

L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché de l'électricité

Par Patrick ADIGBLI* et Audrey MAHUET**

En parallèle au processus de libéralisation du marché de l'électricité, ces vingt dernières années ont été marquées par une forte expansion des énergies renouvelables en Europe.

L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, avec l'objectif de la Commission européenne de 20% de renouvelables d'ici à 2020, n'est pas sans incidence sur la formation des prix de marché. En effet, les énergies intermittentes subventionnées peuvent, de par l'effet « ordre de mérite », entraîner des réductions de prix sur le court terme, voire des prix négatifs à certaines périodes de l'année.

Introduction

L'électricité est devenue un bien essentiel, et cependant il s'agit d'une marchandise particulière dont la commercialisation répond à des contraintes bien spécifiques. Ainsi, malgré l'inélasticité caractéristique de la demande finale et la difficulté à stocker l'énergie produite, les flux d'électricité doivent être équilibrés à tout moment.

Longtemps organisée autour d'une logique d'intégration verticale afin de répondre à ces contraintes, l'industrie électrique a été profondément impactée par les changements réglementaires intervenus durant les deux dernières décennies. Ainsi, depuis les années 1990, plusieurs initiatives de libéralisation du marché de l'électricité ont rompu avec une longue tradition monopolistique. Espérant des gains de productivité et une augmentation globale du *welfare* social, l'Union européenne s'est donné comme objectif de promouvoir un environnement de marché compétitif et la création d'un marché intérieur électrique européen.

Le résultat le plus emblématique des trois directives européennes émises en 1996, 2003, puis 2009, a été l'*unbundling* [Terme technique définissant la séparation entre l'utilisation d'une infrastructure et la possession de cette infrastructure, Ndlr] de la chaîne de valeur électrique entre quatre blocs fonctionnels : la production, le transport, la distribution et le marché de détail. D'autres conséquences de la libéralisation ont été la création de marchés organisés sous forme de bourses d'échange ainsi qu'un accès non-discriminatoire aux réseaux.

Dans le cadre du présent article, les auteurs s'efforcent, dans un premier temps, de retracer le développement des énergies renouvelables en France et dans le reste de l'Europe tout en analysant les risques et opportunités associés. La seconde partie de l'article se penchera sur l'in-

tégration des énergies renouvelables au marché, et plus particulièrement aux bourses d'électricité. Dans sa troisième partie, notre étude portera sur l'impact des énergies renouvelables intermittentes sur les marchés *spot* en termes d'effet « ordre de mérite », de volatilité, de réduction du niveau de prix, de prix négatifs, de *spread base-peak*, etc. Enfin, une conclusion ainsi que des perspectives d'évolution du marché seront données dans la dernière partie de cet article.

Le développement des énergies renouvelables en Europe

En parallèle à ce processus de libéralisation, les vingt dernières années ont été caractérisées par une expansion remarquable des énergies renouvelables en Europe. Le développement des sources hydraulique, éolienne, solaire, biomasse ou géothermique y est principalement soutenu par des considérations environnementales ou d'indépendance énergétique, et il influence durablement le secteur électrique.

Conformément à l'objectif de la Commission européenne, qui vise à couvrir 20 % de la consommation européenne d'électricité par des sources renouvelables d'ici à 2020, les renouvelables représentent une part toujours plus importante du bouquet énergétique.

Bien que l'énergie hydraulique reste dominante dans la capacité renouvelable installée en Europe (qui est d'environ 293 GW en 2011), ce sont notamment les sources intermittentes, telles que l'éolien ou le solaire, qui connaissent une croissance soutenue (voir le tableau 1 de la page suivante).

En France, la capacité renouvelable installée (1) représentait, en 2011, environ 35 GW, soit 28 % de la puissance totale installée du parc. L'énergie hydraulique en repré-

	PRODUCTION EU-27, 2000 à 2020			CAPACITÉ INSTALLÉE, fin 2011		
	2000	2008	2020	EU-27	France	Allemagne
HYDRAULIQUE	352.5	359.2	370.0	120,0	25,4	4,4
BIOMASSE	40.5	107.9	232.0	26,0	1,3	7,2
ÉOLIEN	22.3	118.7	495.0	94,0	6,7	29,1
SOLAIRE	0.1	7.4	103.0	52,1	2,2	25,0
GÉOTHERMIE	4.8	5.7	17.0	0,9	0	0
TOTAL	420.2	598.9	1217.0	293	35,5	65,7

Tableau 1 : Données de production et de capacité renouvelable en Europe [TWh, GW] - Sources : EURELECTRIC, BMU, RTE.

sente la plus grande part, avec plus de 25 GW installés ; elle est suivie par environ 7 GW d'éolien.

