015 un appel d'offres sur des capacités photovoltaïques au sol de 500 MW.
- **Ouverture des mécanismes de soutien en Europe** : les appels d'offres pour des capacités de production renouvelables devraient être ouverts aux autres États membres de l'UE. Il est prévu en Allemagne d'ouvrir 5 % des capacités annuelles au marché extérieur.

## Sources

---

- <sup>i</sup> *European Council*, Conclusions of the European Council, 23 et 24 octobre 2014.
- <sup>ii</sup> *REN 21*, Renewables 2014, Global Status Report, 2014.
- <sup>iii</sup> *REN 21*, Renewables 2014, Global Status Report, 2014.
- <sup>iii</sup> *Observ'ER*, *Observ'ER*, Le baromètre 2013 des énergies renouvelables électriques en France, 4<sup>e</sup> édition.
- <sup>iii</sup> *Observ'ER*, Le baromètre 2013 des énergies renouvelables électriques en France, 4<sup>e</sup> édition.
- <sup>iv</sup> *Contrat de coalition entre les partis CDU, CSU et SPD*, Construire l'avenir de l'Allemagne, 18<sup>e</sup> législature.
- <sup>v</sup> *BDEW*, mix électrique 2014 : Les énergies renouvelables pour la première fois principale source d'énergie dans le mix électrique allemand, décembre 2014.
- <sup>vi</sup> *BMWi*, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, August 2014.
- <sup>vii</sup> *Assemblée Nationale*, Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, octobre 2014.
- <sup>viii</sup> *Ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie (BMWi)*, « Ein Strommarkt für die Energiewende » (Livre vert), 2014.
- <sup>ix</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : Le Ministre de l'Environnement Peter Altmaier visite la bourse européenne de l'électricité EPEX SPOT, juillet 2013.
- <sup>x</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : Succès du lancement du couplage par les prix sur la zone CWE, novembre 2010.
- <sup>xi</sup> *European Council*, Conclusions of the European Council, 4 février 2011.
- <sup>xii</sup> *ACER*, Cross-regional roadmap for Day-Ahead Market Coupling, 2011.
- <sup>xiii</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : 4M Market Coupling launches successfully by using PCR solution, novembre 2014.
- <sup>xiv</sup> *Élysée*, Discours d'ouverture de la Conférence environnementale pour la transition écologique, septembre 2013.
- <sup>xv</sup> *MEDDE*, Consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat, décembre 2013.
- <sup>xvi</sup> *CRE*, Consultation publique sur les modalités de gestion de l'obligation d'achat en métropole continentale et sur les principes de calcul du coût évité, septembre 2014.
- <sup>xvii</sup> *BMWi*, *Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus* (mécanisme de compensation- AusglMechV), juillet 2009.
- <sup>xviii</sup> *Gouvernement fédéral allemand*, communiqué de presse : Le prélèvement EEG baisse en 2015, octobre 2014.
- <sup>xix</sup> *European Commission*, Guidance for the design of renewables support schemes, novembre 2013.
- <sup>xx</sup> *Ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie*, « Ein Strommarkt für die Energiewende » (Livre vert), 2014.
- <sup>xxi</sup> *Bundesnetzagentur*, Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung, 2012.
- <sup>xxii</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : North-Western European Power Markets Successfully Coupled, février 2014.
- <sup>xxiii</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : Lancement réussi de la nouvelle solution franco-allemande infrajournalière, décembre 2010.
- <sup>xxiv</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : APG et EPEX SPOT lancent le marché infrajournalier en Autriche, octobre 2012
- <sup>xxv</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : Lancement réussi du marché de l'électricité infrajournalier intégré en Suisse, juin 2013
- <sup>xxvi</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : Les contrats quart d'heure lancés avec succès sur le marché Intraday allemand, décembre 2011
- <sup>xxvii</sup> *EPEX SPOT*, communiqué de presse : Lancement réussi de l'enchère infrajournalière pour les contrats quart d'heure en Allemagne, décembre 2014