L'Allemagne fait partie des tout premiers pays européens en termes de développement des énergies renouvelables. Depuis l'*Energiewende* (la transition énergétique), en 2011, le gouvernement allemand a décidé d'abandonner la production nucléaire d'ici à 2022 et a renforcé ses objectifs en matière de renouvelables. Conformément à l'EEG, la loi de promotion des énergies renouvelables, celles-ci devraient se développer de manière significative. Fin 2011, 66 GW de renouvelables étaient installés – dont 29 GW d'éolien et 25 GW de solaire. Couvrant 20 % du mix énergétique national, les énergies renouvelables sont la seconde source de production électrique, devant la production nucléaire. Cette part devrait augmenter, passant à 35 % en 2020, puis à 80 % en 2050.

Les opportunités et les risques liés au développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables constituent une force motrice du processus de libéralisation, notamment du fait de leurs impacts positifs en termes d'évolution technologique et de décentralisation de la production.

Pour autant, leur intégration dans l'écosystème électrique existant constitue un défi. En effet, les énergies renouvelables se caractérisent par une faible élasticité de l'offre et une mauvaise prévisibilité. L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique nécessite donc un investissement accru dans des moyens de production flexibles, l'adaptation de l'infrastructure réseau, l'augmentation de l'élasticité de la demande et la garantie de réserves disponibles.

Ces derniers points ne sont pas sans avoir un impact sur les marchés de gros, et plusieurs effets sur les prix seront analysés dans le présent article.

Le fonctionnement du marché de l'électricité et l'intégration des renouvelables

L'organisation du marché de gros de l'électricité

Plusieurs « lieux » permettent aux acteurs du marché de l'électricité (producteurs, fournisseurs, consommateurs et intermédiaires) de négocier des contrats de livraison

d'électricité. Ainsi, l'électricité peut être échangée sur un marché organisé (une bourse) ou sur des marchés de gré à gré dits *over the counter* (OTC), soit directement par le biais de contrats bilatéraux, soit indirectement par l'intermédiaire de courtiers. La nécessité pour les réseaux de transport d'électricité de constituer des réserves de façon efficace et économiquement rationnelle les a également conduits à utiliser des principes de marché pour la gestion de l'ajustement.

Les « lieux d'échange » évoqués ci-dessus s'organisent selon une répartition temporelle bien spécifique. Cela s'explique par une triple contrainte caractéristique du marché de l'électricité, qui associe un besoin d'équilibre constant entre la production et la consommation à l'inélasticité de la demande et à la difficulté de stocker l'électricité. En effet, les flux d'électricité doivent être équilibrés à tout moment, alors que le report temporel de la consommation reste toujours un défi et qu'il n'existe pas de solution économique pour stocker des quantités importantes d'électricité. Pour répondre au mieux à ces contraintes et aux facteurs d'influence périodiques (saisonnalités) ou erratiques (météo), les contrats de livraison d'électricité portent par conséquent sur des horizons temporels plus ou moins éloignés.

À titre d'exemple, quelques chiffres du marché allemand illustrent la répartition des volumes traités entre la bourse, l'OTC, le comptant et le terme. En 2010, 10 600 TWh ont été échangés, ce qui représente 17 fois la consommation finale allemande. Plus de 90 % des volumes ont été traités sur le marché à terme, les 10 % restants l'ont été sur les marchés *spots* (le marché *Day-Ahead* et le marché infra-journalier). En ce qui concerne la répartition entre les marchés de gré à gré et organisés, 94 % des volumes ont été traités en OTC et 6 % à la bourse. Malgré cette répartition des volumes *a priori* défavorable, les prix fixés par la bourse jouent un rôle central pour l'équilibre du système électrique, et définissent le signal-prix pour l'ensemble des autres marchés.

Le mécanisme de la formation des prix de l'électricité sur les marchés spot (Day-Ahead et infra-journalier)

La bourse européenne d'électricité EPEX SPOT SE, créée en 2008 suite à une *joint-venture* des bourses allemande

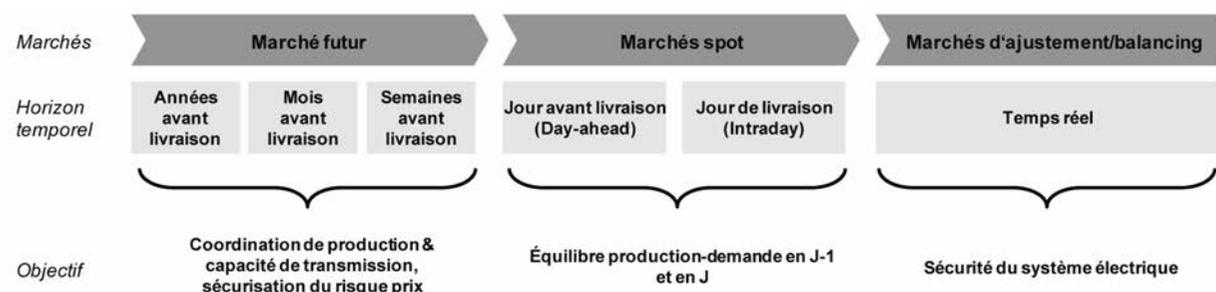


Figure 1 : Organisation du marché de gros de l'électricité.

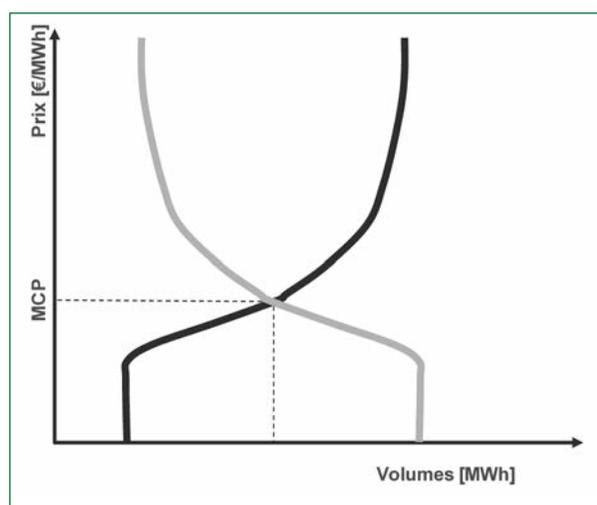
- ✓ **Marché à terme (bourse ou OTC)** : les acteurs du marché se sécurisent plusieurs années, mois ou semaines à l'avance contre des variations imprévues de prix. On distingue entre les contrats à terme dits « physiques », qui prévoient une livraison de l'électricité, et les contrats purement « financiers », qui prévoient uniquement un échange monétaire.
- ✓ **Marchés spot ou au comptant (bourse ou OTC)** : les acteurs du marché s'échangent de l'électricité à court terme afin d'équilibrer leur bilan production-consommation. On distingue entre le marché *Day-Ahead* (avec livraison le jour suivant) et le marché infra-journalier (avec livraison le jour même). La bourse EPEX SPOT propose un marché *Day-Ahead* permettant de négocier 24 contrats horaires (ou des blocs horaires) pour une livraison en J+1 lors d'un *fixing* quotidien. Elle propose également un marché infra-journalier permettant aux acteurs de s'échanger des contrats horaires (ou des blocs horaires) jusqu'à 45 minutes avant la livraison dans le cadre d'un marché continu. Depuis décembre 2011, il est par ailleurs possible de traiter des contrats quinze-minutes sur le marché infra-journalier allemand.
- ✓ **Marchés d'ajustement/balancing (gestionnaires de réseau)** : jusqu'au temps réel, les acteurs peuvent également offrir aux gestionnaires de réseaux de modifier leur programme de fonctionnement (à la hausse ou à la baisse) afin d'aider ces derniers à constituer des réserves.

et française, opère les marchés *spot* (*Day-Ahead* et infra-journalier) pour la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse.

De manière générale, les prix à la bourse se déterminent par confrontation de l'offre et de la demande. Sur le marché *Day-Ahead*, un *fixing* est organisé tous les jours de la semaine et, jusqu'à midi, les vendeurs et les acheteurs peuvent soumettre des ordres prix/volume (entre +/-3000 €/MWh) pour les vingt-quatre heures du jour suivant. Il s'agit d'une enchère en aveugle, les participants n'ont donc aucune information au sujet des offres soumises à l'achat ou à la vente avant la publication des prix.

Pour chaque heure, la bourse élabore ensuite des courbes agrégées d'offre (courbe croissante) et de demande (courbe décroissante) à partir des ordres soumis. Le point de rencontre de ces courbes d'offre et de demande détermine le prix de marché de l'électricité pour chaque heure de la journée (appelé *Market Clearing Price* ou MCP).

Seuls sont exécutés les ordres à la vente dont le prix est inférieur ou égal au MCP et les ordres à l'achat dont le prix est supérieur ou égal au MCP. Le *fixing* organisé par EPEX SPOT sur l'Allemagne/Autriche et la France est intégré au couplage de marché CWE (*Central West Europe*), dont les résultats de prix et de volumes ont publiés à 12 h 40.

Figure 2 : Mécanisme de formation des prix (*Day-Ahead*).

Le marché infra-journalier permet de négocier en continu des contrats d'électricité à partir de 15 h, la veille, et jusqu'à quarante-cinq minutes avant la livraison physique. Les vendeurs et acheteurs peuvent soumettre des

ordres limités, qui spécifient respectivement à quel prix minimal ils veulent vendre et à quel prix maximal ils veulent acheter leur électricité (entre +/-9999,99 €/MWh). Dès que deux ordres (à la vente et à l'achat) correspondent, l'ordre est exécuté et les deux ordres disparaissent du système.

Globalement, les prix des marchés *spots* suivent des évolutions convergentes et la corrélation entre les prix moyens pondérés *Day-Ahead* et infra-journaliers était de 81 % en 2010. Cependant, les prix infra-journaliers sont plus volatils que les prix du marché *Day-Ahead*, du fait de la plus grande proximité du moment de la livraison.

L'intégration des énergies renouvelables dans les marchés spot

Du fait de dispositions légales en vigueur en Allemagne depuis le 1^{er} janvier 2010, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) allemands vendent la production renouvelable sous obligation d'achat sur les marchés *Day-Ahead* et infra-journalier d'EPEX SPOT. En outre, depuis 2012, une partie de plus en plus importante de cette énergie est vendue directement sur le marché par les producteurs eux-mêmes ou par des agrégateurs.

Selon le régulateur allemand (la *Bundesnetzagentur*), l'expérience des deux dernières années permet de conclure que la commercialisation par les GRT sur le marché *spot* est bien adaptée pour intégrer les énergies renouvelables au marché de l'électricité. En effet, alors que la liquidité globale a augmenté, aucune distorsion importante de l'évolution des prix ou de la volatilité n'a été constatée.

Le marché infra-journalier s'est par ailleurs avéré être un outil particulièrement adapté à l'intégration des énergies renouvelables. Comme la précision de la prévision des énergies intermittentes augmente lorsque l'on s'approche du moment de la livraison, l'équilibre des écarts entre la production réelle et la production prévue s'effectue en effet à très court terme. À cet égard, le marché infra-journalier continu est un moyen très souple pour s'adapter aux événements imprévus et assurer la flexibilité des échanges en temps réel.

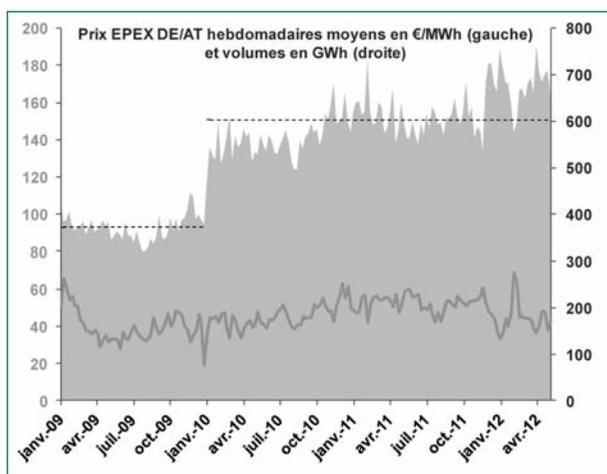


Figure 3 : Intégration des énergies renouvelables au marché *Day-Ahead* allemand - Source : EPEX SPOT.

Depuis 2010, plusieurs mesures ont été introduites dans le marché infra-journalier d'EPEX SPOT afin de favoriser davantage la flexibilité des échanges. Ainsi, l'ouverture du marché a été prolongée, ce qui permet de traiter jusqu'à quarante-cinq minutes avant la livraison des contrats. Par ailleurs, un mécanisme d'échanges transfrontaliers, avec allocation implicite de la capacité, a été mis en place entre l'Allemagne et la France, avec près de 18 TWh échangés entre les deux pays.

La bourse a également introduit en 2011 un produit quinze-minutes sur le marché infra-journalier allemand, qui permet aux acteurs de gérer l'intermittence et les contraintes de rampe de la production renouvelable avec davantage de souplesse et une granularité temporelle plus fine. Ils peuvent ainsi mieux prendre en compte les fluctuations de la production renouvelable sur une heure donnée et équilibrer leur portefeuille en conséquence. L'introduction des produits quinze-minutes permet ainsi d'optimiser la stabilité du réseau en rendant possible une meilleure gestion des fluctuations de la production renouvelable, notamment le matin et le soir.

L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché de l'électricité

Les facteurs influençant le prix de marché

Divers facteurs peuvent influencer la formation des prix de marché, d'un point de vue général, et des énergies intermittentes, en particulier.

Ainsi, les *conditions météorologiques* ont un impact sur le prix de marché. Ce facteur influence le niveau de rendement (et donc la rentabilité) de certaines sources énergétiques, notamment les énergies intermittentes telles que l'éolien et le solaire.

Le *comportement des consommateurs* est d'ailleurs un autre facteur influant sur le prix de l'électricité. Il est essentiellement déterminé par des facteurs météorologiques, mais également par la saisonnalité des usages de l'électricité (chauffage électrique l'hiver, pic de consommation en heures de pointe...), une saisonnalité qui se retrouve largement dans le comportement des prix.

Le prix des *énergies primaires* joue également un rôle central dans la formation des prix. Alors que les coûts marginaux des énergies intermittentes sont quasiment nuls, les moyens de production conventionnels dépendent fortement de l'évolution des prix mondiaux du pétrole, du gaz, du charbon et des permis d'émission de CO₂.

La *disponibilité prévue des moyens de production et leur rendement* sont d'autres facteurs importants, car des incidents divers peuvent réduire temporairement la capacité des installations (révisions, inspections, défaillances de systèmes, etc.). Les facteurs technologiques influent également sur la disponibilité et le rendement des installations : ainsi, l'utilisation moyenne annuelle d'une centrale biomasse en Allemagne est de 6 200 heures, alors qu'une centrale éolienne *on-shore* tourne 1 750 heures et une centrale photovoltaïque, seulement 950 heures.

Les évolutions réglementaires, telles que la vente des renouvelables à la bourse par les GRT, ont un impact significatif sur la production et la consommation d'électricité et, par conséquent, sur la formation des prix de marché.

Les flux import-export ont un impact important sur la formation des prix. Avec le couplage des marchés, l'import ou l'export d'électricité vers des régions limitrophes sont utilisés de façon économiquement optimale, ce qui conduit *de facto* à un rapprochement entre les comportements des prix. Dans la région couplée CWE (Allemagne/Autriche, Belgique, France et Pays-Bas), les prix de marché ont ainsi convergé dans 66 % des heures en 2011.

Enfin, les stratégies de placement des ordres par les différents acteurs du marché influent sur la formation des prix. Tant sur les offres à la vente qu'à l'achat, les participants peuvent être actifs sur différents marchés à la fois (marché à terme, au comptant, OTC, etc.) et leur stratégie de couverture des risques (*risk hedging*) aura une influence directe sur les offres soumises à la bourse.

L'impact des énergies intermittentes sur les prix Day-Ahead

Depuis l'introduction des volumes renouvelables en bourse en janvier 2010, aucune distorsion des prix n'a été décelée sur le long terme. Toutefois, à une échelle temporelle plus réduite, l'impact de la production renouvelable sur la formation des prix de marché est indéniable.

De manière générale, la croissance des volumes renouvelables a tendance à faire baisser les prix de marché, du moins sur le court terme. Cela est dû à l'effet « ordre de mérite » (voir la figure 4) : les énergies renouvelables, telles que l'éolien ou le solaire, bénéficient à la fois d'une priorité d'injection sur le réseau et de coûts marginaux quasiment nuls. Ainsi, ces énergies intermittentes l'emportent sur d'autres moyens de production dans la courbe d'offre, qui se décale vers la droite. Mécaniquement, l'in-

tersection avec la courbe de demande et, par conséquent, le *Market Clearing Price* se décalent vers le bas. Différentes études, utilisant des modèles d'estimation plus ou moins sophistiqués, estiment que l'effet « ordre de mérite » peut réduire les prix de marché, à court terme, de 3 à 7 €/MWh.

Dans le cas de l'énergie solaire, cette baisse intervient surtout en journée (entre 8 h et 20 h) et affecte, par conséquent, la différence entre les prix de base et ceux de pointe (*spread peak-base*). Le pic de prix observé traditionnellement à midi s'érode progressivement et les prix de pointe se rapprochent de plus en plus des prix de base. Cette tendance est observable depuis plusieurs années (voir la figure 4) : alors que les prix de pointe étaient en moyenne 24 % au-dessus des prix de base en 2007, cette différence n'est plus que de 10 % en 2012. Au cours de certaines journées particulièrement ensoleillées (et donc de consommation relativement faible), il arrive même que les prix constatés lors des heures de pointe soient inférieurs aux prix des heures creuses.

Par ailleurs, de larges quantités d'énergies renouvelables produites en période de faible consommation peuvent mener à l'apparition de prix négatifs, à la bourse. Ces prix négatifs représentent un excellent indicateur de l'équilibre entre l'offre et la demande et permettent, par ailleurs, de valoriser la flexibilité des centrales, ainsi que le stockage d'électricité. Leur apparition est étroitement liée aux énergies intermittentes, et notamment à l'énergie éolienne.

En effet, les producteurs renouvelables allemands bénéficiant d'un tarif forfaitaire d'achat de leur électricité sont insensibles au prix de marché et préféreront toujours vendre l'ensemble de leur production. Cela est dû au fait que les GRT sont dans l'obligation de reprendre ces volumes pour les revendre « à tout prix » à la bourse. Par conséquent, lorsqu'une large offre d'énergie éolienne couvre une partie importante de la demande et réduit ainsi fortement la charge résiduelle, des prix négatifs sont

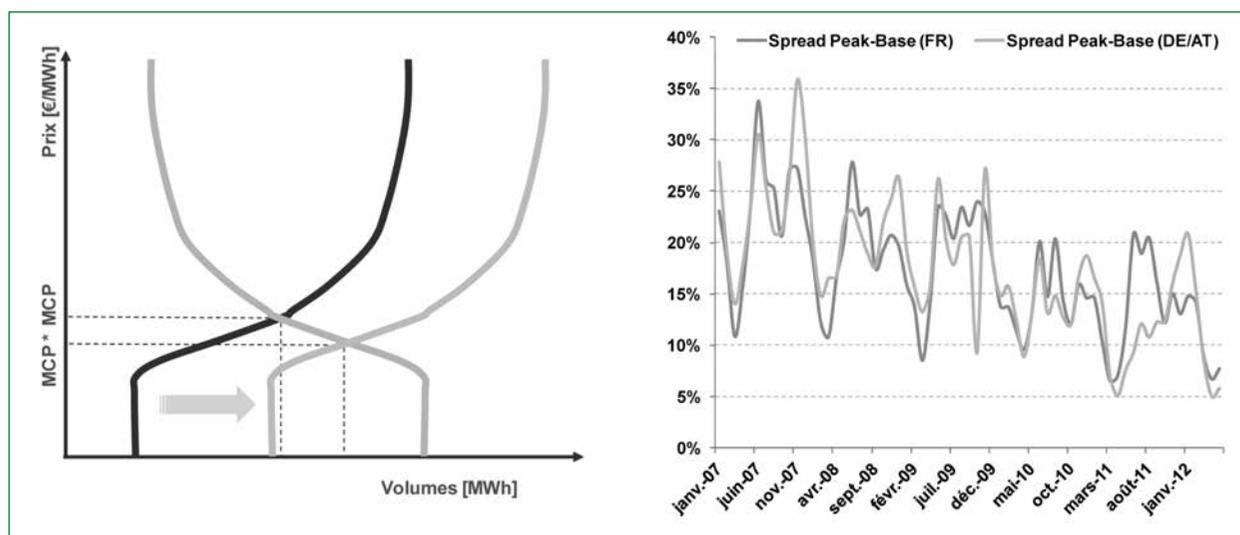


Figure 4 : Effet « ordre de mérite » (à gauche) et évolution du *peak-base spread* (à droite) - Source : EPEX SPOT.

	France		Allemagne	
	Nb de prix négatifs	Min. (€/MWh)	Nb de prix négatifs	Min. (€/MWh)
2009	0	–	71	-500,02
2010	0	–	12	-20,45
2011	0	–	15	-36,82
2012 (en cours)	5	-5,04	21	-100,08

Tableau 2 : Occurrence de prix négatifs en France et en Allemagne (Day-Ahead) - Source : EPEX SPOT.

susceptibles d'apparaître. Ce phénomène est accentué par le fait que d'autres moyens de production conventionnels préfèrent eux aussi poursuivre leur production. Bien que les prix soient négatifs et que les centrales produisent à perte, cela peut en effet être moins coûteux que le fait d'arrêter ces centrales, puis de les redémarrer.

Cependant, le couplage des marchés CWE (Central Western Europe) a sensiblement réduit le risque d'occurrence de prix négatifs depuis 2010 en absorbant les chocs domestiques (afflux d'énergie renouvelable en Allemagne, vague de froid en France, par exemple) grâce à une meilleure utilisation des capacités transfrontalières. Le couplage a donc favorisé l'intégration des renouvelables au marché européen en limitant la volatilité des prix.

L'impact des énergies intermittentes sur les prix infra-journaliers de l'électricité

En ce qui concerne le marché infra-journalier, sur lequel les prix ne sont pas déterminés par une enchère, mais au comptant, le constat est globalement similaire au marché Day-Ahead : aucune distorsion majeure des prix n'a pu être constatée depuis l'introduction des renouvelables.

Concernant le marché des produits quinze-minutes, celui-ci a atteint un volume de plus de 1 TWh traité entre son lancement et septembre 2012, avec environ de 3 500 MWh à 4 000 MWh échangés par jour. Ces contrats sont majoritairement traités entre 8 h 00 et 18 h 00, et

sont étroitement corrélés au *ramping* de la production photovoltaïque (voir la figure 5). Il apparaît ainsi qu'entre janvier et juin 2012 les prix moyens pondérés des contrats quinze-minutes se situaient environ 2,30€/MWh au-dessous des contrats horaires correspondants.

Conclusions et perspectives

Nous avons retracé dans cet article le succès récent du développement des énergies intermittentes en Europe, et nous avons détaillé leur intégration à la bourse de l'électricité et leur impact sur les prix Day-Ahead et infra-journaliers.

Les énergies renouvelables constituent une force motrice du processus de libéralisation et influenceront durablement le secteur électrique. Mais leur intégration aux marchés existants reste un défi majeur : l'expérience allemande permet de conclure que le marché *spot* est bien adapté pour intégrer ces énergies renouvelables qui viennent en augmenter la liquidité et la transparence sans distorsion importante des prix ou de la volatilité.

Toutefois, l'impact de la production renouvelable sur la formation des prix de marché est indéniable. En effet, l'accès préférentiel au marché des énergies intermittentes subventionnées et à faible coût marginal mène à :

- ✓ une réduction des prix de marché à court terme (c'est l'effet « ordre de mérite »),
- ✓ une érosion progressive du *spread peak-base* (due à l'impact du solaire),

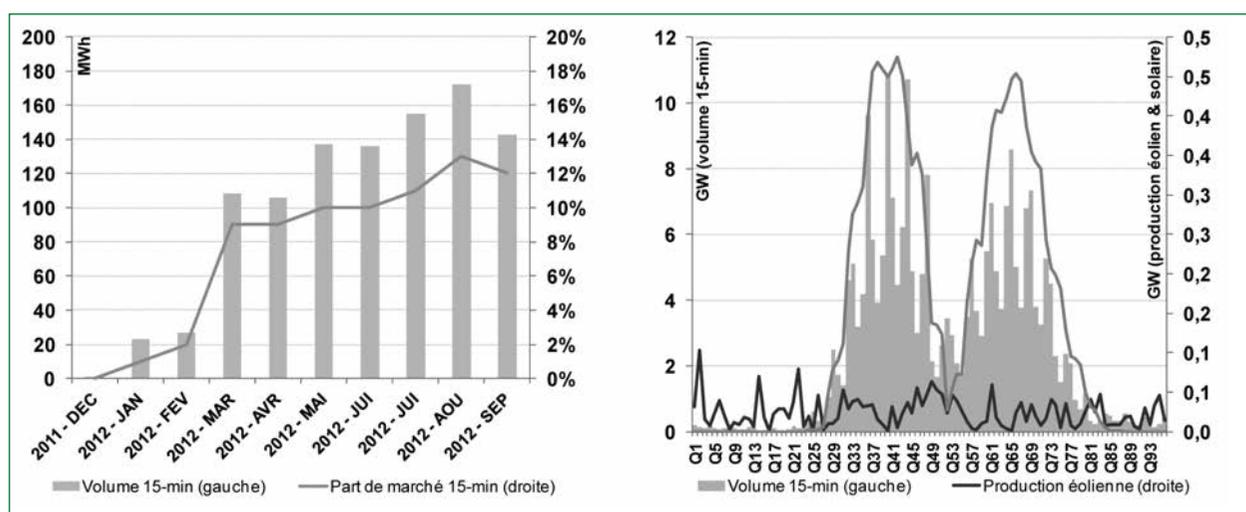


Figure 5 : Volumes des produits 15-min (à gauche) et corrélation avec les énergies intermittentes (à droite) - Source : EPEX SPOT.

- ✓ l'apparition de prix négatifs durant des périodes de production éolienne importante et de faible consommation,
- ✓ une corrélation étroite des échanges à court terme avec la production photovoltaïque.

Cependant, ces effets « amortisseurs » sur les prix de marché ne se ressentent pas systématiquement au niveau des prix de détail. En effet, ce sont, au final, les consommateurs qui supportent le coût des renouvelables. En Allemagne, c'est notamment au travers des subventions (*EEG-Umlage*) qui financent la production et couvrent les coûts engendrés par les erreurs de prévision (en 2010, la production éolienne avait différé de 25 % par rapport au réalisé, contre 4,9 % pour le solaire). Et, en France, l'existence de tarifs réglementés sur le marché de détail ne permet pas aux consommateurs de ressentir l'effet positif des renouvelables sur le prix de gros de l'électricité.

Une autre conséquence directe de ces évolutions est la baisse de la durée d'utilisation des centrales conventionnelles, d'où une perte de compétitivité de ces moyens de production. Les moyens de production, tels que les centrales à charbon ou au lignite, nécessitent une mobilisation de capital important et font, par conséquent, face à des difficultés croissantes pour récupérer leurs coûts fixes (*missing money*). Cette « cannibalisation » est d'autant plus problématique que la croissance des énergies renouvelables dépend précisément du développement de capacités de soutien flexibles qui viennent compléter la production intermittente tant éolienne que solaire.

Alors que la tendance ira sans doute vers des centrales flexibles moins coûteuses, comme les centrales à gaz à cycle combiné (CCGT), des voix s'élèvent en Europe pour introduire des « mécanismes de capacité » afin de garantir la compétitivité des centrales conventionnelles. Sans doute faudra-t-il étudier de tels dispositifs, qui risquent néanmoins de s'avérer contreproductifs du fait qu'ils répondent à un problème européen par des solutions

nationales et à une distorsion du marché par d'autres distorsions.

Les enjeux liés à l'intégration des énergies intermittentes sont multiples, que ce soit au niveau de la distorsion des mécanismes de marché par les subventions, de l'augmentation des coûts du système électrique ou des risques pour la sécurité de l'approvisionnement. La création d'un marché intégré à faibles émissions de CO₂ et de haute sécurité nécessite de nouvelles solutions adaptées à un contexte non plus national, mais européen aujourd'hui. Pour cette raison, il sera impératif de mener des réflexions en profondeur sur des sujets, tels que :

- ✓ la migration progressive des renouvelables d'un régime subventionné vers un régime concurrentiel,
- ✓ la sensibilisation des énergies renouvelables au signal-prix du marché,
- ✓ la participation des renouvelables à la sécurité du système électrique en tant que responsables d'équilibre,
- ✓ l'investissement dans les infrastructures nécessaires à l'intégration des énergies intermittentes,
- ✓ l'interconnexion des marchés européens d'électricité,
- ✓ la coordination de la régulation du marché et des régimes renouvelables au niveau européen,
- ✓ la flexibilité de la demande et le développement de la capacité de stockage d'électricité,
- ✓ la valorisation du caractère renouvelable de l'électricité,
- ✓ et la flexibilité des échanges sur les marchés de gros, notamment sur les marchés infra-journaliers.

Notes

* Analyst, Product Design Department, EPEX SPOT.

** Director of Product Design Department, EPEX SPOT.

(1) Incluant l'énergie hydraulique.